



Exploration & Production



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2025	2024	2023
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,55	0,46	0,43
<i>di cui: dipendenti</i>		0,73	0,18	0,48
<i>contrattisti</i>		0,50	0,52	0,41
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	7,80	3,69	8,58
Opex per boe ^(d)		9,2	9,2	8,6
Cash flow per boe		20,5	17,3	19,4
Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)}		17,0	22,7	26,3
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		53,64	57,56	59,35
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.728	1.707	1.655
Riserve certe di idrocarburi ^(d)	(milioni di boe)	6.885	6.497	6.614
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,4	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	167	124	69
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.141	9.188	9.840
<i>di cui: all'estero</i>		5.101	5.171	5.927
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	4,6	6,7	7,6
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(a)	(miliardi di Sm ³)	0,0	0,1	0,2
Volumi totali di oil spill (>1 barile) ^(a)	(barili)	4	2.163	5.132
Acqua di formazione reiniettata ^(a)	(%)	56	51	42

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

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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



PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro pari a 0,55, evidenzia complessivamente un aumento a seguito delle operazioni di portafoglio finalizzate nel 2024 e per l'incremento del numero di eventi al personale dipendente. La performance risulta in miglioramento per il personale contrattista.
- Produzione d'idrocarburi pari a 1.728 mila boe/giorno, +1% rispetto al 2024, grazie alla rapidità ed efficiente schedulazione degli avvii e della messa a regime dei nuovi giacimenti, nonché all'eccellente regolarità di marcia della base produttiva dei giacimenti. Al netto delle dismissioni, la crescita della produzione è stata del 4% rispetto al 2024.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2025 ammontano a 6,9 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 70 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 162%. La vita utile residua delle riserve è di 10,9 anni (10,4 anni nel 2024).
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine hanno raggiunto nel corso del 2025 lo zero flaring per effetto congiunto delle operazioni di portafoglio ed il completamento dei progetti di valorizzazione del gas in Congo.
- Volumi totali di oil spill risultano pressoché azzerati (4 barili nel 2025). Inoltre, non si sono verificati oil spill dovuti a sabotaggi.
- Acqua di formazione reiniettata pari al 56% è in aumento rispetto al 2024, principalmente per l'aumento dei volumi reiniettati in Turkmenistan, Messico e Italia.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) sono pari a 4,6 milioni di tonnellate di CO₂ eq in riduzione rispetto al 2024, principalmente per effetto delle operazioni di portafoglio e grazie ad azioni di contenimento del non routine flaring.

PORTAFOGLIO

- Firmato l'accordo vincolante con Petronas, società di stato malese, per la creazione di una Joint Venture che gestirà gli asset prevalentemente a gas dei due partner in Indonesia e Malesia attraverso una business combination di portafogli molto complementari in grado di generare sinergie finanziarie ed operative. In linea con il modello satellitare Eni di costituire entità upstream geograficamente focalizzate ed autonome, la nuova JV sarà gestita come un'entità finanziariamente autosufficiente con un obiettivo produttivo di oltre 500 mila boe/giorno sostenibile nel medio termine. Il completamento dell'operazione è soggetto all'approvazione governativa, regolatoria e dei partner.
- Nell'ambito della strategia di Eni volta all'ottimizzazione delle attività upstream, che prevede di anticipare la valorizzazione delle scoperte esplorative attraverso la riduzione delle partecipazioni in esse, è stata finalizzata nel 2025 la cessione a Vitol di una partecipazione del 30% nel progetto offshore Baleine in Costa d'Avorio; e nel gennaio 2026 è stato firmato un accordo vincolante con SOCAR, società petrolifera statale della Repubblica dell'Azerbaijan, per la cessione di un'ulteriore quota del 10% nel progetto.
- Firmato con la società argentina YPF la Descrizione Tecnica Finale di Progetto (FTPD), un passo significativo verso la Decisione Finale di Investimento relativa ad una fase da 12 MTPA di gas naturale liquefatto del progetto integrato upstream-midstream Argentina GNL (ARGL-NG), progettato per sviluppare le risorse del giacimento a gas Vaca Muerta, che prevede un approccio per fasi per esportare fino a 30 MTPA di GNL nel lungo termine. In febbraio 2026 Eni e la società argentina YPF hanno sottoscritto con XRG, società parte del gruppo ADNOC, un Accordo di Sviluppo Congiunto (JDA) vincolante per il progresso del progetto Argentina GNL.
- In linea con la strategia di ottimizzazione delle attività upstream tramite un ribilanciamento del proprio portafoglio e la dismissione di asset non strategici, è stata completata la cessione di un asset in Congo, mentre sono state acquisite ulteriori quote di partecipazione tramite Vår Energi (Eni 63%) in Norvegia, nel Regno Unito attraverso Ithaca Energy (Eni 36%), nonché in Algeria e Nigeria.

ESPLORAZIONE

- Nell'anno le risorse esplorative sono state incrementate di 900 milioni di boe, estendendo a oltre 10 anni consecutivi la serie storica di esercizi nei quali Eni è stata in grado di rimpiazzare la produzione in modo organico. In particolare, sono state realizzate importanti scoperte in diverse aree geografiche:
 - la JV Azule Energy (Eni 50%) ha confermato successi esplorativi significativi in Namibia con i pozzi a gas e condensati di Sagittarius-1X, a olio di Capricornus-1X nonché da un'ulteriore scoperta a gas e condensati con il pozzo Volans-1X. Azule Energy ha anche annunciato la scoperta con il primo pozzo esplorativo interamente dedicato ai temi a gas Gajajeira-01 in Angola;
 - in Norvegia (tramite Vår Energi) con le scoperte nel Mare di Barents e Mare di Norvegia in prossimità di facility produttive esistenti;
 - in Indonesia con scoperte effettuate in prossimità a infrastrutture esistenti e adiacente a scoperte già effettuate, offrendo significative sinergie per uno sviluppo accelerato;



- in Egitto, con scoperte nelle concessioni del Deserto Occidentale, già avviate in produzione;
- in Costa d'Avorio, dove la scoperta effettuata ha confermato l'estensione ad est del giacimento in produzione di Baleine;
- in Ghana, con attività di appraisal del campo di Eban-Akoma nel blocco Cape Three Points 4.
- Il portafoglio è stato rinnovato con circa 21.200 chilometri quadrati di nuovi permessi in particolare in Algeria, Egitto, Italia, Costa d'Avorio, Norvegia e Tunisia.
- Firmato un accordo per l'acquisizione da YPF di una quota del 50% e del ruolo di operatore nel Blocco esplorativo OFF-5, nell'offshore dell'Uruguay, rafforzando ulteriormente la collaborazione tra Eni e YPF. L'accordo è soggetto all'approvazione delle competenti autorità uruguayane. Il blocco consolida ulteriormente il portafoglio esplorativo di Eni, il quale combina prospect near-field ed esplorazione sinergica alle facilities esistenti con opportunità diversificate e selezionate ad alto impatto su cui applicare le tecnologie proprietarie di Eni per accelerarne e massimizzarne il valore.
- Firmato un contratto di esplorazione relativo al blocco CI-707, offshore della Costa d'Avorio, che presenta una continuità geologica con il vicino blocco CI-205, dove è presente la scoperta Calao annunciata nel marzo 2024. Questa vicinanza offre un'opportunità per futuri sviluppi sinergici.
- Firmato con il partner Sonatrach un contratto per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'area di Zemoul El Kbar. Il contratto, della durata di 30 anni, riguarda un'area di circa 4.200 chilometri quadrati e comprende anche asset adiacenti precedentemente gestiti tramite contratti separati. L'accordo fa seguito alla recente assegnazione a Eni, in partnership con PTTEP, del blocco Reggane II, avvenuta nell'ambito della Gara Algeria 2024.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2025 sono pari a €211 milioni (€741 milioni nel 2024) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso e dei diritti esplorativi unproved per €37 milioni (€555 milioni nel 2024) associati ai progetti con esito negativo. In particolare, nell'ambito dell'attività esplorativa e di appraisal sono state rilevate radiazioni per €20 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Algeria ed Oman. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €17 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti. A fine esercizio risultano 147 pozzi in progress (62,3 in quota Eni).

SVILUPPO

- Tra i principali sviluppi produttivi dell'anno annoveriamo:
 - in Congo, avviata a fine anno la Fase 2 del progetto Congo FNLG, in anticipo rispetto ai tempi previsti, attraverso l'entrata in produzione della Nguya FLNG, portando la capacità complessiva del progetto a 3 milioni di tonnellate anno. La Nguya FLNG è stata disegnata e costruita in soli 33 mesi, dall'aggiudicazione del contratto al sail away segnando un record in termini di time-to-market nell'intera industria;
 - Indonesia, l'avvio della produzione di gas del giacimento Merakes East nel blocco offshore East Sepinggan (Eni 85%, operatore), nel bacino del Kutei, che contribuirà per circa 18 mila boe/g alla produzione Eni;
 - in Angola, lo start-up del progetto Agogo Integrated West Hub, operato dalla JV Azule Energy nel blocco offshore 15/06, con dieci mesi di anticipo rispetto ai piani. Il progetto comprende l'intera fase di sviluppo per due giacimenti, Agogo e Ndungu, con riserve totali di circa 450 mln di barili e un plateau produttivo atteso a 180 mila boe/giorno;
 - in Angola, la JV Azule ha avviato il progetto operato NGC, il primo progetto a gas non associato nel paese, che alimenta l'impianto di esportazione Angola LNG nonché il mercato domestico. A febbraio 2026 raggiunta la prima produzione di gas;
 - in Norvegia, attraverso Vår Energi sono stati avviate le produzioni dei giacimenti ad olio di Balder-X, con una produzione attesa pari a circa 80 mila barili/giorno, e di Johan Castberg con una capacità produttiva di 220 mila barili/giorno, nonché il giacimento a gas di Askeladd West con l'obiettivo di assicurare il pieno utilizzo della capacità dell'impianto GNL di Hammerfest nei prossimi anni;
 - in Ghana, avviata l'attività di workover presso il giacimento Sankofa East, in prossimità della FPSO John Agyekum Kufuor, nell'ambito del più ampio piano di sviluppo del giacimento.
- Firmati accordi con Cipro ed Egitto per lo sviluppo delle riserve di gas del Blocco 6 operato da Eni nell'offshore di Cipro, da esportare nei mercati internazionali attraverso gli impianti di trattamento e liquefazione di Eni presenti in Egitto.
- Eni e Petroci hanno annunciato un significativo aumento della fornitura di gas per il sistema di generazione elettrica della Costa d'Avorio. Il gas prodotto, fino a 70 milioni di piedi cubi al giorno, sarà interamente destinato a soddisfare la domanda locale, garantendo una fornitura affidabile per le esigenze di generazione elettrica del Paese e rafforzando ulteriormente il ruolo della Costa d'Avorio come hub energetico regionale.
- Nell'ambito dello sviluppo della Fase 2 del progetto Congo FNLG è stata avviata la nuova piattaforma logistica Yasika, un'infrastruttura strategica all'interno del progetto. La piattaforma è impiegata in ausilio delle due unità galleggianti di liquefazione: Tango FLNG e Nguya FLNG. Inoltre, la piattaforma logistica Yasika svolgerà un ruolo chiave nella costruzione di nuove installazioni, nell'interconnessione delle infrastrutture esistenti e nell'ammodernamento di strutture strategiche, come quella di Litchendjili.
- Raggiunta con i partner CNPC, ENH, Kogas e XRG la Decisione Finale di Investimento (FID) per lo sviluppo del progetto Coral North FLNG che porterà in produzione le riserve della parte settentrionale del giacimento Coral a gas nell'Area 4, nel bacino di Rovuma, attraverso un impianto galleggiante di GNL con una capacità produttiva di 3,6 MTPA. Il progetto farà leva sull'approccio fast-track di Eni e l'esperienza acquisita con il progetto Coral South con start-up atteso in soli tre anni.



- Eni, insieme ai partner del progetto Offshore Cape Three Points (OCTP), Vitol e la Ghana National Petroleum Corporation (GNPC), ha firmato un Memorandum d'Intenti con il Governo del Ghana, per incrementare la produzione nazionale di petrolio e gas e promuovere nuove iniziative sostenibili. La collaborazione inoltre valuterà attività esplorative ed il possibile sviluppo del nuovo giacimento Eban-Akoma nel blocco Cape Three Points 4.
- Firmati accordi di collaborazione con aziende con sede negli Emirati Arabi Uniti per lo sviluppo di data center in Italia, alimentati da Eni con elettricità a gas con relativa cattura e stoccaggio delle emissioni di CO₂. Gli accordi riguardano anche la trasmissione di energia rinnovabile attraverso l'interconnessione transfrontaliera tra Albania e Italia e di minerali critici, consentendo a Eni di espandere la collaborazione con gli Emirati Arabi Uniti. In particolare, è stato inoltre sottoscritto con Khazna Data Centers, leader globale nelle infrastrutture digitali hyperscale, un Head of Terms per la costituzione di una Joint Venture finalizzata allo sviluppo di un "AI Data Center Campus" con capacità IT complessiva di 500 MW, nel sito di Ferrera Erbognone, in Lombardia.
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €5,5 miliardi, realizzati in particolare negli Emirati Arabi Uniti, Libia, Egitto, Indonesia, Algeria, Congo e Italia.
- Nel 2025 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €34 milioni (€41 milioni nel 2024).

RISERVE

Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare, sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da S&P Global Energy, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

Governance delle riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore¹; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti, ad eccezione di alcune società in Joint Venture e collegate per la quale Eni si basa esclusivamente sulla valutazione indipendente delle riserve effettuata annualmente.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Natural Resources Valorization e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha conseguito un Master in Petroleum Engineering al Politecnico di Torino ed una Laurea in Ingegneria Civile Idraulica presso l'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna. Ha un'esperienza di oltre 20 anni nel settore

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili nella sezione "Exhibits" dell'Annual Report on Form 20-F 2009 all'indirizzo sec.gov.



petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare, la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Valutazione indipendente delle riserve

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti² tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e da loro non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle misurazioni effettuate sui pozzi, le misure delle coordinate delle traiettorie dei pozzi, l'analisi delle proprietà PVT (pressione, volume e temperatura) dei fluidi di giacimento, mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. I volumi e i valori monetari delle riserve di alcune società in Joint Venture e collegate sono certificati per conto delle stesse da società di ingegneri petroliferi indipendenti con modalità analoghe e forniti ad Eni³.

Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2025⁴ da Ryder Scott Company, Sproule e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2025 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 36% delle riserve Eni al 31 dicembre 2025⁵. Nel triennio 2023-2025 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'82% del totale delle riserve certe.

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

	(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2024		4.433	2.064	6.497
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	910		155	1.065
Effetto prezzo	9		(21)	(12)
Promozioni nette		919	134	1.053
Portfolio		(63)	29	(34)
Produzione		(459)	(172)	(631)
Riserve certe al 31 dicembre 2025		4.830	2.055	6.885
Tasso di rimpiazzo all sources	%			162

Le riserve certe al 31 dicembre 2025 sono pari a 6.885 milioni di boe, di cui 4.830 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 1.053 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni per 633 milioni di boe a seguito principalmente dell'iscrizione di riserve legate alla progressione delle attività in Indonesia (563 milioni di boe), Norvegia (48 milioni di boe), Emirati Arabi Uniti (13 milioni di boe) e progetti minori nei Paesi Bassi, Regno Unito e Angola; (ii) revisioni di precedenti stime per 387 milioni di boe comprendenti aumenti in Egitto, Algeria, Norvegia, Emirati Arabi Uniti e Costa d'Avorio parzialmente compensate da revisioni negative in Australia e Italia. Le revisioni di precedenti stime includono l'effetto prezzo negativo di 12 milioni di boe, principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 81 \$/barile nel 2024 a 70 \$/barile nel 2025 con conseguente taglio delle riserve non economiche allo scenario 2025 ed effetti nei contratti di PSA; e (iii) miglioramenti di recupero assistito di 33 milioni di boe in Iraq e Costa d'Avorio.

Le operazioni di portafoglio, pari a -34 milioni di boe si riferiscono principalmente: (i) alla cessione della partecipazione del 30% nel progetto offshore Baleine in Costa d'Avorio e in un asset in Congo (-70 milioni di boe); (ii) all'acquisizione di asset in Norvegia tramite Vår Energi (Eni 63%), nel Regno Unito attraverso Ithaca Energy (Eni 36%) nonché di quote aggiuntive nel campo di Touat in Algeria e Bonga in Nigeria (complessivamente +36 milioni di boe).

I tassi di rimpiazzo organico⁶ ed all sources delle riserve certe sono rispettivamente pari al 167% e 162%. La vita utile residua delle riserve è pari a 10,9 anni (10,4 anni nel 2024).

Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

(2) Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente della società DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott e Sproule.

(3) Nel 2025 Azule Energy e Vår Energi.

(4) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2025.

(5) Nel 2025 sono inclusi i volumi di Azule Energy e Vår Energi per i quali Eni ha richiesto una Third Party Letter.

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



RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Società consolidate	2025			2024			2023		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Italia	197	18.459	320	213	23.146	368	211	24.310	374
<i>Sviluppate</i>	123	14.835	223	129	19.633	262	136	18.504	261
<i>Non sviluppate</i>	74	3.624	97	84	3.513	106	75	5.806	113
Resto d'Europa		2.268	15		1.532	10	27	4.907	60
<i>Sviluppate</i>		1.267	9		1.453	10	24	4.725	56
<i>Non sviluppate</i>		1.001	6		79		3	182	4
Africa Settentrionale	517	143.064	1.483	458	151.128	1.479	523	168.060	1.658
<i>Sviluppate</i>	339	72.546	829	291	76.201	805	326	90.076	935
<i>Non sviluppate</i>	178	70.518	654	167	74.927	674	197	77.984	723
Africa Sub-Sahariana	252	47.139	570	268	54.683	638	334	70.208	809
<i>Sviluppate</i>	202	31.128	412	187	34.159	418	225	38.241	482
<i>Non sviluppate</i>	50	16.011	158	81	20.524	220	109	31.967	327
Kazakhstan	556	39.603	824	591	42.167	876	637	43.766	933
<i>Sviluppate</i>	523	39.528	789	539	42.091	823	576	43.766	872
<i>Non sviluppate</i>	33	75	35	52	76	53	61		61
Resto dell'Asia	713	113.544	1.480	578	44.859	881	485	36.919	733
<i>Sviluppate</i>	274	26.043	449	233	22.636	385	240	20.536	379
<i>Non sviluppate</i>	439	87.501	1.031	345	22.223	496	245	16.383	354
America	111	2.243	127	127	2.657	145	213	3.703	238
<i>Sviluppate</i>	80	1.599	91	81	1.578	92	163	3.000	184
<i>Non sviluppate</i>	31	644	36	46	1.079	53	50	703	54
Australia e Oceania		1.739	11		5.347	36		5.420	37
<i>Sviluppate</i>		1.061	7		662	5		1.652	11
<i>Non sviluppate</i>		678	4		4.685	31		3.768	26
Totale società consolidate	2.346	368.059	4.830	2.235	325.519	4.433	2.430	357.293	4.842
Sviluppate	1.541	188.007	2.809	1.460	198.413	2.800	1.690	220.500	3.180
Non sviluppate	805	180.052	2.021	775	127.106	1.633	740	136.793	1.662
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	381	34.835	617	391	26.616	572	326	14.621	425
<i>Sviluppate</i>	295	19.606	427	207	15.432	311	167	10.182	235
<i>Non sviluppate</i>	86	15.229	190	184	11.184	261	159	4.439	190
Africa Settentrionale	5	7.054	53	8	6.304	50	6	380	8
<i>Sviluppate</i>	5	7.054	53	8	6.304	50	6	380	8
<i>Non sviluppate</i>									
Africa Sub-Sahariana	192	87.107	781	226	87.832	819	207	42.490	494
<i>Sviluppate</i>	112	34.594	346	103	29.831	305	107	29.304	305
<i>Non sviluppate</i>	80	52.513	435	123	58.001	514	100	13.186	189
Resto dell'Asia	111	40.136	381	110	39.926	379	110	39.792	378
<i>Sviluppate</i>									
<i>Non sviluppate</i>	111	40.136	381	110	39.926	379	110	39.792	378
America	20	30.109	223	23	32.830	244	26	35.700	267
<i>Sviluppate</i>	20	30.109	223	23	32.830	244	26	35.700	267
<i>Non sviluppate</i>									
Totale società in joint venture e collegate	709	199.241	2.055	758	193.508	2.064	675	132.983	1.572
Sviluppate	432	91.363	1.049	341	84.397	910	306	75.566	815
Non sviluppate	277	107.878	1.006	417	109.111	1.154	369	57.417	757
Totale riserve certe	3.055	567.300	6.885	2.993	519.027	6.497	3.105	490.276	6.414
Sviluppate	1.973	279.370	3.858	1.801	282.810	3.710	1.996	296.066	3.995
Non sviluppate	1.082	287.930	3.027	1.192	236.217	2.787	1.109	194.210	2.419



Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2025 ammontano a 3.027 milioni di boe, di cui 1.082 milioni di barili di liquidi e 288 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Asia.

Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 805 milioni di barili di liquidi e 180 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)

Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2024	2.787
Promozioni	(370)
Nuove scoperte ed estensioni	585
Revisioni di precedenti stime	23
Miglioramenti da recupero assistito	26
Portfolio	(24)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2025	3.027

Nel 2025 la conversione a riserve certe sviluppate (370 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti in Norvegia (tramite Vår Energi), Emirati Arabi Uniti e in Angola (tramite Azule Energy).

Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno per la promozione delle riserve non sviluppate sono pari a circa €10 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. I volumi di riserve certe non sviluppate rimasti tali per 5 o più anni sono pari a 0,75 miliardi di boe, in riduzione rispetto al 2024, e sono principalmente correlate ai seguenti progetti in fase di esecuzione e sviluppo: (i) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,45 miliardi di boe) dove gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (ii) in alcuni giacimenti negli Emirati Arabi Uniti (0,15 miliardi di boe); (iii) altri giacimenti in Italia e Iraq (0,15 miliardi di boe).

Eni rimane fortemente impegnata a portare questi progetti in produzione nei prossimi anni. La durata del periodo di sviluppo dipende da una serie di fattori esterni, quali ad esempio il tipo di sviluppo, l'ubicazione e l'ambiente operativo fisico del giacimento o l'assenza di infrastrutture, considerando che la maggior parte dei nostri progetti è legata alle infrastrutture e non dipende da fattori interni, quali un insufficiente impiego di risorse da parte di Eni o un minore impegno da parte di Eni a portare a termine il progetto.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 624 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakistan, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia e Venezuela.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire integralmente gli impegni di fornitura.

Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2025 è stata di 1.728 mila boe/giorno, in aumento dell'1% rispetto al 2024. L'efficiente esecuzione dei programmi di sviluppo ha consentito l'avvio e l'entrata a regime dei progetti in Norvegia, Costa d'Avorio, Messico, Congo, Angola, Indonesia e Ghana. A questi incrementi si aggiunge la regolarità di marcia della base produttiva. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dal declino dei giacimenti maturi e dalla cessione delle attività perfezionate nel 2024 in Nigeria, Alaska e Congo.

La produzione di petrolio è stata di 840 mila barili/giorno in aumento del 7% rispetto al 2024. La crescita organica in Costa d'Avorio, a seguito dell'avvio della Fase 2 del progetto Baleine, Messico, Angola e Norvegia è stata parzialmente compensata dai disinvestimenti e dal declino di giacimenti maturi.



La produzione di gas naturale è stata di 131 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione del 4% rispetto al 2024 per effetto della cessione delle attività e dal declino dei giacimenti maturi in parte compensata dalla crescita organica in Congo (Marine XII) e Indonesia (Merakes East), nonché nei nostri satelliti in Angola e Norvegia.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 566 milioni di boe. La differenza di 65 milioni di boe rispetto alla produzione di 631 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (49 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

PRODUZIONE ANNUALE DI IDROCARBURI^{(a)(b)}

Società consolidate	2025 ^(c)			2024			2023		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Italia	9	2,2	24	10	2,0	23	10	2,2	25
Resto d'Europa		0,7	5	6	2,0	19	7	1,1	14
Paesi Bassi		0,7	5		0,7	5			
Regno Unito				6	1,3	14	7	1,1	14
Africa Settentrionale	64	18,9	191	65	22,1	214	69	23,0	225
Algeria	21	3,3	43	20	3,8	46	23	3,4	46
Egitto	23	9,7	88	22	11,9	102	24	13,5	116
Libia	20	5,8	59	22	6,3	65	21	6,0	62
Tunisia		0,1	1	1	0,1	1	1	0,1	1
Africa Sub-Sahariana	39	5,1	74	32	4,6	63	31	4,6	61
Congo	9	2,4	25	10	2,1	24	13	1,8	25
Costa d'Avorio	14	0,6	18	6	0,3	8	2	0,1	2
Ghana	5	1,2	13	4	0,9	11	5	0,9	11
Nigeria	11	0,9	18	12	1,3	20	11	1,8	23
Kazakhstan	42	2,5	59	40	2,6	58	42	2,6	60
Resto dell'Asia	35	6,6	79	34	6,1	75	31	5,3	67
Cina									
Emirati Arabi Uniti	22	0,2	23	21	0,1	22	20	0,1	20
Indonesia	1	4,9	34	1	5,2	35		4,2	29
Iraq	11	0,9	17	10	0,7	15	9	0,8	14
Timor Leste								0,1	1
Turkmenistan	1	0,6	5	2	0,1	3	2	0,1	3
America	23	0,5	26	21	0,5	25	25	0,7	30
Messico	16	0,2	18	9	0,2	11	8	0,2	10
Stati Uniti	7	0,3	8	12	0,3	14	17	0,5	20
Australia e Oceania		0,2	1		0,2	1		0,4	3
Australia		0,2	1		0,2	1		0,4	3
	212	36,7	459	208	40,1	478	215	39,9	485
Società in joint venture e collegate									
Algeria		0,8	6		0,6	4			
Angola	29	1,5	39	31	1,2	40	31	1,2	39
Mozambico		1,3	9		1,2	9		1,1	8
Norvegia	53	3,7	78	42	3,7	66	32	2,8	50
Regno Unito	9	1,0	16	2	0,3	4			
Tunisia	1		1	1		1	1		1
Venezuela	3	3,0	23	3	3,0	23	2	2,9	21
	95	11,3	172	79	10,0	147	66	8,0	119
Totale	307	48,0	631	287	50,1	625	281	47,9	604

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

(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (49, 49 e 46 milioni di boe, rispettivamente nel 2025, 2024 e 2023).

(c) Include circa 4 milioni di boe di produzioni afferenti ad alcuni partner in joint venture oggetto di sanzioni.

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI^{(a)(b)}

Società consolidate	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
	2025 ^(c)			2024			2023		
Italia	26	5,9	65	27	5,5	64	29	6,0	69
Resto d'Europa	1	2,0	14	16	5,5	53	18	3,1	39
Paesi Bassi	1	1,9	13	1	1,9	13			
Regno Unito		0,1	1	15	3,6	40	18	3,1	39
Africa Settentrionale	174	51,8	524	177	60,2	584	190	63,1	617
Algeria	57	9,0	117	56	10,3	125	62	9,4	126
Egitto	62	26,6	242	59	32,4	279	67	37,1	318
Libia	54	16,0	162	60	17,2	176	59	16,3	169
Tunisia	1	0,2	3	2	0,3	4	2	0,3	4
Africa Sub-Sahariana	108	13,9	202	86	12,7	173	84	12,5	168
Congo	24	6,7	69	26	5,8	66	36	4,9	68
Costa d'Avorio	39	1,6	50	17	0,7	22	4	0,2	6
Ghana	13	3,2	35	12	2,6	29	14	2,5	31
Nigeria	32	2,4	48	31	3,6	56	30	4,9	63
Kazakhstan	114	6,9	161	110	7,1	157	115	7,2	163
Resto dell'Asia	94	18,0	217	93	16,7	205	85	14,4	183
Cina							1		1
Emirati Arabi Uniti	60	0,5	64	58	0,3	60	54	0,3	56
Indonesia	1	13,5	92	1	14,2	97	1	11,5	79
Iraq	31	2,3	47	28	1,9	40	23	2,2	38
Timor Leste					0,1	1		0,2	2
Turkmenistan	2	1,7	14	6	0,2	7	6	0,2	7
America	62	1,4	71	59	1,4	68	68	2,0	81
Messico	45	0,7	49	25	0,6	29	22	0,7	26
Stati Uniti	17	0,7	22	34	0,8	39	46	1,3	55
Australia e Oceania		0,6	4		0,4	3		1,1	7
Australia		0,6	4		0,4	3		1,1	7
	579	100,5	1.258	568	109,5	1.307	589	109,4	1.327
Società in joint venture e collegate									
Algeria		2,1	14		1,6	12			
Angola	79	4,0	106	86	3,3	108	85	3,3	108
Mozambico	1	3,6	25	1	3,4	24	1	3,1	22
Norvegia	146	10,1	214	114	10,0	181	87	7,5	138
Regno Unito	25	2,9	44	6	0,8	11			
Tunisia	2	0,1	3	2	0,1	2	2	0,1	2
Venezuela	8	8,2	64	7	8,1	62	5	7,9	58
	261	31,0	470	216	27,3	400	180	21,9	328
Totale	840	131,5	1.728	784	136,8	1.707	769	131,3	1.655

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

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

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



POZZI PRODUTTIVI

Nel 2025 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 6.756,0 (2.120,4 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 5.630,0 (1.637,7 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.126,0 (482,7 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

POZZI PRODUTTIVI^(a)

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

(a) Include 913 (240 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamente 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.

ATTIVITÀ DI DRILLING

Esplorazione

Nel 2025 sono stati ultimati 42 nuovi pozzi esplorativi (16,8 in quota Eni), a fronte dei 37 nuovi pozzi esplorativi (15,0 in quota Eni) del 2024 e dei 39 nuovi pozzi esplorativi (21,6 in quota Eni) del 2023. Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 37,9% (42,2% in quota Eni), a fronte del 12,5% (12,8% in quota Eni) del 2024 e del 34,5% (38% in quota Eni) del 2023.

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

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

(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.



Sviluppo

Nel 2025 sono stati ultimati 303 nuovi pozzi di sviluppo (79,1 in quota Eni) a fronte dei 217 nuovi pozzi di sviluppo (57,3 in quota Eni) del 2024 e dei 165 (83,6 in quota Eni) del 2023. È attualmente in corso la perforazione di 184 pozzi di sviluppo (36,5 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

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

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) 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.

Superfici

Nel 2025 Eni ha condotto operazioni in 33 paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2025, il portafoglio minerario di Eni consiste in 868 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 205.562 chilometri quadrati in quota Eni (superficie totale in quota Eni di 211.347 chilometri quadrati al 31 dicembre 2024). La superficie sviluppata è di 25.712 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 179.850 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2025 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Algeria, Egitto, Italia, Costa d'Avorio, Norvegia e Tunisia per una superficie di circa 21.200 chilometri quadrati; (ii) dall'uscita da Cina e dal rilascio di licenze principalmente in Congo, Cipro, Egitto, Mozambico, Norvegia, Timor Leste, Emirati Arabi Uniti e Vietnam per circa 21.250 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, principalmente in Indonesia, Italia, Tunisia e Regno Unito per complessivi 350 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Costa d'Avorio, Egitto, Indonesia, Italia, Timor Leste, Emirati Arabi Uniti e Regno Unito per complessivi 6.085 chilometri quadrati.

Nel corso dei prossimi tre anni sono previste superfici in scadenza relative a titoli o permessi esplorativi nelle seguenti aree: (i) Resto d'Europa, in particolare Cipro, Albania, Paesi Bassi, Norvegia e Regno Unito; (ii) Resto dell'Asia, in particolare in Indonesia, Timor Leste, Vietnam, Libano, Oman ed Emirati Arabi Uniti; (iii) Africa Settentrionale, in particolare in Egitto e Libia; (iv) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Angola, Namibia, Congo, Ghana e Costa d'Avorio; (v) America, in particolare in Messico; (vi) Australia e Oceania, in particolare Australia. Nella gran parte dei casi esistono opzioni contrattuali di estensione o rinnovo che potranno essere esercitate o meno in funzione dei risultati degli studi e delle attività previste. Si ritiene quindi che una considerevole parte di superficie verrà mantenuta a seguito di estensione dei permessi.



PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2024	31 dicembre 2025						
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	38.752	480	18.026	59.109	77.135	8.557	23.062	31.619
Italia	7.797	108	7.134	3.404	10.538	5.938	2.900	8.838
Resto d'Europa	30.955	372	10.892	55.705	66.597	2.619	20.162	22.781
Albania	587	1		477	477		477	477
Cipro	13.988	4		14.020	14.020		7.466	7.466
Norvegia	10.174	188	5.907	32.289	38.196	959	8.187	9.146
Paesi Bassi	1.599	35	1.960	2.177	4.137	833	681	1.514
Regno Unito	4.607	144	3.025	6.742	9.767	827	3.351	4.178
AFRICA	73.926	284	44.877	231.695	276.572	12.110	76.478	88.588
Africa Settentrionale	45.131	157	20.214	161.671	181.885	8.143	52.365	60.508
Algeria	8.095	78	10.858	48.717	59.575	4.240	17.069	21.309
Egitto	10.205	54	4.433	32.053	36.486	1.594	10.855	12.449
Libia	24.644	14	1.963	78.085	80.048	958	23.686	24.644
Tunisia	2.187	11	2.960	2.816	5.776	1.351	755	2.106
Africa Sub-Sahariana	28.795	127	24.663	70.024	94.687	3.967	24.113	28.080
Angola	9.456	69	10.688	40.202	50.890	906	8.515	9.421
Congo	1.099	11	518	1.320	1.838	265	713	978
Costa d'Avorio	9.007	12	1.309	11.874	13.183	676	10.084	10.760
Ghana	502	4	226	946	1.172	100	402	502
Mozambico	3.260	6	719	3.193	3.912	180	736	916
Namibia	1.144	1		5.386	5.386		1.145	1.145
Nigeria	4.327	24	11.203	7.103	18.306	1.840	2.518	4.358
ASIA	80.904	36	14.595	129.039	143.634	3.832	63.772	67.604
Kazakhstan	1.273	6	2.391	2.505	4.896	442	831	1.273
Resto dell'Asia	79.631	30	12.204	126.534	138.738	3.390	62.941	66.331
Cina	7							
Emirati Arabi Uniti	16.658	7	8.559	12.032	20.591	805	8.335	9.140
Indonesia	12.051	10	2.288	14.850	17.138	1.926	9.945	11.871
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	610	1		1.742	1.742		610	610
Oman	9.037	2		11.256	11.256		9.037	9.037
Qatar	38	1		1.206	1.206		38	38
Timor Leste	4.140	2	83	4.032	4.115	33	3.528	3.561
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	15.245	2		12.886	12.886		10.229	10.229
Altri Paesi ^(c)	21.219	3		68.530	68.530		21.219	21.219
AMERICA	8.336	60	1.923	11.549	13.472	885	7.437	8.322
Messico	3.336	10	67	5.165	5.232	67	3.269	3.336
Stati Uniti	362	39	595	154	749	321	27	348
Venezuela	1.066	6	1.261	1.544	2.805	497	569	1.066
Altri Paesi	3.572	5		4.686	4.686		3.572	3.572
AUSTRALIA E OCEANIA	9.429	8	328	15.394	15.722	328	9.101	9.429
Australia	9.429	8	328	15.394	15.722	328	9.101	9.429
Totale	211.347	868	79.749	446.786	526.535	25.712	179.850	205.562

(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.

(c) Include licenze esplorative in Russia per le quali si prevede il rilascio.



PRINCIPALI ASSET PRODUTTIVI (% TITOLARITA' IN QUOTA ENI) E ANNO DI AVVIO DELLE OPERAZIONI

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

ITALIA		(1926)	Mare Adriatico e Ionio	Cervia-Arianna (100%), Luna (100%), Barbara (100%), Emilio-Donata(100%), Clara NW (51%) e Hera Lacinia (100%)
			Basilicata	Val d'Agri (61%)
			Sicilia	Argo-Cassiopea (60%), Gela (100%), Giaurone (100%), Prezioso (100%) e Armatella (100%)
RESTO D'EUROPA	Paesi Bassi	(2024)	F3 (58,96%), G-blocks (da 33,7% a 60%), K2b-A (56,62%), K9ab-B (35,43%), L12-L15 (da 30% a 30,23%), L10/K12 (da 15,56% a 49,29%), L5 hub (da 59,50% a 60%), Q13a-A (50%) e K6-D (5,78%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria^(a)	(1981)	Sif Fatima II (49%), Berkine Sud (75%), Blocco 404-208 (17,5%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (100%), Blocco 403 (50%), Blocco 405b (75%), In Amenas (45,89%) e In Salah (33,15%)	
	Egitto^{(a)(b)}	(1954)	Sinai (Abu Madi, Sinai 12 Leases - 100%), Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%), South Ghara (South Ghara, Hilal, Shoab Ali - 25%), Alam El Shawish (Assil, Karam, Barq-Bahga, Magd - 25%), Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco, El Qar'NE - 75%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (SWM, SWM-4 -75%), Baltim (Baltim North, Baltim East, Baltim South -50%), North El Hammad Offshore (Bashrush - 37,5%) ed East Obayed (Faramid - 75%)	
	Libia^(a)	(1959)	Aree contrattuali offshore Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%) Aree contrattuali onshore Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)	
	Tunisia	(1961)	Adam (30%), Oued Zar (50%) e Djebel Grouz (50%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Congo	(1968)	Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Kitina (52%) e Yanga Sendji (29,75%)	
	Costa d'Avorio	(2015)	Baleine (47,25%)	
	Ghana	(2009)	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria^(c)	(1962)	OML 125 (100%) e OML 118 (15%)	
KAZAKHSTAN^(a)		(1992)	Kashagan (16,81%) e Karachaganak (29,25%)	
RESTO DELL'ASIA	Indonesia	(2001)	Jangkrik (88,33%), Jangkrik North East (88,33%) Merakes (85%) e Merakes East (85%)	
	Iraq	(2009)	Zubair (41,56%) ^(d)	
	Emirati Arabi Uniti	(2018)	Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)	
	Turkmenistan	(2008)	Burun (90%)	
AMERICA	Messico	(2019)	Area 1 (100%)	
	Stati Uniti	(1968)	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (100%), Longhorn (75%), Devils Towers (100%), Triton (100%), Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (14,45%), Fronrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%).	

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

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

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

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

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

Le attività di esplorazione e produzione sono condotte in diversi Paesi e pertanto soggette al rispetto di legislazioni, normative e regolamenti che riguardano tutti gli aspetti delle attività upstream quali: l'acquisizione di licenze, i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti, le royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.

Le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. Le tipologie contrattuali in cui Eni opera rientrano normalmente nel regime di concessione o Production Sharing Agreement (PSA).



Contratti di concessione. Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate.

A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.

Production Sharing Agreement (PSA). Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri, principalmente in Africa, Medio ed Estremo Oriente. Il diritto minerario è in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società estere o locali. Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi. In base a tali contratti, Eni ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire le spese sostenute per sviluppare e gestire il campo. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedano che l'onere tributario a carico della Società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della Società a valere sulla quota di Profit Oil.

La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di PSA variano a seconda dell'area o del Paese. Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

Italia

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

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

Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) l'avvio produttivo di nuovi pozzi nelle concessioni di Cervia Mare (campo di Cervia) e Fauzia; (ii) l'installazione di una nuova stazione di compressione nell'impianto di trattamento gas di Falconara; (iii) l'esecuzione di ottimizzazioni sulla piattaforma Antonella; (iv) sono proseguite le attività di chiusura mineraria dei pozzi non più produttivi, tra cui quelli funzionali al progetto Ravenna CCS; e (v) iniziative di sviluppo locale, tra cui la terza edizione di ORA! Outpost Ravenna for Energy Transition, con progetti di open innovation e interventi in ambito sanitario e sociale in partnership con stakeholder ed enti territoriali. A Marina di Ravenna è proseguita la collaborazione con l'Azienda Unità Sanitaria Locale della Romagna volto al rafforzamento dell'assistenza primaria territoriale. Le attività dell'anno nella Concessione Val d'Agri hanno riguardato: (i) il deposito presso le Autorità competenti della Variazione Programma Lavori (VPL) relativa allo sviluppo della parte settentrionale dell'area; e (ii) azioni di ottimizzazione della produzione per contrastare il declino naturale del campo. Inoltre, sono proseguite le attività nell'ambito del Nuovo Protocollo d'Intenti tra Eni, Shell e Regione Basilicata che includono la realizzazione di progetti "non oil" a favore dello sviluppo locale, insieme alla prosecuzione delle iniziative definite dall'accordo con la Regione Basilicata nell'ambito del progetto Lucani Ambiente e Salute (LucAS).

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

Nell'ambito delle iniziative a sostegno del territorio: (i) è stato firmato un Accordo Attuativo per interventi di riqualificazione nell'area di Gela; (ii) è stato rinnovato l'Accordo di cooperazione con Il Banco Alimentare, in continuità dal 2023, a supporto delle comunità più vulnerabili; e (iii) è stato avviato il progetto "Musei in Rete - Digitalizzare i Beni Culturali" in collaborazione con la Fondazione Eni Enrico Mattei e stakeholder locali. Inoltre sono stati realizzati interventi di riqualificazione urbana, valorizzazione economica, sostegno educativo e tutela ambientale nel Comune di Crotona tramite contributi volontari erogati da Eni.



Resto d'Europa

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

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

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

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

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

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

Africa Settentrionale

Algeria Nel 2025 Eni ha firmato con il partner Sonatrach un contratto per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'area di Zemoul El Kbar. Il contratto, della durata di 30 anni, riguarda un'area di circa 4.200 chilometri quadrati e comprende anche asset adiacenti precedentemente gestiti tramite contratti separati. L'accordo fa seguito alla recente assegnazione a Eni, in partnership con PTTEP, del blocco Reggane II, avvenuta nell'ambito del Bid Round Algeria 2024.

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

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

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle concessioni del Deserto Occidentale. Le scoperte sono state già avviate in produzione con conseguente ramp-up produttivo dell'area.

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

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) azioni di ottimizzazione della produzione ed attività di drilling nell'offshore mediterraneo; e (ii) la prosecuzione delle attività di costruzione come definito da piano di sviluppo dell'impianto gas nell'area del Deserto Occidentale. Nel 2025, la produzione di Zohr è stata ottimizzata attraverso attività di gestione del giacimento e del network. La campagna di perforazione è stata eseguita con successo e sono in corso di definizione nuove opportunità di ottimizzazione per il 2026.

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.

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



Libia Nel febbraio 2026 Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa offshore O1 in consorzio con altri partner e sarà operatore della concessione. Nel 2025 le attività di sviluppo sono proseguite in tutti i progetti in corso. In particolare: (i) nel progetto Sabratha Compression che contribuirà a sostenere la produzione del giacimento di Bahr Essalam, sono proseguite le attività offshore con l'installazione del modulo di compressione sulla piattaforma di Sabratha; (ii) il Bouri Gas Utilization Project è proseguito come da piano di progetto, con avvio atteso nel 2026; e (iii) sono state avviate le attività di perforazione dei pozzi del progetto Strutture A&E nonché le attività di costruzione della piattaforma della Struttura A. Inoltre, nel corso dell'anno: (i) è proseguito il progetto di formazione professionale in partenariato con l'Organizzazione Internazionale per le Migrazioni con l'obiettivo di incrementare l'occupazione; (ii) è stato avviato un progetto che prevede la conservazione e la promozione del patrimonio culturale; (iii) in ambito sanitario è stato avviato un programma a Jalo con l'obiettivo di rafforzare e migliorare la qualità dei servizi.

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

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

Africa Sub-sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con il primo pozzo esplorativo interamente dedicato ai temi a gas Gajajeira-01; e (ii) nel febbraio 2026, con la significativa scoperta a olio nel pozzo esplorativo Algaita-01 nel Blocco offshore 15/06.

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

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

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

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

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

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

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

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



Costa d'Avorio L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con la perforazione del pozzo Cachalot-1X, che ha confermato l'estensione ad est del giacimento in produzione di Baleine; e (ii) nel febbraio 2026, un'importante scoperta di gas e condensati con il pozzo Murene South-1X, nel Blocco CI-501 (Eni 90%, operatore).

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

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

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

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

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

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

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

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

Mozambico Nell'ottobre 2025 è stata raggiunta dai partner la decisione finale d'investimento (FID) per lo sviluppo del progetto Coral North FLNG che porterà in produzione le riserve della parte settentrionale del giacimento Coral. Nel gennaio 2026, è avvenuto il varo dell'impianto galleggiante Coral North FLNG, in linea con il programma di sviluppo, con una capacità produttiva di 3,6 milioni di tonnellate l'anno (MTPA), portando la produzione totale di GNL del Paese a 7 MTPA. Il progetto farà leva sull'approccio fast-track di Eni e l'esperienza acquisita con il progetto Coral South nel blocco Area 4, con start-up atteso entro la fine del 2028.

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



Namibia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi a gas e condensati di Sagittarius-1X, a olio di Capricornus-1X nonché da un'ulteriore scoperta a gas e condensati con il pozzo Volans-1X. Le campagne di appraisal previste da Azule nell'area di Capricornus e l'esito dei test produttivi saranno valutati nell'ambito di un possibile piano di sviluppo integrato.

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

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

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

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

Kazakhstan

Kashagan 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.

Nel 2025 la produzione in quota Eni è stata di 84 mila boe/giorno.

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

Resto dell'Asia

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

Le attività dell'anno hanno riguardato principalmente: (i) il programma di sviluppo della concessione offshore di Ghasha (Eni 10%) relativo alla messa in produzione dei giacimenti Dalma, Hail e Ghasha. In particolare, è in corso di finalizzazione il progetto Dalma Gas e prosegue secondo il piano di sviluppo il progetto Hail & Gasha, sanzionato nel 2023; e (ii) la prosecuzione delle attività di sviluppo per supportare l'incremento produttivo nelle concessioni di Lower Zakum e Umm Shaif/Nasr.

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



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

Nel maggio 2025, è stata avviata la produzione di gas del giacimento Merakes East nel blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore), nel bacino del Kutei, nell'offshore di Indonesia con la portata iniziale di circa 18 mila boe/giorno in quota Eni.

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

Iraq Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair. Le principali facility sono state già installate. Le attività di sviluppo in corso includono programmi di ampliamento della disponibilità di acqua per mantenere un'adeguata pressurizzazione del giacimento nel lungo termine e di espansione della capacità di trattamento e reiniezione acqua. In particolare, a fine 2025, è stato completato l'avvio per fasi del progetto Zubair Mishrif Expansion, un impianto composto da 4 treni per un totale di 200 mila boe/giorno di capacità di trattamento olio per garantire la sostituzione degli impianti di produzione esistenti ed una capacità aggiuntiva di iniezione di acqua di 750 mila boe/giorno. Inoltre, è in fase di implementazione un programma per raggiungere lo zero flaring tecnico entro il 2027.

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

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

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

America

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

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

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

Stati Uniti Le attività dell'anno hanno riguardato attività di ottimizzazione della produzione sul campo operato di Devil's Tower e nei campi non operati di Lucius ed Europa.



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

Le attività Eni nel Paese comprendono il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale la cui produzione è venduta per intero alla società di Stato, e alcune licenze petrolifere nella fascia dell'Orinoco svolte in regime di "Empresa Mixta", la cui produzione è in declino e i cui valori di libro sono stati interamente svalutati in passato. Il recupero dell'investimento Eni in Cardon IV è soggetto al rischio controparte a causa della condizione di insolvenza di PDVSA, quale conseguenza del regime di sanzioni USA in vigore a tutto il 2025 (v. fattori di rischio e le note al bilancio consolidato).

Tuttavia, a inizio 2026 sono stati registrati importanti sviluppi nel quadro delle relazioni tra Venezuela e USA aprendo la possibilità di un rilancio del settore petrolifero del Paese, pertanto rendendo meno incerto rispetto al passato il contesto operativo per il recupero dei crediti commerciali Eni vs la società petrolifera statale PDVSA, nonché aprendo eventuali opportunità di business.

A fine gennaio l'Assemblea Nazionale della Repubblica ha approvato la proposta di Riforma sulla Legge degli Idrocarburi, che permette la rinegoziazione dei contratti petroliferi esistenti rispetto al regime di Empresa Mixta, un nuovo sistema di tassazione, nonché maggiori tutele legali per gli operatori quali la possibilità di far ricorso a intermediari indipendenti/arbitri in caso di dispute commerciali.

In concomitanza di tali sviluppi, gli USA hanno emesso a beneficio di alcune compagnie petrolifere statunitensi ed europee delle "general licenses". Di particolare rilievo per Eni è la General License 50 A che autorizza Eni, in maniera ampia, a eseguire transazioni relative al settore oil&gas altrimenti vietate dal programma sanzionatorio venezuelano (incluse quelle che coinvolgano il Governo del Venezuela, PDVSA e sue controllate).

Tali sviluppi migliorano le prospettive di recupero dei crediti rispetto alla situazione antecedente di sostanziale embargo USA nei confronti del greggio e dei prodotti venezuelani.

Australia e Oceania

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