



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
<i>di cui: dipendenti</i>		0,18	0,48	0,16
<i>contrattisti</i>		0,52	0,41	0,49
Profit per boe ^{(b)(c)}	(\$/boe)	11,3	14,5	9,8
Opex per boe ^(d)		9,2	8,6	8,4
Cash flow per boe		17,3	19,4	29,6
Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)}		22,7	26,3	24,3
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		57,56	59,35	73,98
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.707	1.655	1.610
Riserve certe di idrocarburi ^(d)	(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
<i>di cui: all'estero</i>		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) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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

1,7 mln boe/g
+3% vs. 2023

grazie agli avvisi di progetti organici e dall'integrazione di Neptune

1,2 mld di boe
di nuove riserve

con scoperte in Messico, Costa d'Avorio e Cipro

Start-up di
Baleine Fase 2

in Costa d'Avorio e
Argo-Cassiopea
in Italia

Valorizzazione
del portafoglio

con la finalizzazione di Neptune, Ithaca Energy e cessioni in Nigeria, Alaska e Congo





PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro pari a 0,46, evidenza complessivamente un aumento per l'incremento del numero di eventi al personale contrattista. La performance registra un miglioramento per il personale dipendente.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) sono pari a 6,7 milioni di tonnellate di CO₂eq. in riduzione rispetto al 2023, principalmente per effetto delle cessioni di asset in Nigeria e in Congo ed alla realizzazione di progetti di gas valorizzazione in Congo.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine sono in significativa riduzione rispetto al 2023, grazie principalmente alla cessione degli asset in Nigeria.
- Volumi totali di oil spill sono in forte diminuzione grazie alla riduzione degli sversamenti derivanti dalle operazioni (-38%) e dagli atti di sabotaggio (-58%). Tutti gli eventi di sabotaggio si sono verificati in Nigeria, ad eccezione di un evento minore in Italia.
- Acqua di formazione reiniettata pari al 51%, in aumento rispetto al 2023, principalmente per il contributo delle operazioni nei Paesi Bassi, Messico e Ghana.
- Produzione d'idrocarburi pari a 1,707 milioni di boe/giorno, +3% rispetto al 2023, grazie alla crescita organica e alla piena integrazione con gli asset acquisiti di Neptune, in parte compensati dalle dismissioni di attività mature e non core nell'ambito dell'attività di ribilanciamento del portafoglio upstream nonché dal declino dei giacimenti maturi.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2024 ammontano a 6,5 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 81 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 113%. La vita utile residua delle riserve è di 10,4 anni (10,6 anni nel 2023).

PORTAFOGLIO

- Nel gennaio 2024 è stata finalizzata la business combination con Neptune Energy, d'intesa con la collegata Vår Energi. L'operazione, caratterizzata da un distintivo disegno strategico e operativo, grazie alla complementarità con il portafoglio Eni di asset e di presenze geografiche, rafforza la posizione del Gruppo in Paesi chiave quali Indonesia, Algeria e Regno Unito. Tale transazione è coerente con la strategia del Gruppo di crescita del business del gas naturale e dell'offerta di energia affidabile, competitiva e a contenute emissioni.
- Nell'agosto 2024 è stata completata la vendita della Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva in Nigeria nell'esplorazione e produzione di idrocarburi onshore, alla società nigeriana Oando. 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 e rimarrà nel portafoglio Eni. Le attività nel Paese proseguiranno concentrandosi sugli asset offshore e nel progetto Nigeria LNG, esplorando anche nuove opportunità nel settore degli agri-feedstock.

- Nell'ottobre 2024 è stata perfezionata con l'upstreamer indipendente Ithaca Energy l'aggregazione aziendale avente a oggetto i portafogli di asset dei due partner nel Regno Unito, caratterizzati da elevata complementarità, esclusi quelli situati nel Mare d'Irlanda e quelli legati ai progetti CCUS, costituendo un operatore leader in grado di generare crescita e valore sfruttando le sinergie finanziarie e tecniche. La business combination fa leva sulle competenze acquisite nell'implementazione del distintivo modello satellitare di Eni per adattarsi alle esigenze dei mercati dell'energia in evoluzione.
- 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 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 (al closing Eni manterrà una partecipazione del 47,25%) 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.
- 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 a Hilcorp, una delle maggiori società private americane operanti in Alaska, del 100% degli assets di Nikaitchuq e Oooguruk in Alaska; a Perenco delle partecipazioni in diversi permessi di produzione in Congo.

ESPLORAZIONE

- L'attività esplorativa continua a realizzare eccellenti performance anche nel 2024, con la scoperta di 1,2 miliardi di boe di nuove risorse al costo competitivo di 1,0 \$/boe. In particolare:
 - in Costa d'Avorio, 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 e contribuendo alla crescita futura;
 - in Indonesia grazie al significativo incremento delle risorse esplorative a gas;
 - nell'offshore di Cipro, con l'appraisal alla scoperta a gas di Cronos nel Blocco 6 (Eni 50%, operatore). Sono inoltre state avviate le attività di progetto per la selezione del concept di sviluppo e la definizione dello schema commerciale;
 - in Messico con le scoperte di Saasil-1 e Yopaat-1 nelle licenze operate di Area 10 (Eni 76%) e Area 9 (Eni 50%), rispettivamente.



Queste scoperte aprono rilevanti opportunità di sviluppo di un potenziale hub con 1,3 miliardi di boe di risorse in posto, incluse le scoperte nei blocchi adiacenti;

- in Congo con due scoperte nel permesso Marine VI Bis (Eni 65%);
- altre scoperte sono state effettuate in Angola, Egitto, Italia e Norvegia.
- Eni per la quinta volta è stata la società di esplorazione più apprezzata dalla ricerca annuale svolta da Wood Mackenzie's che ha riconosciuto l'impegno e le scoperte finalizzate all'apertura di nuove frontiere nonché all'individuazione di grandi volumi di risorse.
- Il portafoglio è stato rinnovato con circa 24.600 chilometri quadrati di nuovi permessi in particolare in Australia, Angola, Costa d'Avorio, Namibia, Norvegia, Paesi Bassi e Regno Unito.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2024 sono pari a €741 milioni (€687 milioni nel 2023) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso e dei diritti esplorativi unproved per €555 milioni (€482 milioni nel 2023) associati ai progetti con esito negativo. In particolare, nell'ambito dell'attività esplorativa e di appraisal sono state rilevate radiazioni per €403 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 Emirati Arabi Uniti, Egitto, Kazakhstan, Vietnam, Cipro ed Oman. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €152 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti. A fine esercizio risultano 140 pozzi in progress (56,4 in quota Eni).

SVILUPPO

- Tra i principali sviluppi produttivi dell'anno annoveriamo:
 - in Congo, a un anno dopo la decisione finale di investimento, 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 sta avanzando speditamente verso il completamento atteso a fine 2025, in linea con i piani, con il varo della nave galleggiante di produzione di GNL Nguya che consentirà di incrementare la capacità di liquefazione del progetto fino a 3 milioni di tonnellate/anno dagli attuali 0,6 milioni di tonnellate/anno;
 - in Italia è stata avviata la produzione del campo a gas di Argo Cassiopea, il più importante progetto di sviluppo di gas nel Paese degli ultimi anni. Il gas è trasportato attraverso un gasdotto sottomarino fino all'impianto di trattamento di Gela, per poi essere immesso nella rete nazionale. Il picco produttivo annuo è atteso a 1,5 miliardi di metri cubi;
 - in Costa d'Avorio, è stata avviata in produzione la Fase 2 del progetto Baleine, che segna un passo importante nello sviluppo delle riserve offshore del Paese. L'unità galleggiante di produzione e stoccaggio (FPSO - Floating Production, Storage and Offloading Unit) Petrojarl Kong è stata realizzata nei tempi e nei costi previsti, in linea con il nostro approccio accelerato per ridurre il time-to-market, affiancan-

do l'attuale FSO Yamoussoukro. Il gas associato soddisferà la domanda di energia locale attraverso il collegamento con un gasdotto realizzato già durante la Fase 1 del progetto. Il progetto rappresenta il primo a zero emissioni nette (ambito 1 e 2) del continente africano. I volumi di gas naturale associato prodotti sono consegnati gratuitamente alle società di Stato per alimentare la produzione di energia elettrica del Paese, contribuendo in modo significativo alla riduzione della povertà energetica e al miglioramento dello sviluppo locale, nell'ambito del modello di partnership dual flag di Eni.

- Approvato dalle autorità indonesiane il Piano di Sviluppo (PoD) dei campi di Geng North (North Ganai PSC) e Gehem (Rapak PSC). Lo sviluppo integrato dei due campi creerà un nuovo polo produttivo, denominato Northern Hub, nel bacino del Kutei. Le autorità indonesiane hanno approvato anche il PoD dei campi di Gendalo & Gandang (Ganai PSC). Questi nuovi sviluppi, insieme a quelli in corso, sono il risultato della stretta partnership strategica tra Eni e la società indonesiana SKK Migas e avranno un forte impatto positivo sul local content, aumentando al contempo l'utilizzo della capacità disponibile dell'impianto di GNL di Bontang, oltre a garantire la fornitura di gas per il consumo interno.
- Firmato nel 2025 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.
- Ricevuto il Gold Standard Reporting nell'ambito del programma Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0). Alla base del riconoscimento da parte delle Nazioni Unite, la valutazione positiva di Eni per l'impegno nella rendicontazione delle emissioni con i massimi livelli di qualità dei dati, così come previsto dalle raccomandazioni del programma OGMP 2.0. Questo riconoscimento conferma l'efficacia della strategia di decarbonizzazione, con particolare riferimento agli obiettivi di riduzione delle emissioni, all'aumentare progressivamente la trasparenza e l'accuratezza della propria rendicontazione, prerequisiti per misurare l'efficacia delle azioni di mitigazione implementate.
- Firmato un protocollo d'intesa con la società di Stato dell'Azerbaijan Socar per valutare potenziali opportunità di cooperazione nei settori dell'esplorazione e della produzione di idrocarburi, della sicurezza e dell'efficienza energetica, della riduzione delle emissioni di gas serra, delle infrastrutture di trasporto del gas e della sostenibilità.
- Firmati nel febbraio 2025 tre accordi di collaborazione con società degli Emirati Arabi Uniti nell'ambito dello sviluppo di: (i) data center all'avanguardia in Italia, alimentati da Eni con blue power, una fonte di energia elettrica a basse emissioni di carbonio, prodotta da centrali a gas naturale e le cui emissioni di CO₂ sono catturate e stoccate; (ii) capacità di trasmissione di energia rinnovabile generata in Albania e trasmessa in Italia tramite una interconnessione sottomarina; e (iii) minerali critici per rafforzare la sicurezza e la



resilienza della catena di approvvigionamento sia per l'Italia che per gli Emirati Arabi Uniti.

- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €5,6 miliardi, realizzati in particolare in Costa d'Avorio, Congo, Italia, Egitto, Iraq, Libia, Indonesia, Algeria, Kazakhstan ed Emirati Arabi Uniti.
- Nel 2024 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €41 milioni (€38 milioni nel 2023).

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 Platt's Marketwire, 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 20 anni nel settore 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 va-

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

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



lutazione 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 2024⁴ da Ryder Scott Company, Sproule e DeGolyer & MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2024 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 40% delle riserve Eni al 31 dicembre 2024⁵. Nel triennio 2022-2024 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% 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:

(mln di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2023	4.842	1.572	6.414
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	382	414	796
Effetto prezzo	(20)	(2)	(22)
Promozioni nette	362	412	774
Portfolio	(292)	226	(66)
Produzione	(479)	(146)	(625)
Riserve certe al 31 dicembre 2024	4.433	2.064	6.497
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)		113

Le riserve certe al 31 dicembre 2024 sono pari a 6.497 milioni di boe, di cui 4.433 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 774 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime per 406 milioni di boe comprendenti aumenti negli Emirati Arabi Uniti, Algeria, Costa d'Avorio, Angola e Stati Uniti. Le revisioni di precedenti stime includono l'effetto prezzo negativo di 22 milioni di boe, principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 83 \$/barile nel 2023 a 81 \$/barile nel 2024 con conseguente taglio delle riserve non economiche allo scenario 2024 ed effetti nei contratti di PSA; (ii) nuove scoperte ed estensioni per 367 milioni di boe a seguito principalmente del risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North in Mozambico (329 milioni di boe) sulla base della decisione finale d'investimento di Eni, dello stato di avanzamento e dell'impegno da parte della joint venture che opera il progetto, nonché della ragionevole aspettativa che le restanti approvazioni formali da parte delle autorità del governo del

Mozambico saranno ottenute a breve. Lo sviluppo del progetto Coral North è regolato secondo i termini e le condizioni del PSC dell'Area 4 assegnato alla joint venture nel 2006. Inoltre, le nuove scoperte ed estensioni fanno riferimento anche alla decisione finale d'investimento e all'ottenimento di tutte le autorizzazioni per i progetti Bonga North in Nigeria e Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti.

Le operazioni di portafoglio, pari a -66 milioni di boe si riferiscono principalmente: (i) alla cessione degli asset onshore in Nigeria, Alaska e alcuni campi minori in Congo; (ii) all'acquisizione della società Neptune che ha portato nuovi asset in Norvegia, Algeria, Indonesia, Paesi Bassi e Regno Unito; e (iii) alla business combination con Ithaca Energy.

I tassi di rimpiazzo organico⁶ ed all sources delle riserve certe sono rispettivamente pari al 124% e 113%. La vita utile residua delle riserve è pari a 10,4 anni (10,6 anni nel 2023).

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

(3) Nel 2024 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 2024.

(5) Nel 2024 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

	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)
	2024			2023			2022		
Società consolidate									
Italia	213	23.146	368	211	24.310	374	188	24.605	352
Sviluppate	129	19.633	262	136	18.504	261	139	19.681	271
Non sviluppate	84	3.513	106	75	5.806	113	49	4.924	81
Resto d'Europa	1.532	10	27	4.907	60	36	6.329	78	
Sviluppate	1.453	10	24	4.725	56	32	6.047	73	
Non sviluppate	79		3	182	4	4	282	5	
Africa Settentrionale	458	151.128	1.479	523	168.060	1.658	531	175.696	1.710
Sviluppate	291	76.201	805	326	90.076	935	336	96.321	984
Non sviluppate	167	74.927	674	197	77.984	723	195	79.375	726
Africa Sub-Sahariana	268	54.683	638	334	70.208	809	367	66.294	813
Sviluppate	187	34.159	418	225	38.241	482	212	36.992	460
Non sviluppate	81	20.524	220	109	31.967	327	155	29.302	353
Kazakhstan	591	42.167	876	637	43.766	933	644	44.180	941
Sviluppate	539	42.091	823	576	43.766	872	585	44.180	881
Non sviluppate	52	76	53	61		61	59		60
Resto dell'Asia	578	44.859	881	485	36.919	733	433	36.268	675
Sviluppate	233	22.636	385	240	20.536	379	231	22.550	383
Non sviluppate	345	22.223	496	245	16.383	354	202	13.718	292
America	127	2.657	145	213	3.703	238	234	7.457	285
Sviluppate	81	1.578	92	163	3.000	184	171	5.502	207
Non sviluppate	46	1.079	53	50	703	54	63	1.955	78
Australia e Oceania		5.347	36		5.420	37	1	11.530	79
Sviluppate		662	5		1.652	11	1	6.321	43
Non sviluppate		4.685	31		3.768	26		5.209	36
Totale società consolidate	2.235	325.519	4.433	2.430	357.293	4.842	2.434	372.359	4.933
Sviluppate	1.460	198.413	2.800	1.690	220.500	3.180	1.707	237.594	3.302
Non sviluppate	775	127.106	1.633	740	136.793	1.662	727	134.765	1.631
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	391	26.616	572	326	14.621	425	350	18.314	473
Sviluppate	207	15.432	311	167	10.182	235	173	12.557	257
Non sviluppate	184	11.184	261	159	4.439	190	177	5.757	216
Africa Settentrionale	8	6.304	50	6	380	8	8	246	9
Sviluppate	8	6.304	50	6	380	8	8	246	9
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	226	87.832	819	207	42.490	494	235	44.203	531
Sviluppate	103	29.831	305	107	29.304	305	135	30.298	338
Non sviluppate	123	58.001	514	100	13.186	189	100	13.905	193
Resto dell'Asia	110	39.926	379	110	39.792	378	100	42.179	383
Sviluppate									
Non sviluppate	110	39.926	379	110	39.792	378	100	42.179	383
America	23	32.830	244	26	35.700	267	27	38.395	285
Sviluppate	23	32.830	244	26	35.700	267	27	38.395	285
Non sviluppate									
Totale società in joint venture e collegate	758	193.508	2.064	675	132.983	1.572	720	143.337	1.681
Sviluppate	341	84.397	910	306	75.566	815	343	81.496	889
Non sviluppate	417	109.111	1.154	369	57.417	757	377	61.841	792
Totale riserve certe	2.993	519.027	6.497	3.105	490.276	6.414	3.154	515.696	6.614
Sviluppate	1.801	282.810	3.710	1.996	296.066	3.995	2.050	319.090	4.191
Non sviluppate	1.192	236.217	2.787	1.109	194.210	2.419	1.104	196.606	2.423



Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2024 ammontano a 2.787 milioni di boe, di cui 1.192 milioni di barili di liquidi e 236 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Asia. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 775 milioni di barili di liquidi e 127 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 2023	2.419
Promozioni	(128)
Nuove scoperte ed estensioni	367
Revisioni di precedenti stime	107
Miglioramenti da recupero assistito	
Portfolio	22
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2024	2.787

Nel 2024 la conversione a riserve certe sviluppate (-128 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti in Costa d'Avorio, Angola, Kazakhstan e Italia. 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 €10,3 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 0,85 miliardi di boe, in aumento rispetto al 2023, e i cui sviluppi sono tutti in corso di esecuzione. Tali riserve sono concentrate principalmente: (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 (0,2 miliardi di boe); (iii) in Vår Energi nel progetto Johan Castberg (0,1 miliardi di boe); (iv) nel giacimento Val d'Agri in Italia (0,1 miliardi di boe).

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 611 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Mozambico, 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. 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 2024 è stata di 1,707 milioni di boe/giorno, in aumento del 3% rispetto al 2023. La crescita della produzione è stata trainata dalla crescita organica e dalla piena integrazione di Neptune, in parte compensata dalla cessione delle attività in Nigeria, Alaska e Congo nell'ambito di un piano di valorizzazione del portafoglio upstream. La crescita organica è stata alimentata dalla progressiva regimazione del progetto Baleine in Costa d'Avorio, in Congo e in Mozambico nonché dai maggiori contributi di Messico e Libia.

La produzione di petrolio è stata di 784 mila barili/giorno in aumento del 2% rispetto al 2023 per effetto dell'acquisizione di Neptune e dagli incrementi produttivi in Costa d'Avorio, Libia e Messico. La crescita della produzione è stata in parte compensata dai minori contributi in Egitto e Kazakhstan, dal declino dei campi maturi nonché dalla cessione delle attività nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio.

La produzione di gas naturale è stata di 137 milioni di metri cubi/giorno, in aumento del 5% rispetto al 2023 per effetto dell'acquisizione di Neptune e della crescita in Congo, Libia e Mozambico. Questi incrementi sono stati in parte compensati dal declino dei campi maturi e dal rallentamento delle attività in Egitto a seguito della difficoltà da parte delle aziende di Stato nel finanziare la loro quota di spesa.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 565 milioni di boe. La differenza di 60 milioni di boe rispetto alla produzione di 625 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (49 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (287 milioni di barili) è stata destinata per circa il 3% al business Refining. La produzione venduta di gas naturale (41 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 13% al business Global Gas & LNG Portfolio.

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

Società consolidate	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)
	2024			2023			2022		
Italia	10	2,0	23	10	2,2	25	13	2,5	30
Resto d'Europa	6	2,0	19	7	1,1	14	7	1,3	16
Paesi Bassi		0,7	5						
Regno Unito	6	1,3	14	7	1,1	14	7	1,3	16
Africa Settentrionale	65	22,1	214	69	23,0	225	73	22,3	222
Algeria	20	3,8	46	23	3,4	46	23	1,8	35
Egitto	22	11,9	102	24	13,5	116	28	14,6	126
Libia	22	6,3	65	21	6,0	62	21	5,8	60
Tunisia	1	0,1	1	1	0,1	1	1	0,1	1
Africa Sub-Sahariana	32	4,6	63	31	4,6	61	51	5,0	84
Angola							19	0,3	21
Congo	10	2,1	24	13	1,8	25	15	2,0	28
Costa d'Avorio	6	0,3	8	2	0,1	2			
Ghana	4	0,9	11	5	0,9	11	6	0,9	12
Nigeria	12	1,3	20	11	1,8	23	11	1,8	23
Kazakhstan	40	2,6	58	42	2,6	60	32	2,1	46
Resto dell'Asia	34	6,1	75	31	5,3	67	28	5,2	64
Cina									
Emirati Arabi Uniti	21	0,1	22	20	0,1	20	20	0,2	22
Indonesia	1	5,2	35		4,2	29		3,3	23
Iraq	10	0,7	15	9	0,8	14	6	0,8	11
Pakistan								0,6	4
Timor Leste					0,1	1		0,2	2
Turkmenistan	2	0,1	3	2	0,1	3	2	0,1	2
America	21	0,5	25	25	0,7	30	22	0,8	27
Messico	9	0,2	11	8	0,2	10	5	0,2	6
Stati Uniti	12	0,3	14	17	0,5	20	17	0,6	21
Australia e Oceania		0,2	1		0,4	3		0,5	4
Australia		0,2	1		0,4	3		0,5	4
	208	40,1	478	215	39,9	485	226	39,7	493
Società in joint venture e collegate									
Algeria		0,6	4						
Angola	31	1,2	40	31	1,2	39	13	0,9	19
Mozambico		1,2	9		1,1	8		0,3	3
Norvegia	42	3,7	66	32	2,8	50	33	3,1	53
Regno Unito	2	0,3	4						
Tunisia	1		1	1		1	1		1
Venezuela	3	3,0	23	2	2,9	21	1	2,7	19
	79	10,0	147	66	8,0	119	48	7,0	95
Totale	287	50,1	625	281	47,9	604	274	46,7	588

(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, 46 e 45 milioni di boe, rispettivamente nel 2024, 2023 e 2022).

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

Società consolidate	2024			2023			2022		
	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)
Italia	27	5,5	64	29	6,0	69	36	6,9	82
Resto d'Europa	16	5,5	53	18	3,1	39	20	3,5	44
Paesi Bassi	1	1,9	13						
Regno Unito	15	3,6	40	18	3,1	39	20	3,5	44
Africa Settentrionale	177	60,2	584	190	63,1	617	199	61,2	610
Algeria	56	10,3	125	62	9,4	126	62	4,8	95
Egitto	59	32,4	279	67	37,1	318	77	40,0	346
Libia	60	17,2	176	59	16,3	169	58	16,1	165
Tunisia	2	0,3	4	2	0,3	4	2	0,3	4
Africa Sub-Sahariana	86	12,7	173	84	12,5	168	139	13,6	230
Angola							52	0,8	57
Congo	26	5,8	66	36	4,9	68	40	5,6	78
Costa d'Avorio	17	0,7	22	4	0,2	6			
Ghana	12	2,6	29	14	2,5	31	16	2,4	32
Nigeria	31	3,6	56	30	4,9	63	31	4,8	63
Kazakhstan	110	7,1	157	115	7,2	163	88	5,6	126
Resto dell'Asia	93	16,7	205	85	14,4	183	78	14,4	174
Cina				1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	58	0,3	60	54	0,3	56	56	0,6	60
Indonesia	1	14,2	97	1	11,5	79	1	9,2	62
Iraq	28	1,9	40	23	2,2	38	15	2,3	31
Pakistan								1,6	11
Timor Leste		0,1	1		0,2	2	1	0,5	4
Turkmenistan	6	0,2	7	6	0,2	7	4	0,2	5
America	59	1,4	68	68	2,0	81	59	2,3	74
Messico	25	0,6	29	22	0,7	26	14	0,5	17
Stati Uniti	34	0,8	39	46	1,3	55	45	1,8	57
Australia e Oceania		0,4	3		1,1	7		1,5	10
Australia		0,4	3		1,1	7		1,5	10
	568	109,5	1.307	589	109,4	1.327	619	109,0	1.350
Società in joint venture e collegate									
Algeria		1,6	12						
Angola	86	3,3	108	85	3,3	108	36	2,4	53
Mozambico	1	3,4	24	1	3,1	22		0,9	6
Norvegia	114	10,0	181	87	7,5	138	89	8,4	145
Regno Unito	6	0,8	11						
Tunisia	2	0,1	2	2	0,1	2	3	0,1	3
Venezuela	7	8,1	62	5	7,9	58	4	7,3	53
	216	27,3	400	180	21,9	328	132	19,1	260
Totale	784	136,8	1.707	769	131,3	1.655	751	128,1	1.610

(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 (135, 127 e 124 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2024, 2023 e 2022).



POZZI PRODUTTIVI

Nel 2024 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 6.808 (2.147,9 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 5.611 (1.646,7 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas natu-

rale sono pari a 1.197 (501,2 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)	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.

ATTIVITÀ DI DRILLING

Esplorazione

Nel 2024 sono stati ultimati 37 nuovi pozzi esplorativi (15,0 in quota Eni), a fronte dei 39 nuovi pozzi esplorativi (21,6 in quota Eni) del 2023 e dei 40 nuovi pozzi esplorativi (18,9 in quota Eni) del 2022.

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 12,5% (12,8% in quota Eni), a fronte del 34,5% (38% in quota Eni) del 2023 e del 45% (44% in quota Eni) del 2022.

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

(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 2024 sono stati ultimati 217 nuovi pozzi di sviluppo (57,3 in quota Eni) a fronte dei 165 nuovi pozzi di sviluppo (83,6 in quota Eni) del 2023 e dei 187 (71,1 in quota Eni) del 2022. È attualmente in corso la perforazione di 105 pozzi di sviluppo (35,8 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)	2024		Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress	
	produttivi	sterili ^(b)	2023	sterili ^(b)	2022	sterili ^(b)	2024	
			produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	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
Africa Sub-Sahariana	9,2	0,5	5,6		8,5		43,0	13,1
Kazakhstan	1,2		2,0		0,6		2,0	0,6
Resto dell'Asia	13,4		22,9		22,1		37,0	11,2
America	6,2		6,9		8,2		2,0	2,0
Australia e Oceania			1,0				1,0	1,0
	56,3	1,0	83,6	0,0	70,6	0,5	105,0	35,8

(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 2024 Eni ha condotto operazioni in 35 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2024, il portafoglio minerario di Eni consiste in 874 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 211.347 chilometri quadrati in quota Eni (superficie totale in quota Eni di 301.308 chilometri quadrati al 31 dicembre 2023). La superficie sviluppata è di 26.384 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 184.963 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2024 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso nei Paesi Bassi e Namibia, dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Australia, Angola, Costa d'Avorio, Norvegia e Regno Unito per una superficie di circa 24.600 chilometri quadrati; (ii) dall'uscita dal Marocco e Kenya e dal rilascio di licenze principalmente in Angola, Argentina, Indonesia, Italia, Nigeria, Oman, Timor Leste e Vietnam per circa 113.030 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, principalmente in Indonesia e Messico per complessivi 2.270 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta,

anche per variazioni di quota, principalmente in Egitto, Ghana, Italia, Messico, Regno Unito ed Emirati Arabi Uniti per complessivi 3.800 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 Kazakhstan, Timor Leste, Vietnam, Libano, Oman ed Emirati Arabi Uniti; (iii) Africa Settentrionale, in particolare in Algeria, Libia ed Egitto; (iv) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Angola, Namibia, Ghana e Costa d'Avorio; (v) America, in particolare in Messico e (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 2023	31 dicembre 2024						
	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	35.246	474	18.486	72.104	90.590	8.966	29.785	38.752
Italia	10.430	102	7.523	1.913	9.436	6.286	1.511	7.797
Resto d'Europa	24.816	372	10.963	70.191	81.154	2.680	28.274	30.955
Albania	587	1		587	587		587	587
Cipro	13.988	7		25.474	25.474		13.988	13.988
Norvegia	8.161	181	5.820	34.436	40.256	926	9.247	10.174
Paesi Bassi		35	2.003	2.539	4.542	855	744	1.599
Regno Unito	2.080	148	3.140	7.155	10.295	899	3.708	4.607
AFRICA	113.242	286	45.710	185.879	231.589	12.755	61.171	73.926
Africa Settentrionale	54.659	154	20.796	114.038	134.834	8.298	36.833	45.131
Algeria	7.872	75	10.626	8.067	18.693	4.143	3.952	8.095
Egitto	12.427	53	4.911	25.070	29.981	1.714	8.491	10.205
Libia	24.644	14	1.963	78.085	80.048	958	23.686	24.644
Marocco	7.529							
Tunisia	2.187	12	3.296	2.816	6.112	1.483	704	2.187
Africa Sub-Sahariana	58.583	132	24.914	71.841	96.755	4.457	24.338	28.795
Angola	7.633	73	10.790	40.335	51.125	914	8.542	9.456
Congo	1.299	12	666	1.320	1.986	386	713	1.099
Costa d'Avorio	3.960	11	1.310	8.948	10.258	1.068	7.939	9.007
Ghana	495	4	226	946	1.172	100	402	502
Kenya	35.724							
Mozambico	3.260	7	719	7.803	8.522	180	3.080	3.260
Namibia		1		5.386	5.386		1.144	1.144
Nigeria	6.212	24	11.203	7.103	18.306	1.809	2.518	4.327
ASIA	140.571	44	9.515	150.500	160.015	3.440	77.464	80.904
Kazakhstan	1.947	6	2.391	2.505	4.896	442	831	1.273
Resto dell'Asia	138.624	38	7.124	147.995	155.119	2.998	76.633	79.631
Cina	7	2	43		43	7		7
Emirati Arabi Uniti	17.830	11	3.016	28.251	31.267	251	16.407	16.658
Indonesia	12.128	10	2.379	15.076	17.455	2.006	10.045	12.051
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	610	1		1.742	1.742		610	610
Oman	58.955	2		11.256	11.256		9.037	9.037
Qatar	38	1		1.206	1.206		38	38
Timor Leste	5.960	3	412	4.032	4.444	108	4.032	4.140
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	21.251	3		17.902	17.902		15.245	15.245
Altri Paesi ^(c)	21.219	3		68.530	68.530		21.219	21.219
AMERICA	9.498	62	1.943	11.566	13.509	895	7.441	8.336
Messico	3.442	10	67	5.165	5.232	67	3.269	3.336
Stati Uniti	631	41	615	172	787	331	31	362
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	4.359	5		4.686	4.686		3.572	3.572
AUSTRALIA E OCEANIA	2.751	8	328	15.394	15.722	328	9.101	9.429
Australia	2.751	8	328	15.394	15.722	328	9.101	9.429
Totale	301.308	874	75.982	435.443	511.425	26.384	184.962	211.347

(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 (% IN QUOTA ENI) ED ANNO DI AVVIO DELLE OPERAZIONI

Nella tabella che segue sono riportati, al 31 dicembre 2024 e per i principali Paesi di ciascuna area geografica, gli asset in produzione, l'anno in cui sono iniziate le attività 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; (ii) nel Regno Unito, la joint venture Ithaca Energy (Eni 37,17%) detiene licenze in 37 giacimenti, di cui 10 operati e in produzione, localizzati nel Mar del Nord; (iii) in Norvegia, la collegata Vår Energi (Eni

63,1%) detiene partecipazioni in 142 licenze (di cui 83 di sviluppo e 59 esplorative); (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%), Petro-Sucre (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 54%).

ITALIA (1926)	Mare Adriatico e Ionio	Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Cervia-Arianna (100%)	
	Basilicata	Val d'Agri (61%)	
	Sicilia	Gela (100%), Argo-Cassiopea (60%), Giaurone (100%) e Bronte (100%)	
RESTO D'EUROPA	Paesi Bassi (2024)	E17a-A (37,15%), F3 (58,96%), G-blocks (da 32,85% a 60%), K2b-A (56,62%), K9ab-B (da 31,06% a 35,43%), L12-L15 (da 30% a 60,23%), L10/K12 (da 30,39% a 49,29%), L5 hub (da 59,50% a 60%), Q13a-A (50%) e K6-D (27,47%)	
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 (Eni 45,89%) e In Salah (Eni 33,15%)	
	Egitto^{(a)(b)} (1954)	Sinai (Belayim Land, Belayim Marine, Abu Rudeis e Sinai Ras Gharra - 100%), Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%), South Ghara (25%), Alam El Shawish (25%), Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (75%), Baltim (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)	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%) e Djebel Grouz (50%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Congo (1968)	Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Kitina (52%), M'Boundi (83%) e Yanga Sendji (29,75%)	
	Costa d'Avorio (2015)	Baleine (77,25%)	
	Ghana (2009)	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria^(c) (1962)	OML 125 (100%) e OML 118 (12,5%)	
KAZAKHSTAN^(a) (1992)		Kashagan (16,81%) e Karachaganak (29,25%)	
RESTO DELL'ASIA	Indonesia (2001)	Jangkrik (55%) e Merakes (65%)	
	Iraq (2009)	Zubair (41,56%) ^(d)	
	Emirati Arabi Uniti (2018)	Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)	
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%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)	

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

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

(c) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 15 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale.

(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 royalty, 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 royalty (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

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.

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. Nell'agosto 2024 è stata avviata la produzione del campo a gas di Argo Cassiopea, 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).

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 accordo 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.

Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività 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'efficiamento 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.

Nella Concessione produttiva Val d'Agri 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).

Resto d'Europa

Regno Unito. 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.

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

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.

Norvegia. 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.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato i progetti sanzionati di Johan Castberg e Balder X, nella licenza PL 001 nel Mare del Nord, nonché il progetto sanzionato di Halten East. Le attività di sviluppo sono in corso e l'avvio produttivo dei tre progetti è previsto nel 2025. Inoltre, nel corso del 2024 è stato sanzionato il progetto Balder Phase V.

Paesi Bassi. 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.

Africa Settentrionale

Algeria. Nel corso del 2024 è stata completata l'acquisizione degli asset Neptune nel Sahara occidentale nella concessione di Touat (Eni 35,1%). Inoltre, 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 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. 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.

Al 31 dicembre 2024 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 429 milioni di boe.

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 il 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).

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. 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. 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 Iklil 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. 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.

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 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 Ago-go 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.

Congo. 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. 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 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.

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.

Costa d'Avorio. 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.

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 dicembre 2024, Eni ha completato la Fase 2 di sviluppo del progetto Baleine, che si estende nei blocchi CI-101 e CI-802, 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.

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

Mozambico. Nel 2024 è stato completato il piano di sviluppo del progetto Coral Nord e 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. 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.

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.

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

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 2024 la produzione in quota Eni è stata di 80 mila boe/giorno.

Al 31 dicembre 2024 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 558 milioni di boe.

Karachaganak. 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. 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 (Eni operatore 70%); (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. Nel corso dell'anno è stata ottenuta dalle autorità del Paese l'estensione ventennale delle licenze dei blocchi in sviluppo di Ganal (Eni 82%) e Rapak (Eni 82%) e della licenza in produzione e sviluppo di Muara Bakau.

Nell'agosto 2024, le autorità indonesiane hanno approvato: (i) il Piano di Sviluppo (PoD) dei campi di Geng North e Ghehem. 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 con start-up previsto nel



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. 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. 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 Basora. 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.

Turkmenistan. 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. L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte di Saasil-1 e Yopaat-1 nelle licenze operate di Area 10 (Eni 76%) e Area 9 (Eni 50%), rispettivamente.

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 Manatinerero nello Stato del Tabasco. Il centro sanitario è in funzione e in gestione alle Autorità locali.

Stati Uniti. 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.

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 sviluppo 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.