Relazione Finanziaria Annuale 2025

eni

La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

13 15 Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta

7 12 e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.

9 Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.

5 10 Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.

17 Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

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

Eni

Relazione
Finanziaria
Annuale
2025

Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione integrata 2025 è redatta secondo proprie linee guida interne di reporting anche facendo riferimento ai principi contenuti nell'International Framework dell'IIRC, con l'obiettivo di fornire agli investitori e agli altri stakeholders una visione globale del modello di business, delle strategie industriali e in ambito Corporate Social Responsibility e delle performance economiche e di sostenibilità dell'azienda. La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere. Adempimenti ESEF (European Single Electronic Format). Questo documento non è stato predisposto ai sensi del Regolamento Delegato UE 2019/815 (Regolamento ESEF), adottato in attuazione della Direttiva Transparency. Il documento redatto ai sensi del Regolamento ESEF è disponibile (solo in italiano) nell'apposita sezione del sito internet della Società (www.eni.com, sezione Documentazione) e sul meccanismo di stoccaggio centralizzato autorizzato da Consob denominato "1Info" – consultabile all'indirizzo www.1info.it

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

LEGENDA

- Link alla Relazione sulla Gestione e al Bilancio consolidato
- Link interni alla Rendicontazione di Sostenibilità
- Link esterni

Lettera agli azionisti

Relazione sulla gestione

Attività 8
Modello di business 10
Principali eventi dell'anno 14
Eni in sintesi 16
Strategia 20
Risk Management Integrato 24
Governance 30

ANDAMENTO OPERATIVO
Exploration & Production 44
Global Gas & LNG Portfolio e Power 64
CCS e Agri 69
Enilive e Plenitude 72
Refining e Chimica 78
Attività Ambientali 82

COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI
Commento ai risultati economico-finanziari 84
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA 109
Fattori di rischio e incertezza 116
Evoluzione prevedibile della gestione 133

RENDICONTAZIONE DI SOSTENIBILITÀ 134
Attestazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'art. 81-ter, comma 1, del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni 260

Altre informazioni 261
Glossario 262

Bilancio consolidato

Schemi di bilancio 268
Note al bilancio consolidato 276
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC 379
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998 398

Bilancio di esercizio

Schemi di bilancio 400
Note al bilancio di esercizio 406
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti 466
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/98 467

Allegati

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2025 469
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025 469
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio 516
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione 522
Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato 523
Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio 533
Relazione della società di revisione sull'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità 542
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti 548

Lettera agli azionisti

Cari azionisti,
nel 2025 Eni ha realizzato progressi importanti nell'esecuzione della propria distintiva strategia di trasformazione, basata sulla crescita e valorizzazione sia delle attività tradizionali che dei business della Transizione. I pilastri di questo successo sono la crescita organica, la diversificazione, l'integrazione verticale, lo sviluppo di nuove tecnologie e l'applicazione di innovativi modelli di business. Abbiamo rafforzato il portafoglio e applicato una rigorosa disciplina degli investimenti, rendendo Eni ancora più resiliente alla volatilità dello scenario, grazie ad una solida struttura patrimoniale e un ridotto livello di indebitamento. Allo stesso tempo, abbiamo aumentato la distribuzione ai nostri azionisti, con ritorni ai livelli massimi dell'industria.

Nel 2025 sono emersi con chiarezza i benefici della piena applicazione del nostro modello strategico.
In E&P abbiamo conseguito risultati eccellenti, tra i migliori del settore, trainati dalla crescita della produzione, con l'aggiunta di barili ad elevata redditività, e dalla forte selettività e disciplina negli investimenti e nella spesa. Abbiamo registrato un tasso di crescita, prima delle operazioni di portafoglio, del 4% rispetto al 2024, traguardando un aumento del 7% nel periodo 2022-2025. L'avvio di sei grandi progetti in Norvegia, Indonesia, Angola e Congo ha contribuito al raggiungimento di un livello produttivo di 1,73 milioni boe/giorno. Inoltre, abbiamo rafforzato il profilo di produzione di medio termine grazie a quattro importanti decisioni finali di investimento, di cui tre per progetti operati, assicurandoci un tasso di rimpiazzo organico delle riserve di oltre il 160%. L'esplorazione si è confermata nuovamente una leva fondamentale per la generazione di valore, registrando un altro anno di eccellenti risultati, con 900 milioni di boe di risorse scoperte, che hanno confermato la nostra leadership mondiale. Stiamo inoltre crescendo nel settore LNG, che verrà ulteriormente rafforzato dalla fusione delle nostre attività e scoperte in Indonesia con quelle di PETRONAS in Malesia, con un target produttivo di 500 mila boe/giorno al 2028. Anche il progetto integrato su larga scala Argentina LNG, sviluppato in partnership con YPF e XRG, avanza verso la decisione finale d'investimento, con l'obiettivo di valorizzare le risorse di shale gas di Vaca Muerta.

GGP ha superato l'obiettivo di €1 miliardo di EBIT grazie alla continua ottimizzazione degli asset e ha diversificato il portafoglio LNG con nuovi contratti long-term di vendita in Turchia e Thailandia e di acquisto in USA con Venture Global.
I nostri business della transizione, Enilive e Plenitude, hanno contribuito in modo rilevante alla crescita e alla generazione di valore e hanno un ruolo sempre più importante nella stabilizzazione e nel rafforzamento dei risultati di Gruppo. In un anno sfidante per il settore delle rinnovabili, abbiamo confermato la solidità dei nostri modelli integrati, conseguendo un EBITDA complessivo delle due società di €2 miliardi, e l'apprezzamento del mercato, grazie all'incasso di €5,8 miliardi da parte di primari fondi di private equity per quote minoritarie nelle due società, che ne determina un enterprise value di oltre €23 miliardi.

Plenitude ha raggiunto 5,8 GW di capacità rinnovabile installata (+41% rispetto al 2024) e, grazie alla propria pipeline di progetti, procede verso il target di 15 GW al 2030. Con l'acquisizione in corso di Acea Energia, il traguardo di 11 milioni di clienti, originariamente programmato nel 2028, sarà anticipato al 2026.

Enilive sta realizzando tre nuove bioraffinerie – a Livorno, Daesan/Seosan in Sud Corea e Pengerang in Malesia – ed è stato avviato lo sviluppo di altre due – a Sannazzaro e Priolo – con l'obiettivo di incrementare la capacità di 2 milioni di tonnellate, oltre agli 1,7 milioni di tonnellate attuali. È stato inoltre costituito in JV con il fondo di private equity GIP il satellite della Carbon Capture & Storage, che valorizzerà i progetti del portafoglio Eni.

Infine, Versalis, esposta alle debolezze strutturali del settore europeo della chimica, ha chiuso in modo definitivo gli impianti di cracking di Brindisi e di Priolo ed è in corso la trasformazione verso prodotti bio, circolari e specializzati.
Nel 2025 gli eccellenti progressi nell'esecuzione della strategia si sono tradotti in significativi risultati finanziari. Il flusso di cassa adjusted è stato pari a €12,5 miliardi (superiore di €1,5 miliardi all'obiettivo di piano a parità di scenario), l'EBIT proforma adjusted a €12,2 miliardi e l'utile netto adjusted a €5 miliardi. In risposta al rapido deterioramento dello scenario, abbiamo ottimizzato i capex a €8,5 miliardi, rispetto ai €9 miliardi a piano, ed attivato iniziative di miglioramento della cassa per €4 miliardi e di riduzione costi per €0,5 miliardi. Grazie a tali azioni, il gearing si attesta al livello storicamente contenuto del 14% e il debito netto si è ridotto di €2,8 miliardi. Tali risultati ci hanno consentito di incrementare del 20% il programma di riacquisto dell'azione a €1,8 miliardi rispetto a €1,5 miliardi annunciati al Capital Markets Update.

Insieme all'esplorazione, la tecnologia è un nostro tratto distintivo, che caratterizza la creazione di valore in Eni. Dal 2014 abbiamo progressivamente intensificato le attività di Ricerca e Sviluppo, con 7 centri di ricerca che coprono le attività di tutti i business, nonché rafforzato le nostre partnership con università, istituti di ricerca e startup. Le nostre tecnologie e il know-how sono fattori cruciali per la nostra crescita, sia nell'Upstream che nei business della Transizione, oltre a contribuire ad un posizionamento distintivo nel lungo termine. Nei business tradizionali le tecnologie migliorano la competitività e il time-to-market. Computer ad alte prestazioni, come HPC6, e algoritmi proprietari, incluse le applicazioni di intelligenza artificiale, ci offrono la possibilità di rispondere in modo appropriato alla domanda di petrolio e gas. Questo è particolarmente vero per il gas, dove, grazie al nostro comprovato know-how e competenze, siamo anche leader globali nel floating LNG, una soluzione agile e competitiva che ci consente di accedere a nuove opportunità di sviluppo. Nelle nostre attività della Transizione, le rinnovabili, abbinate alle batterie stazionarie, continueranno a crescere in modo significativo per soddisfare la domanda dei nostri clienti, mentre i biocarburanti e la CCS continueranno a supportare la decarbonizzazione dei cosiddetti settori "hard-to-abate", preservando al contempo le infrastrutture e i posti di lavoro esistenti. Oltre a queste tecnologie già disponibili, in futuro la fusione a confinamento magnetico svolgerà un ruolo chiave nel settore energetico ed Eni è già posizionata per cogliere questo potenziale, in quanto partner strategico e principale investitore di Commonwealth Fusion System, la principale azienda privata al mondo nel settore.
La nostra azione si svolge nel rispetto dei più elevati standard dell'etica d'impresa, in linea con le raccomandazioni OCSE per le imprese multinazionali. Eni adotta modelli integrati di gestione dei rischi HSE e dedica notevoli risorse con l'obiettivo di tutelare la sicurezza nei luoghi di lavoro, ridurre le emissioni, preservare l'ambiente e la risorsa idrica, e contribuire allo sviluppo delle comunità con le quali collabora rispettando i diritti umani.
Nel 2025 le emissioni nette di gas a effetto serra dell'Upstream sono diminuite del 31% rispetto al 2024 (del 68% rispetto alla baseline del 2018), in linea con i target di zero emissioni nette Upstream Scope 1 e 2 entro il 2030 e di neutralità carbonica al 2050. Gli eccellenti risultati emissivi dell'Upstream riflettono il nostro originale approccio di incorporare il concetto di zero emissioni operative nette nel disegno dei nuovi progetti (ad es. Baleine in Costa d'Avorio, Argo/Cassiopea in Italia); il controllo delle emissioni fuggitive di metano con il mantenimento dell'intensità emissiva entro la soglia dello 0,2% (valore di riferimento per il settore Oil & Gas); e le iniziative di contenimento e azzeramento del gas flaring, grazie alle quali abbiamo azzerato il routine flaring nei nostri asset operati.
In considerazione del nostro costante impegno nella sostenibilità d'impresa, Eni si è classificata al primo posto nel Corporate Human Rights Benchmark redatto nel gennaio 2026 dalla World Benchmarking Alliance, un riconoscimento della dimensione e responsabilità dell'azione che Eni è in grado di catalizzare per un cambiamento significativo e sostenibile. Nell'anno sono state inoltre confermate le valutazioni di eccellenza di Eni nei principali rating ESG utilizzati dai mercati finanziari.

PIANO STRATEGICO

In un contesto macroeconomico incerto e volatile, accentuato dal protrarsi del conflitto in Ucraina e dalla recente escalation delle tensioni in Medio Oriente, Eni conferma la propria strategia di crescita profittevole e generazione di valore, nell'ambito della mission di assicurare ai mercati forniture energetiche affidabili e competitive, fondamentali per l'economia e la vita.
Le linee guida del Piano Strategico 2026-2030 prevedono la crescita del valore della produzione upstream, trainata dall'integrazione lungo la filiera LNG e dal contributo dei satelliti (come quello in via di costituzione in Indonesia e Malesia), lo sviluppo della capacità di generazione rinnovabile (che beneficerà del deconsolidamento di Plenitude) e di bioraffinazione, e la trasformazione della chimica. La selettività nello spending e la gestione attiva del portafoglio ci garantiranno crescenti surplus di cassa per mantenere una solida struttura patrimoniale e assicurare una competitiva distribution policy attraverso la progressiva crescita del dividendo e il riacquisto di azioni.
I principali obiettivi operativi al 2030 sono: un tasso di crescita organico medio composto della produzione di olio e gas (prima delle operazioni di portafoglio) del 3-4%, che raggiungerà oltre 2 milioni boe/giorno; un portafoglio LNG contrattualizzato di oltre 20 MTPA, di cui 70% equity; il raggiungimento di 15 GW di capacità rinnovabile e 5 milioni di tonnellate di capacità di bioraffinazione; e il ritorno in utile di Versalis. A sostegno della crescita abbiamo programmato un piano di investimenti selettivo, con in media meno di €6 miliardi all'anno, traguardando un gearing medio di Piano nell'intervallo 10-15%. Inoltre, al 2030 Eni prevede l'azzeramento netto delle emissioni operative Upstream.
In definitiva, riteniamo che i progressi strategici degli ultimi anni, che hanno portato Eni a essere una società strutturalmente solida in termini industriali ed economico-finanziari, e l'action plan di qui al 2030 contribuiranno a rendere ancora più robusta la nostra capacità di creazione di valore, facendo di Eni uno dei migliori "investment case" del mercato. La nostra distintiva strategia di trasformazione e decarbonizzazione del business, la qualità del portafoglio e le competenze nell'esplorazione, esecuzione e innovazione tecnologica consolidano il ruolo di Eni quale protagonista delle sfide energetiche globali.
Il nostro apprezzamento finale va alle Persone di Eni, grazie al cui impegno, competenza e senso di appartenenza la nostra Società ha raggiunto straordinari successi e può guardare con fiducia e consapevolezza alle sfide future.

Per il Consiglio di Amministrazione

Roma, 18 marzo 2026

Giuseppe Zafarana
Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato

Relazione sulla gestione

Attività 8
Modello di business 10
Principali eventi dell'anno 14
Eni in sintesi 16
Strategia 20
Risk Management Integrato 24
Governance 30

ANDAMENTO OPERATIVO
Exploration & Production 44
Global Gas & LNG Portfolio e Power 64
CCS e Agri 69
Enilive e Plenitude 72
Refining e Chimica 78
Attività Ambientali 82

COMMENTO AI RISULTATI E ALTRE INFORMAZIONI
Commento ai risultati economico-finanziari 84
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA 109
Fattori di rischio e incertezza 116
Evoluzione prevedibile della gestione 133

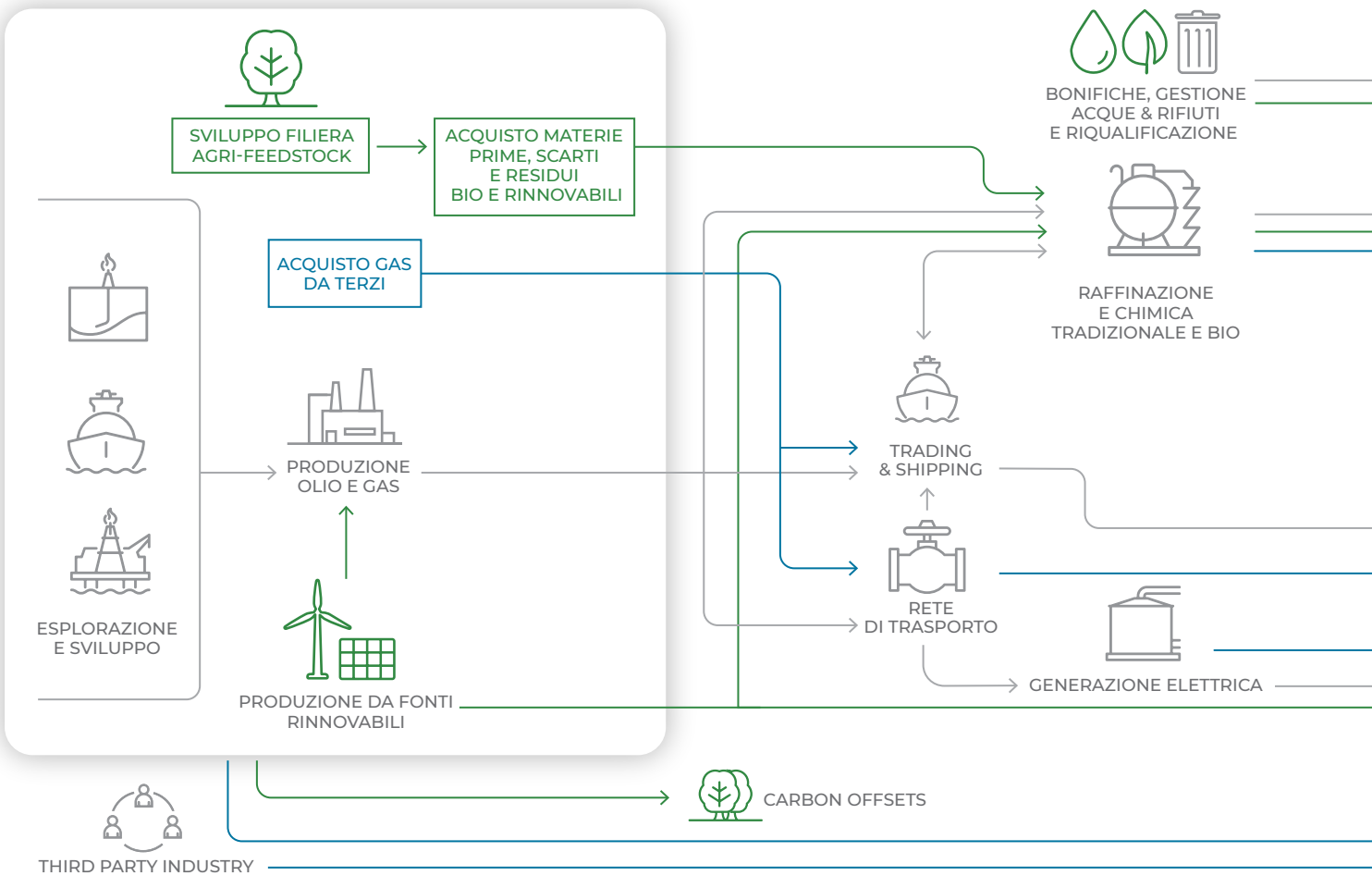
RENDICONTAZIONE DI SOSTENIBILITÀ 134
Attestazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'art. 81-ter, comma 1, del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni 260

Altre informazioni 261
Glossario 262

Attività

Eni è un'impresa dell'energia, integrata lungo l'intera catena del valore, che opera in 62 Paesi nel mondo con oltre 32 mila dipendenti. Vanta una rilevante presenza nelle attività tradizionali dell'esplorazione e della produzione di petrolio e gas convenzionali e nella commercializzazione di gas/GNL grazie a un ampio portafoglio di forniture. Eni è impegnata attraverso modelli di business innovativi nello sviluppo delle nuove energie e servizi di decarbonizzazione: rinnovabili da solare/eolico, biocarburanti, biochimica, cattura/sequestro geologico della CO_2 e le linee di ricerca su nuovi paradigmi energetici (fusione magnetica, riciclo chimico della plastica). Eni ha una larga base di clienti sia industriali sia consumatori finali. La distintiva strategia del Gruppo ha come punti di riferimento i vantaggi competitivi del business, le competenze interne e le tecnologie proprietarie con l'obiettivo di crescere, di creare valore e di trasformare la Società. Nelle attività tradizionali la crescita e i ritorni fanno leva sull'esplorazione di successo, con opzione di monetizzazione anticipata delle scoperte, sull'efficiente sviluppo delle risorse e sulla costituzione di entità indipendenti in sinergia con qualificati partner, in ambiti geografici focalizzati, per perseguire opportunità di sviluppo e di redditività. Nel downstream petrolifero/petrolchimico è in corso un importante processo di trasformazione e di riconversione. Nelle attività relative alla transizione energetica, il modello satellitare di Eni prevede la costituzione di entità impegnate nello sviluppo di prodotti e soluzioni a ridotto contenuto carbonico, in grado, grazie all'ingresso di capitali specializzati, di crescere in maniera autonoma e finanziariamente indipendente, liberando valore per la capogruppo, come evidenziano i successi di Enilive e Plenitude. L'efficace esecuzione della strategia, fondata sulla disciplina finanziaria nei costi e negli investimenti e su una robusta struttura patrimoniale, con l'ausilio di solidi processi di corporate governance e di identificazione e gestione dei rischi consente di continuare a investire nel business e a garantire competitivi ritorni agli azionisti.

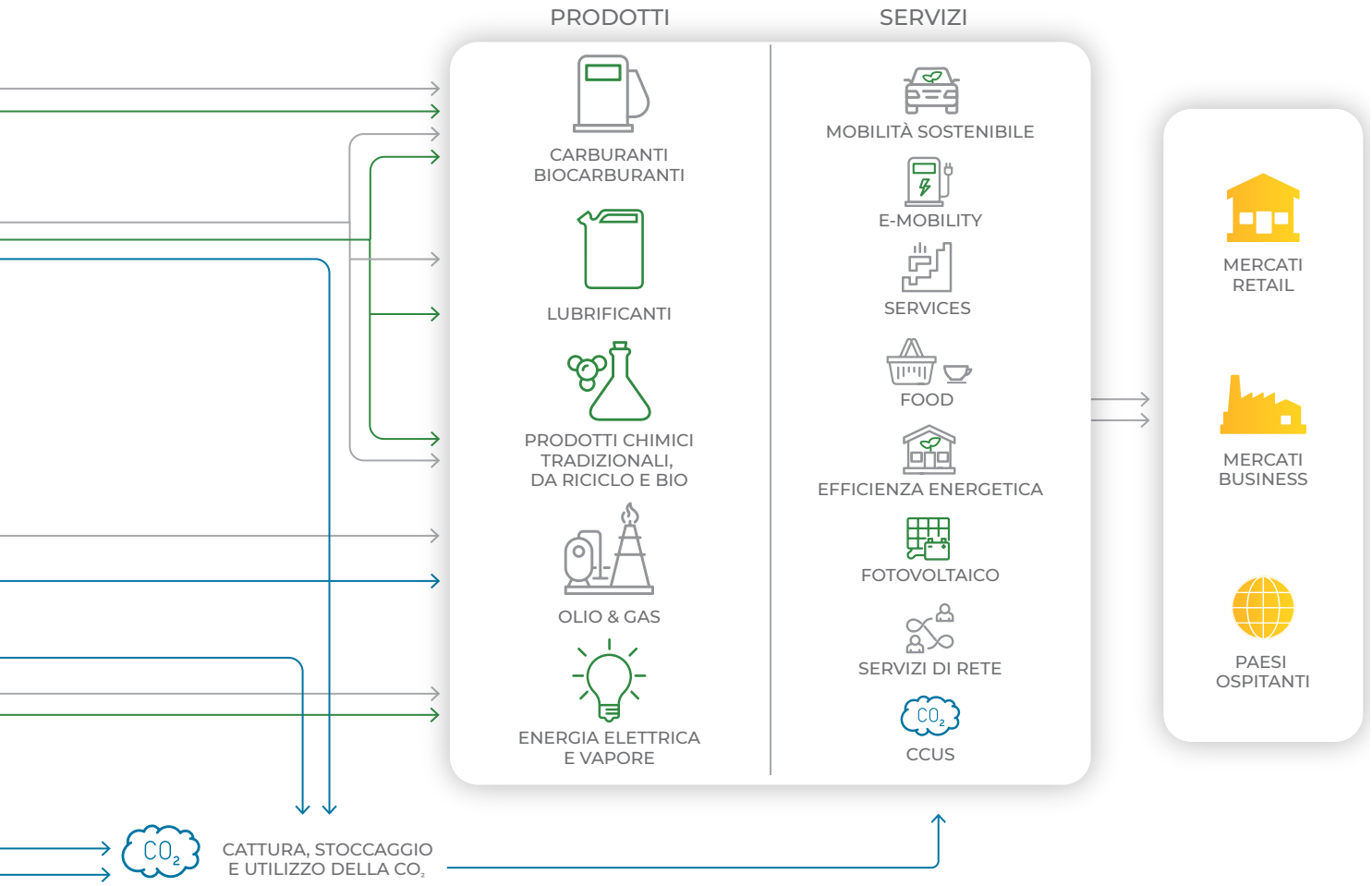
LA CATENA DEL VALORE



Lo sviluppo di efficaci soluzioni sostenibili fanno leva sull'utilizzo di tecnologie disponibili in grado di contribuire fin da subito alla riduzione delle emissioni, quali:

- l'utilizzo del gas quale fonte energetica di transizione, affiancata da investimenti per la riduzione delle emissioni di CO_2 e metano;
- le tecnologie di raffinazione tradizionale applicate nella produzione di biocarburanti, con l'impiego di materie prime di origine biologica, non in competizione con la filiera alimentare nell'ambito dello sviluppo dell'agri-business per contribuire alla decarbonizzazione dei trasporti senza repentini mutamenti alle infrastrutture esistenti;
- le energie rinnovabili attraverso l'incremento della capacità di generazione installata e l'integrazione con il business retail, facendo leva su un'ampia base di clienti;
- le tecnologie di giacimento applicate nella cattura e stoccaggio della CO_2 "Carbon Capture Utilization e Storage (CCUS)", in grado di fornire un contributo concreto alla riduzione delle emissioni, in particolare delle installazioni industriali a elevata intensità carbonica mediante lo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO_2;
- le tecnologie di produzione di bioplastiche e di riciclo meccanico delle plastiche usate.

Le operazioni di Eni si avvalgono di una catena di fornitura globale per l'approvvigionamento di beni capitali, materie prime, opere e servizi. I principali beni approvvigionati hanno riguardato il supporto logistico per l'area dei pozzi e i servizi ausiliari, gli impianti offshore, i servizi di ingegneria per il settore oil & gas, i servizi professionali e i servizi di perforazione dei pozzi.



Modello di business

I significativi risultati industriali ed economico-finanziari conseguiti nel 2025 grazie all'esecuzione della nostra strategia di crescita e generazione di valore, costruita nell'arco degli ultimi anni facendo leva sul portafoglio di asset, sul modello satellitare e sui business della transizione, dimostrano la solidità del modello di business di Eni.

Il modello di business di Eni sostiene l'impegno aziendale per una transizione energetica socialmente equa ed è volto alla realizzazione di solidi ritorni finanziari e alla creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder principali attraverso una consolidata presenza lungo la catena del valore dell'energia. La mission aziendale integra gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Eni si impegna per contribuire a garantire sicurezza energetica, facendo leva su un portafoglio globale e su alleanze con i Paesi produttori. Al contempo, Eni implementa una strategia di transizione improntata ad un approccio tecnologicamente neutrale e pragmatico, volto al mantenimento della competitività del sistema produttivo e alla sostenibilità sociale.

Tali obiettivi fanno leva su una diversificata presenza geografica e su un portafoglio di soluzioni tecnologiche che consentiranno di creare un mix energetico sempre più decarbonizzato. Essenziali al raggiungimento di tali obiettivi sono le partnership e le alleanze con gli stakeholder per assicurare un coinvolgimento attivo nella definizione delle attività di Eni e nella trasformazione del sistema energetico.

Il modello di business di Eni coniuga l'utilizzo di tecnologie, in larga parte proprietarie, valorizzando le competenze interne e una rete strategica di collaborazioni, con lo sviluppo di un innovativo modello satellitare, che prevede la creazione di società dedicate in grado di accedere autonomamente al mercato dei capitali per finanziare la propria crescita e al contempo di far emergere il valore reale di ogni business.

Eni è presente lungo tutta la catena del valore - dall'esplorazione, lo sviluppo e l'estrazione di risorse fino alla commercializzazione di energia, prodotti e servizi ai clienti finali - sviluppando solidi modelli di business integrati che valorizzano i propri asset industriali e la propria base clienti.

A supporto di questo modello integrato si inseriscono il sistema di Corporate Governance, basato sui principi di trasparenza e integrità, e il processo di Risk Management Integrato, funzionale per assicurare, attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi e delle opportunità del contesto di riferimento, decisioni consapevoli e strategiche e l'analisi di materialità che approfondisce gli impatti più significativi generati da Eni su economia, ambiente e persone, inclusi quelli sui diritti umani.

Il funzionamento del modello di business si basa sul miglior utilizzo possibile di tutte le risorse (input) di cui l'organizzazione dispone e sulla loro trasformazione in output, mediante l'attuazione della propria strategia. Le risorse immateriali sono parte integrante del processo di creazione di valore di Eni e includono le competenze delle persone, l'innovazione e la relazione con gli stakeholder, oggetto di disclosure nella rendicontazione di sostenibilità. Eni, inoltre, combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, articolando le proprie azioni lungo cinque direttrici, ciascuna orientata verso risultati specifici (outcome).

Il modello di business di Eni si sviluppa lungo queste cinque direttrici facendo leva sullo sviluppo e l'applicazione di tecnologie innovative e sul processo di digitalizzazione. Nell'attuazione di tale modello, Eni garantisce il rispetto dei diritti umani nell'ambito delle proprie attività e ne promuove il rispetto presso i propri partner e stakeholder, perseguendo inoltre un'operatività improntata ai valori di responsabilità, integrità e trasparenza.

LE CINQUE DIRETTRICI DEL MODELLO DI BUSINESS DI ENI

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

Eni ha intrapreso un percorso che porterà alla decarbonizzazione dei processi e dei prodotti energetici entro il 2050, attraverso l'impiego di tecnologie già disponibili e in evoluzione, secondo il principio di neutralità tecnologica. Eni accompagna la transizione energetica con un approccio pragmatico, graduale e ordinato, facendo leva su un insieme di soluzioni industriali e tecnologiche orientate alla progressiva riduzione delle emissioni e all'ampliamento dell'offerta di servizi ed energia a minore intensità carbonica. In questo contesto, il gas naturale svolge un ruolo centrale nella transizione per il suo minore contenuto carbonico rispetto ad altri combustibili fossili e per la sua flessibilità, in modo complementare alle altre soluzioni energetiche che diventeranno progressivamente sempre più rilevanti nel soddisfare la domanda di energia.

PROTEZIONE DELL'AMBIENTE

Eni è impegnata nella protezione dell'ambiente attraverso la ricerca di soluzioni innovative finalizzate a ridurre l'impatto delle proprie operazioni, garantendo un uso efficiente delle risorse naturali, la tutela della biodiversità e della risorsa idrica e la promozione di modelli di sviluppo che si basano sui principi rigenerativi dell'economia circolare, con l'obiettivo di massimizzare il recupero e la valorizzazione di rifiuti e scarti.

VALORE DELLE NOSTRE PERSONE

Eni riconosce il valore delle proprie persone come elemento fondamentale per il successo dell'azienda e per questo garantisce un ambiente di lavoro libero da ogni forma di discriminazione che favorisca il pieno sviluppo del potenziale di ognuno, promuovendo lo sviluppo di una cultura basata sulla diffusione delle conoscenze. Eni rispetta inoltre i più alti standard internazionali in materia di salute e di sicurezza e adotta adeguate misure volte a proteggere le persone e gli asset.

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

Eni mira a contribuire alla riduzione della povertà energetica nei Paesi in cui opera, integrando lo sviluppo di progetti industriali e iniziative rivolte alle comunità ospitanti, trasferendo il proprio know-how e competenze ai partner locali. Secondo il c.d. approccio "Dual Flag", l'agire di Eni si fonda su un profondo rispetto del singolo individuo, sulla conoscenza delle istanze locali e sulla disponibilità ad impegnarsi accanto ai Paesi per promuovere lo sviluppo sostenibile, anche attraverso partnership con attori riconosciuti a livello nazionale ed internazionale. In tali Paesi Eni promuove iniziative a sostegno delle comunità locali per favorire, oltre all'accesso all'energia, la diversificazione economica, la formazione, la salute delle comunità, l'accesso all'acqua e ai servizi igienici e la tutela del territorio, in collaborazione con attori internazionali e in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali e l'Agenda 2030.

SOSTENIBILITÀ NELLA CATENA DEL VALORE

Eni promuove lo sviluppo in chiave sostenibile della propria catena di fornitura, riconoscendone il ruolo chiave nel percorso di trasformazione intrapreso. Attraverso un approccio sistemico ed inclusivo Eni condivide valori, impegni e target con i propri fornitori, supportandoli e coinvolgendoli in un percorso di crescita. Congiuntamente, Eni supporta i propri clienti offrendo soluzioni energetiche all'avanguardia per aiutarli a svolgere un ruolo primario nella transizione energetica e comunica con loro in modo onesto e trasparente, fornendo prodotti e servizi di qualità in linea con le loro esigenze.

CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

INPUT

RISORSE FINANZIARIE

Capitale Investito Netto (€ mld) 68

Capex (€ mld) 8,5

Contributo operazioni di portafoglio (€ mld) 7,2

RISORSE ENERGETICHE E NATURALI

Permessi exp/sviluppo oil & gas (mgl km^2) 206

Riserve certe (mld boe) 6,9

Prelievi di acqua dolce (Mm^3) 114

ASSET INDUSTRIALI

Capacità di bioraffinazione (mln ton/a) 1,65[2]

Capacità da fonti rinnovabili (GW) 5,8[1]

PERSONE E COMPETENZE

Dipendenti 32.349

Donne nella forza lavoro (%) 29

★ Ore di formazione (mgl) 1.059

RICERCA E SVILUPPO

★ Spesa in Ricerca e Sviluppo (€ mln) 207

★ Brevetti in vita 9.520

RELAZIONI E COLLABORAZIONI

★ Clienti gas & power (mln) 10[1]

Investimenti per lo sviluppo locale (€ mln) 81

Attraverso la presenza integrata nell'intera catena del valore dell'energia

OUTCOME E OUTPUT

PERFORMANCE FINANZIARIA

Remunerazione agli azionisti (€ mld) 5

Flusso di cassa adj (€ mld) 12,5

EBIT Proforma adj (€ mld) 12,2

Gearing proforma 0,14

AMBIENTE

Net Scope 1+2 Eni (mln ton CO_2eq.) 21,4

Net Scope 1+2 Upstream (mln ton CO_2eq.) 4,7

Riutilizzo di acqua dolce (%) 90

PERFORMANCE INDUSTRIALE

Produzione di idrocarburi (Kboe/g) 1.728

Volumi di GNL contrattualizzati (MTPA) 15

Produzione di energia da fonti rinnovabili (TWh) 5,6[1]

COMUNITÀ LOCALI

Imposte pagate (€ mld) 3,7

Persone raggiunte con progetti di sviluppo locale circa 3 mln

CLIENTI E CONSUMATORI

Punti di ricarica per veicoli elettrici (mgl di unità) circa 23

Produzioni vendute di biocarburanti (mgl ton) 925[2]

Vendite gas naturale (mld mc) 43,7

PERSONE DI ENI

TRIR (infortuni registrabili/ore lavorate x 1.000.000) 0,55

Donne in posizioni manageriali +4,2% vs. 2020

★ Intangibles

1) 100% Plenitude, 2) 100% Enilive

Principali eventi dell'anno

1Q 2Q 3Q 4Q

- Enilive: perfezionato l'investimento da parte del fondo di private equity KKR del 25% del capitale sociale di Enilive.
- Accordo con TotalEnergies per lo sviluppo delle scoperte a gas nell'offshore di Cipro.
- Avviato l'impianto per la produzione di SAF nella bioraffineria di Gela con una capacità di 400 mila tonnellate/anno.
- Plenitude: ulteriore investimento da parte del fondo EIP in Plenitude, raggiungendo complessivamente il 10%. Espansione in Spagna, Texas e in California.
- Versalis: - avviato l'impianto di produzione di Porto Marghera per il riciclo meccanico delle plastiche da materie prime riciclate meccanicamente; progressi nel piano di trasformazione dell'attività produttiva con la chiusura dello stabilimento di cracking di Brindisi; - partnership con Lummus Technology per il licensing di tecnologie nella filiera del fenolo.
- Avviata la cessione del 25% nel progetto Congo FLNG relativo al permesso Marine XII.
- Avviata la produzione nel giacimento Johan Castberg (Mare di Barents).
- Accordo di collaborazione con l'Autorità per l'Energia Atomica del Regno Unito (UKAEA) per attività di ricerca e sviluppo nel campo dell'energia da fusione.

1Q 2Q 3Q 4Q

- Start-up del giacimento a gas Merakes East nell'offshore indonesiano.
- Vår Energi: start-up del giacimento a olio Balder-X nell'offshore norvegese.
- MoU con la società argentina YPF per la valorizzazione di riserve a gas nell'onshore di Vaca Muerta con l'installazione di due unità di produzione galleggiante di GNL dalla capacità di 12 MTPA.
- Enilive: ulteriore investimento del 5% nel capitale sociale da parte di KKR la cui partecipazione sale al 30%.
- Versalis: avviato l'impianto dimostrativo della tecnologia Hoop® per il riciclo chimico della plastica usata presso lo stabilimento di Mantova.
- Primo impianto di estrazione di olio vegetale nella Repubblica del Congo dalla capacità di 30 mila tonnellate/anno destinato alle bioraffinerie Enilive.
- Eni confermata tra le top 5 del settore, per il diciannovesimo anno consecutivo, nell'indice di borsa FTSE4Good Developed.
- Accordi con il DESNZ UK per il progetto Liverpool Bay CCS.
- Azule Energy annuncia risultati positivi dal pozzo Capricornus 1-X in Namibia.
- Plenitude: avviata la produzione del blocco nord di Renopool (Spagna).

1Q 2Q **3Q** 4Q

- Firmato un contratto trentennale con Sonatrach per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi in Algeria.
- Finalizzata la cessione a Vitol di una partecipazione del 30% nel progetto Baleine in Costa d'Avorio.
- Avviata la produzione del progetto Agogo Integrated West Hub, operato dalla JV Azule Energy, nell'offshore dell'Angola.
- Firmato accordo di lungo termine con Venture Global per la fornitura di 2 MTPA di GNL per 20 anni a partire dal 2030.
- Enilive: avviata la costruzione di una bioraffineria in Corea del Sud.
- Plenitude: avviata la costruzione di un parco fotovoltaico da 200 MW in Andalusia; avviato un nuovo impianto fotovoltaico da 50 MW in Kazakhstan.
- Firmato con Khazna Data Centers un Head of Terms (HoT) per lo sviluppo di un "AI Data Center Campus" in Italia.
- Firmato un Power Purchase Agreement (PPA) con Commonwealth Fusion Systems (CFS) per l'acquisto da parte di Eni di elettricità decarbonizzata.
- Versalis: siglato un MoU con Acea Ambiente per il riciclo delle plastiche e la tecnologia Hoop®.
  Firmato accordo con Veritas per il riciclo delle plastiche post consumo.
  Chiusura dell'unità di cracking di Priolo.
- Avviato l'iter per la conversione di alcune unità della raffineria di Sannazzaro in bioraffineria.

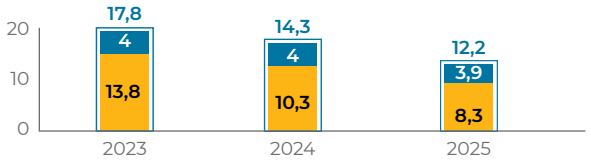
1Q 2Q 3Q **4Q**

- Accordo di JV con Petronas per un nuovo satellite upstream focalizzato nel GNL in Indonesia e Malesia.
- Cessione a Global Infrastructure Partners di una partecipazione di controllo congiunto pari al 49,99% nel business CCUS Eni in Regno Unito.
- Acquisizione da TotalEnergies di una partecipazione del 2,5% nel PSC OML 118, nell'offshore della Nigeria.
- 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.
- Accordo per l'acquisizione da YPF del 50% e del ruolo di operatore nel Blocco esplorativo OFF-5, nell'offshore dell'Uruguay.
- Avviata la Fase 2 del progetto Congo LNG, incrementata la capacità a 3MTPA.
- Accordi in Turchia per la vendita di circa 0,4 MTPA di GNL per 10 anni a Botas.
- Accordo di lungo termine per la fornitura di 0,8 MTPA di GNL a Gulf, per un periodo di 10 anni, in Thailandia.
- Avviata la costruzione della bioraffineria di Petronas, Enilive ed Euglena a Pengerang, in Malesia.
- Plenitude: investimento del 20% nel capitale sociale di Plenitude da parte del fondo di private equity Ares.
  Annunciata acquisizione del 100% del capitale di ACEA Energia, società attiva nel mercato retail dell'energia.
  Acquisizione da Neoen di un portafoglio di asset in esercizio da circa 760 MW nel territorio francese.
- Versalis: avviato l'iter autorizzativo per la trasformazione del sito di Priolo in un hub di bioraffinazione e riciclo delle plastiche post consumo.

Eni in sintesi

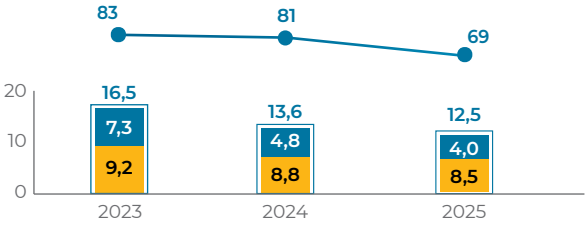
Nel 2025 Eni ha conseguito risultati strutturalmente solidi sotto il profilo industriale ed economico-finanziario, grazie all'efficace attuazione della strategia definita e sviluppata nel corso degli ultimi anni. La crescita è proseguita in modo competitivo in tutti i principali business.
Nell'upstream sono stati avviati nuovi progetti, assicurando al contempo ulteriori opportunità attraverso un know-how esplorativo e tecnologico al top dell'industria. Nell'ambito della transizione energetica sono in fase di sviluppo nuove opportunità.
Parallelamente, attraverso il dual exploration model e la strategia satellitare è stato progressivamente incrementato il valore in termini di gestione del rapporto rischio/rendimento, contribuendo alla riduzione dell'indebitamento e all'aumento della distribuzione a favore degli azionisti.

UTILE OPERATIVO PROFORMA ADJUSTED (€ MLD)



Società consolidate | Società partecipate rilevanti | Utile (perdita) operativo proforma adjusted

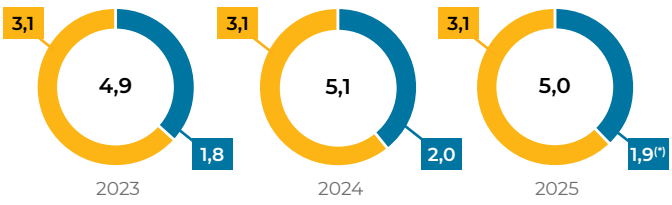
GENERAZIONE DI CASSA (€ MLD)



Investimenti organici | Prezzo medio del greggio Brent dated ($/bl) | FCF | Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted

Gli eccellenti progressi strategici e operativi sono alla base di ritorni tra i migliori dell'industria. Il flusso di cassa adjusted è stato pari a €12,5 mld. L'utile operativo proforma adjusted €12,2 mld. In risposta al rapido deterioramento dello scenario sono stati ottimizzati i capex a €8,5 mld (vs. €9 mld pianificati) e attivate iniziative di miglioramento della cassa e di riduzione dei costi per €4 mld. Grazie a tali azioni, l'indice patrimoniale proforma si attesta al livello storicamente contenuto del 14%, mentre il debito netto è sceso di circa €3 mld. Allo stesso tempo è stato incrementato del 20% il programma di buy-back a €1,8 mld (vs. gli annunciati €1,5 mld). Nonostante un contesto volatile, nel 2025 Eni ha dimostrato di saper combinare crescita, riduzione degli investimenti, riduzione del debito ed aumento della remunerazione.

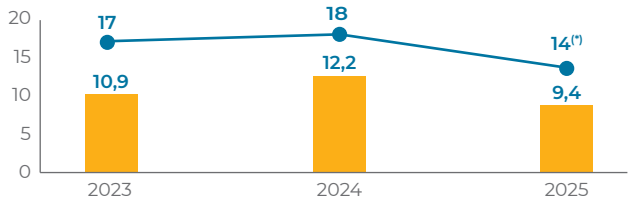
REMUNERAZIONE AZIONISTI (€ MLD)



Dividendo di competenza | Buy-back

(*) Include la quota del primo programma di buy-back concluso nel febbraio 2025.

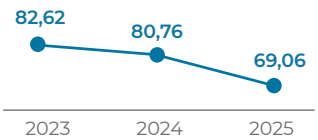
LEVA FINANZIARIA E INDEBITAMENTO



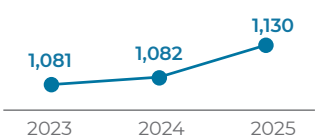
Indebitamento finanziario netto (€ mld) | Gearing (%)

(*) Su base proforma considerando dismissioni/acquisizioni in corso.

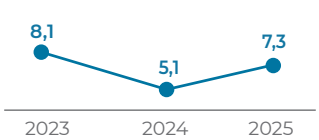
Prezzo medio del greggio Brent Dated ($/bbl)



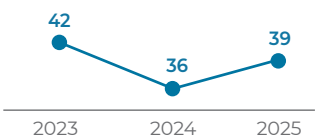
Cambio medio EUR/USD



Standard Eni Refining Margin (SERM) ($/bbl)



PSV (€/MWh)



GLOBAL NATURAL RESOURCES

EXPLORATION & PRODUCTION

Produzione petrolio e gas: 1,73 mln boe/giorno sostenuta dall'avvio di sei progetti principali e dall'eccellente regolarità di marcia della base produttiva.

Leadership nell'esplorazione: 0,9 mld di boe di nuove risorse conseguendo l'integrale rimpiazzo delle produzioni per il 10° anno consecutivo con ampia diversificazione dall'Africa ovest all'Indonesia e Norvegia.

Operazioni di portafoglio: in fase di finalizzazione il quarto e più grande satellite upstream in JV con Petronas nel settore del GNL di Indonesia/Malesia. Operativa dalla metà del 2026, in linea con i piani, la JV svilupperà autonomamente il rilevante potenziale minerario dei portafogli dei due partner, valorizzando le nostre straordinarie scoperte nel bacino del Kutei, con l'obiettivo di raggiungere una produzione iniziale di oltre 300 mila boe/giorno, attesa crescere rapidamente fino a un livello sostenibile di oltre 500 mila boe/giorno, generando crescita e valore.

GGP E POWER

Superato l'obiettivo di €1 mld di utile operativo proforma adjusted grazie alla continua ottimizzazione degli asset gas/GNL. In linea con la strategia di diversificazione del business GNL, sono stati conclusi contratti di vendita long-term di 1,2 MTPA in Turchia e Thailandia; il portafoglio contrattualizzato è stato incrementato con il contratto di off-take con Venture Global (USA). L'obiettivo è arrivare a un portafoglio di oltre 20 MTPA al 2030.

TRANSITION BUSINESSES

I business della transizione hanno contribuito in maniera rilevante alla crescita e alla generazione di valore e hanno un ruolo sempre più importante nella diversificazione e rafforzamento dei risultati di Gruppo. In un mercato sfidante per rinnovabili e prodotti low carbon, questi business hanno beneficiato della resilienza dei nostri modelli integrati, ottenendo una valorizzazione complessiva da parte degli investitori di private equity di oltre €23 mld in termini di enterprise value.

PLENITUDE

Capacità rinnovabile incrementata del 41%: 5,8 GW di capacità installata a fine 2025 grazie principalmente allo sviluppo dei progetti organici e all'acquisizione di un pool di asset in Francia e negli Stati Uniti.

Portafoglio clienti: con l'accordo vincolante per l'acquisizione di Acea Energia firmato a dicembre, Plenitude rafforzerà la presenza nel mercato italiano retail dell'energia, raggiungendo l'obiettivo di oltre 11 mln di clienti in Europa nel corso del 2026.

ENILIVE

Programma di sviluppo della bioraffinazione: avviata la costruzione di due bioraffinerie nel Sud-Est asiatico e la riconversione di Livorno. Tali progetti rientrano nel portafoglio di iniziative di sviluppo di Enilive, a vari stadi di realizzazione, per triplicare la capacità produttiva entro il 2030 dagli attuali 1,7 MTPA.

INDUSTRIAL TRANSFORMATION

RAFFINAZIONE

Resilienza dell'attività operativa: lavorazioni complessive di 24,94 mln di tonnellate, in uno scenario in miglioramento nel corso d'anno per effetto dei più favorevoli crack spreads sui distillati medi, sostenuti dalle minori disponibilità di prodotto a seguito di interruzioni e rischi geopolitici nonché dalla chiusura delle raffinerie nel bacino atlantico. Contesto di mercato sfidante a causa della debole domanda, eccesso di capacità e pressione competitiva da altre aree geografiche.

Sviluppi di business: in corso la trasformazione del sito di Livorno in bioraffineria; a gennaio 2026 decisione finale d'investimento raggiunta per la conversione di alcune unità della raffineria di Sannazzaro de' Burgondi (Pavia) in un impianto per la produzione di biocarburanti.

VERSALIS

Ristrutturazione e riconversione: accelerata la trasformazione di Versalis verso una piattaforma di sviluppo di bioplastiche, chimica da riciclo e specialties. Attesi miglioramenti di risultato nel 2026. Fermata definitiva dei cracker non più competitivi di Brindisi e Priolo con avvio di progetti di riconversione green.

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2025	2024	2023
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	82.151	88.797	93.717
Utile (perdita) operativo		5.010	5.238	8.257
Utile (perdita) operativo adjusted[a]		8.344	10.348	13.805
Utile (perdita) operativo proforma adjusted[a]		12.223	14.322	17.809
Exploration & Production		*11.163*	*13.022*	*13.538*
Global Gas & LNG Portfolio e Power		*1.392*	*1.274*	*3.599*
Enilive e Plenitude		*1.208*	*1.143*	*1.253*
Refining e Chimica		*(689)*	*(713)*	*46*
Utile (perdita) netto adjusted[a][b]		4.989	5.257	8.322
Utile (perdita) netto[b]		2.608	2.624	4.771
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		12.496	13.590	16.498
Investimenti tecnici		8.647	8.485	9.215
di cui: ricerca esplorativa		*391*	*433*	*784*
sviluppo riserve di idrocarburi		*5.502*	*5.564*	*6.293*
Dividendi per esercizio di competenza[c]		3.176	3.094	3.034
Dividendi pagati nell'esercizio		3.080	3.068	3.046
Totale attività a fine periodo		137.069	146.939	142.606
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		52.787	55.648	53.644
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		9.386	12.175	10.899
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		15.086	18.628	16.235
Capitale investito netto		67.873	74.276	69.879
di cui: Exploration & Production		*49.182*	*56.132*	*51.687*
Global Gas & LNG Portfolio e Power		*(683)*	*(1.322)*	*1.876*
Enilive e Plenitude		*10.424*	*10.396*	*8.688*
Refining e Chimica		*7.161*	*7.760*	*7.868*
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	16,1	13,1	15,4
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.024,8	3.167,0	3.303,8
Capitalizzazione di borsa a fine periodo[d]	(€ miliardi)	48	40	50

(a) Misure di risultato Non-GAAP.
(b) Di competenza azionisti Eni.
(c) L'importo 2025 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2025	2024	2023
Utile (perdita) netto				
- per azione[a]	(€)	*0,78*	*0,78*	*1,40*
- per ADR[a][b]	($)	*1,76*	*1,69*	*3,03*
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione[a]	(€)	*1,55*	*1,60*	*2,47*
- per ADR[a][b]	($)	*3,50*	*3,46*	*5,34*
Cash flow				
- per azione[a]	(€)	*4,41*	*4,13*	*4,58*
- per ADR[a][b]	($)	*9,97*	*8,94*	*9,90*
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	7,6	7,6	12,3
Gearing ante lease liability ex IFRS 16[c]		14	18	17
Coverage		6,1	8,7	17,5
Current ratio		1,2	1,2	1,3
Debt coverage		88,4	70,3	93,1
Net Debt/EBITDA adjusted		95,9	100,5	74,4
Dividendo di competenza	(€ per azione)	1,05	1,00	0,94
Total Shareholder Return (TSR)	(%)	32	(9)	23

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).
(b) Un ADR rappresenta due azioni.
(c) Dato al 31 dicembre 2025 su base proforma, considerando dismissioni/acquisizioni in corso.

DIPENDENTI

		2025	2024	2023
Exploration & Production	(numero)	9.141	9.188	9.840
Global Gas & LNG Portfolio e Power		1.077	1.151	1.130
Enilive e Plenitude		6.064	5.899	5.759
Refining e Chimica		10.117	10.060	10.449
Corporate e altre attività		5.950	6.194	5.964
Gruppo		**32.349**	**32.492**	**33.142**

INNOVAZIONE

		2025	2024	2023
Spesa in R&S	(€ milioni)	207	178	166
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	42	39	28

CLIMA

(a) Indicatori calcolati su perimetro consolidato. I dati 24 e 23 sono coerentemente esposti,
(b) L'indicatore include le emissioni Scope 1+2 (perimetro consolidato) e le emissioni Scope 3 da utilizzo di prodotti venduti (Cat.11), stimate sulla base della produzione upstream in quota equity Eni. I dati 24 e 23 sono coerentemente esposti.
(c) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità.

		2025	2024	2023
Net Scope 1+2 Upstream[a]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	4,7	6,8	9,0
Net Scope 1+2 Eni[a]		21,4	23,8	26,7
Intensity Net Scope 1+2+3[b]	(grammi di CO_2eq./MJ)	59,0	59,2	60,1
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[c]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	18,6	21,2	22,7
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)[c]		0,5	0,6	0,6
Emissioni dirette di metano (Scope 1)[c]	(migliaia di tonnellate di CH_4)	14,8	16,0	16,6

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE[a]

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

		2025	2024	2023
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,55	0,70	0,57
dipendenti		*0,60*	*0,73*	*0,66*
contrattisti		*0,51*	*0,68*	*0,52*
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	217	2.815	12.719
di cui: da atti di sabotaggio		*0*	*2.140*	*5.094*
operativi		*217*	*675*	*7.625*
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	114	127	109
Acqua di produzione reiniettata	(%)	56	51	42

DATI OPERATIVI

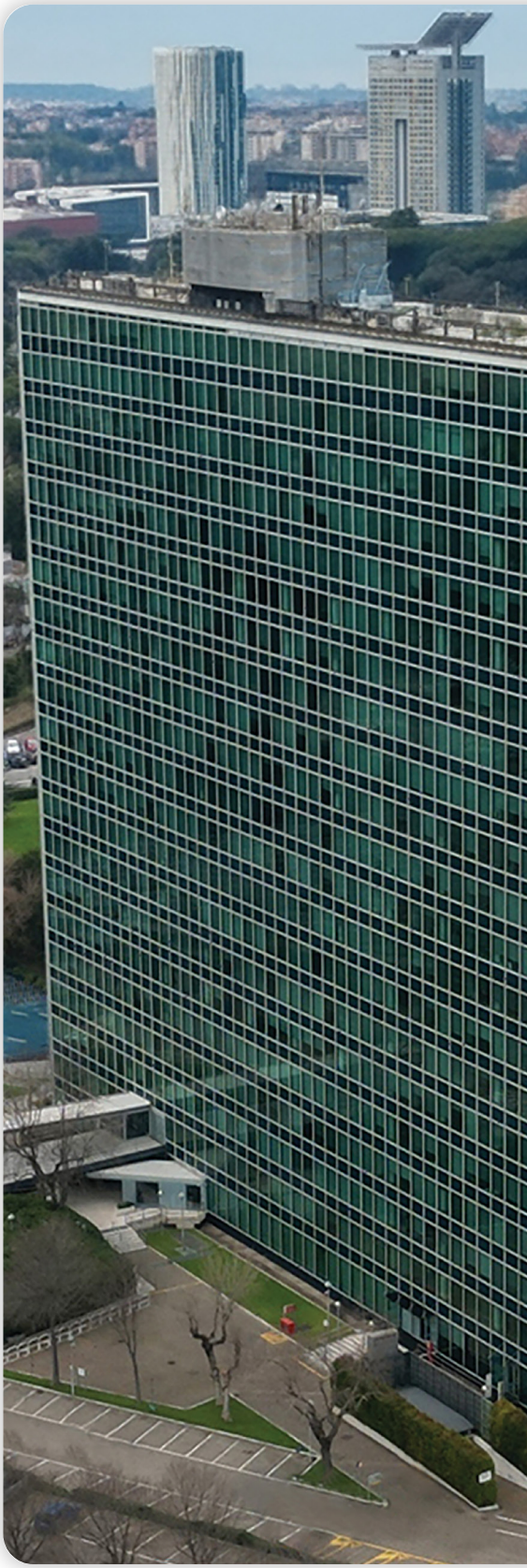
(a) Relativo alle società consolidate.
(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(c) Media triennale.

		2025	2024	2023
EXPLORATION & PRODUCTION				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.728	1.707	1.655
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.885	6.497	6.614
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,4	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	167	124	69
Profit per boe[a]	($/boe)	7,80	3,69	8,58
Opex per boe[b]		9,2	9,2	8,6
Finding & Development cost per boe[b][c]		17,0	22,7	26,3
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER				
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	43,72	50,88	50,51
di cui: in Italia		*21,00*	*24,40*	*24,40*
internazionali		*22,72*	*26,48*	*26,11*
Vendite GNL		12,1	9,8	9,6
Produzione termoelettrica	(terawattora)	20,53	20,16	20,66
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		27,57	26,55	27,30
ENILIVE				
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,65	1,65
Produzioni vendute di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	925	982	635
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	78	74	71
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,81	7,70	7,52
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.294	5.254	5.267
PLENITUDE				
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	5,8	4,1	3,0
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	5,6	4,7	4,0
Vendite gas a clienti finali	(miliardi di metri cubi)	5,29	5,51	6,06
Vendite energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	18,63	18,28	17,98
Clienti retail/business a fine periodo	(milioni di Pdf)	10,0	10,0	10,1
Punti di ricarica elettrica	(migliaia)	22,8	21,3	19,0
REFINING E CHIMICA				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	24,94	24,21	27,39
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	80	78	77
Produzioni di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	4.105	5.685	5.663
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	49	50	51

Strategia

"Il caposaldo strategico di Eni rimane la coerenza, determinante in un contesto di mercato incerto e volatile. La nostra attività esplorativa, eccellenza a livello mondiale, la nostra grande capacità di realizzazione dei progetti, le nostre tecnologie all'avanguardia e una strategia finanziaria chiara e definita sono i pilastri che in modo sinergico alimentano la nostra crescita, garantiscono resilienza e una politica di remunerazione altamente attrattiva per i nostri azionisti. L'esecuzione della strategia ci ha consentito di realizzare performance eccezionali nel 2025, che rappresentano una concreta e importante conferma per il futuro. Nel settore E&P abbiamo costruito il portafoglio più forte nella storia di Eni, in gran parte per via organica e grazie a una performance esplorativa e di esecuzione dei progetti da leader del settore. Garantiremo una crescita della produzione al top dell'industria grazie a una serie straordinaria di progetti in sviluppo. La combinazione dei volumi e del valore di questi progetti, insieme alla quota crescente di commercializzazione delle nostre produzioni equity, genereranno flussi di cassa progressivamente più elevati, una significativa flessibilità nell'esecuzione dei progetti e rendimenti più importanti nell'Upstream. Guardando al futuro, la nostra diversificazione geografica, di commodity e tecnologica riduce il rischio del nostro portafoglio e garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti, così come la sostenibilità economica e la riduzione delle emissioni. I nostri business relativi alla Transizione svolgeranno un ruolo complementare, rispondendo alla crescente domanda di energia. Nell'ambito delle attività legate alla Transizione, siamo gli unici nell'industria a creare business autonomi, autofinanziati e sostenibili. Il successo della nostra strategia è confermato dal valore finanziario riconosciuto a questi business da investitori finanziari leader a livello internazionale, con un ritorno importante per gli azionisti che rende possibile un'ulteriore crescita sostenibile e restituisce a Eni ancor più equilibrio e resilienza. Al 2030 Eni avrà una generazione di cassa significativamente maggiore, trainata da un'ulteriore crescita nei nostri business principali, oltre che dalla continua riduzione dei costi e dai miglioramenti delle performance negli altri business. Prevediamo un livello di Cash Flow From Operation (CFFO) a circa €17 miliardi nel 2030, che corrisponde a un tasso di crescita medio per azione del 14% (CAGR). Grazie a una disciplinata allocazione del capitale, prevediamo di generare un free cash flow nell'arco del piano pari a circa il 70% della nostra attuale capitalizzazione di mercato e un livello di indebitamento finanziario basso, con un gearing nell'intervallo tra il 10-15%, sui minimi livelli storici. Questo ci permette di rafforzare la distribuzione agli azionisti con un payout complessivo tra il 35-45% del CFFO, con l'impegno a condividere l'upside con i nostri azionisti. Per il 2026 proporremo un dividendo di €1,10, in aumento di circa il 5%, e un programma di riacquisto di azioni proprie inizialmente fissato a €1,5 miliardi, con possibilità di ulteriore incremento del buy-back distribuendo il 60% del cash flow incrementale in caso di risultati o di scenario migliori rispetto al Piano, come già avvenuto in passato. Per scenari di prezzo del greggio particolarmente elevati (cioè superiori a $90 al barile; oppure per incrementi del 50% del prezzo del gas o del margine di raffinazione), prevediamo di distribuire il 100% del cash flow addizionale in forma di dividendo straordinario".

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato



PIANO STRATEGICO

In un contesto macroeconomico volatile, accentuato dalla crescente escalation in Medio Oriente, Eni conferma la propria strategia di crescita solida e profittevole, basata sullo sviluppo organico dei business, sulla integrazione lungo la catena del valore, sulla applicazione di tecnologie proprietarie (ad esempio in ambito FLNG e biofuels) e di creazione di modelli finanziari che assicurano il pieno allineamento tra costo del capitale e ritorni attesi.

Il modello strategico è efficace e resiliente e si rafforza grazie ad una forte capacità esecutiva, in virtù di un percorso di diversificazione verso nuove geografie upstream, il maggior ruolo del LNG e lo sviluppo di business legati alla transizione come CCS, biocarburanti e rinnovabili, integrati con la base clienti.

I business tradizionali continuano a giocare un ruolo chiave nella strategia, garantendo volumi, energy mix e valore, mentre i business della transizione rappresentano una opportunità per rilanciare nuovi progetti industriali in siti storici; infine la selettività nello spending e la gestione attiva del portafoglio garantiscono una solida struttura patrimoniale, assicurando una attrattiva remunerazione degli azionisti attraverso la progressiva crescita del dividendo e l'esecuzione del programma di buy-back.

GRUPPO

Il Piano 2026-2030 prevede:

investimenti cumulati, al netto delle operazioni di portafoglio, inferiori a €25 miliardi nel periodo 2026-2030, di cui circa €5 miliardi nel 2026;

Cash Flow from Operation (CFFO) di €11,5 miliardi nel 2026 in corrispondenza di un prezzo del Brent di 70 $/bbl e di circa €71 miliardi nel periodo 2026-2030. In combinazione con un programma di investimenti disciplinato ed efficiente, ciò genererà oltre €40 miliardi di Free Cash Flow (FCF) nel periodo 2026-2030 o oltre €45 miliardi includendo il contributo delle operazioni di portafoglio. Crescita Cash flow from operation per azione ad un tasso medio annuo del 14% fino al 2030;

gearing finanziario nel range del 10-15% nell'arco piano, che conferma la solidità patrimoniale e finanziaria del Gruppo nel tempo;

sviluppo del modello satellitare per accedere e raccogliere capitale per il business a supporto della crescita nell'Upstream e nelle attività legate alla Transizione, evidenziando il valore significativo che Eni continua a generare in tutti i business;

attrattiva remunerazione degli azionisti, aumentato il range di distribuzione target al 35-45% del CFFO (rispetto al precedente 35-40%); di conseguenza, insieme alla proposta di dividendo per il 2026 pari a €1,10 (in crescita di circa il 5%), Eni annuncia l'intenzione di procedere al riacquisto di azioni proprie per €1,5 miliardi nell'ambito del programma 2026.
Come negli anni precedenti, si condividerà l'upside del CFFO; in presenza di un prezzo del Brent fino a 90 $/bbl, la Società destinerà il 60% dei flussi di cassa incrementali rispetto al Budget a un ulteriore riacquisto di azioni proprie, nel caso in cui il prezzo medio del Brent per l'anno superi i 90 $/bbl, o se i prezzi del gas o i margini di raffinazione superino del 50% lo scenario di budget di Eni [1], la Società destinerà l'intero flusso di cassa incrementale sotto forma di un dividendo straordinario, da corrispondere agli azionisti nell'ultimo trimestre dell'anno.

(1) Brent 70 $/bbl, TTF 36 €/MWh, SERM 6 $/bbl, cambio 1.15 €/$

GLOBAL NATURAL RESOURCES

Eni è leader nel settore dell'esplorazione, con un modello unico di crescita organica e diluizione delle quote di partecipazione in scoperte a elevato potenziale, nonché leader in termini di time-to-market e con una piena valorizzazione dei margini derivanti dalle produzioni equity.

Il Piano coniuga le direttrici strategiche di crescita e valore attraverso una crescente diversificazione geografica e delle produzioni; il portafoglio si rafforza perseguendo l'efficienza e la resilienza delle attività e le emissioni si confermano in linea con il percorso virtuoso verso il Net Zero; in particolare si prevede:

- crescita annua media delle produzioni di idrocarburi tra il 3-4% fino al 2030, caratterizzata da una crescente diversificazione in mercati ad elevato potenziale, in particolare con lo sviluppo di due nuovi hub world scale (Argentina, Indonesia/Malesia);
- crescita del free cash flow organico per barrel di oltre il 50% nel 2030 rispetto al 2025 a conferma della qualità e del valore delle nuove produzioni;
- gestione attiva del portafoglio che continuerà ad esercitare un ruolo chiave nella creazione di valore e sarà realizzata attraverso l'applicazione del "dual exploration model" e combinata con le dismissioni di asset tradizionali non più strategici;
- GGP proseguirà nella strategia di massimizzare i ritorni economici attraverso azioni di ottimizzazione e rinegoziazione, facendo leva sulle flessibilità del suo portafoglio e, al contempo, continuerà a creare valore attraverso lo sviluppo di nuovo supply LNG, potendo contare sulla sinergica integrazione con l'upstream, raggiungendo nel 2030 volumi contrattualizzati maggiori di 20 mln ton;
- Power proseguirà nella implementazione di un piano di interventi volto a massimizzare disponibilità, efficienza e flessibilità degli impianti e nel mantenimento di un ruolo chiave nell'offerta dei servizi a sostegno dell'adeguatezza e della sicurezza del sistema elettrico nazionale.

ALTRI IMPEGNI E TARGET SULLE TEMATICHE ESG[2]

Eni ha definito impegni e obiettivi strategici aggiuntivi sulle tematiche ESG prioritarie. Tali obiettivi fanno leva sul modello di business, secondo le 5 leve (per maggiori approfondimenti si veda il modello di business) e integrano l'evoluzione e la crescita delle proprie attività, supportando al contempo la generazione di valore per i propri stakeholder, attraverso la promozione del benessere delle persone, lo sviluppo di competenze professionali e la definizione di modelli di business finalizzati a incrementare le ricadute sociali sulle comunità locali e sulla catena di approvvigionamento. Di seguito vengono riportati i principali impegni e target di sostenibilità in relazione alle leve del modello di business.

- NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050
- PROTEZIONE DELL'AMBIENTE
- IL VALORE DELLE NOSTRE PERSONE
- ALLEANZE PER LO SVILUPPO
- SOSTENIBILITÀ NELLA CATENA DEL VALORE

(2) Le principali sfide, soluzioni e progetti e l'elenco completo degli impegni sono descritti all'interno della Rendicontazione di Sostenibilità, la quale è declinata secondo i temi degli European Sustainability Reporting Standards (ESRS), come richiesto dalla Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), garantendo la copertura degli aspetti rilevanti per il modello di business.

TRANSIZIONE ENERGETICA

Plenitude ed Enilive rappresentano due business integrati a crescita elevata che supportano i clienti nella decarbonizzazione dei consumi di energia e contribuiscono altresì alla diversificazione e resilienza a livello di gruppo. L'ingresso di nuove forme di capitale in questi business ha confermato il valore significativo di questi due business espresso dall'Enterprise Value complessivo superiore a €23 miliardi.

Il Piano 2026-2030 prevede:

- il raggiungimento di 15 GW di capacità installata da energie rinnovabili e la crescita del portafoglio clienti gas e power dagli attuali 10 milioni ai 15 milioni nel 2030;
- EBITDA pro-forma di Plenitude in forte crescita da €1,3 miliardi nel 2026 a oltre €2,5 miliardi nel 2030;
- capacità installata di bioraffinazione da 2,1 Mton nel 2026 a circa 5 MTon al 2030, assicurando una SAF Optionality di oltre 2 Mton/anno;
- EBITDA pro-forma di Enilive in forte crescita da €1,1 miliardi nel 2026 a circa €3 miliardi nel 2030.

TRASFORMAZIONE

Eni è impegnata nella riconversione dei siti attraverso la ristrutturazione della chimica di base, lo sviluppo di nuove piattaforme, la riconversione dei siti tradizionali in bioraffinerie e la continuità operativa degli asset tradizionali.

La strategia di Versalis, dopo l'accelerazione del processo di ristrutturazione che ha visto l'anticipo delle fermate dei cracking di Brindisi e Priolo, prosegue con la trasformazione verso un business economicamente sostenibile nel tempo, basato sulla specializzazione del portafoglio, lo sviluppo e l'integrazione della chimica da fonti rinnovabili e dell'economia circolare.

TECNOLOGIA

Le tecnologie proprietarie sono alla base della nostra crescita, dei nostri successi e del nostro approccio pragmatico alla transizione basato sul principio di neutralità tecnologica. Gli eccellenti risultati dell'esplorazione si avvalgono della capacità di calcolo dei nostri supercomputer, la tecnologia di produzione di Floating LNG, nella quale siamo indiscussi leader, rappresenta una soluzione più agile e competitiva con la produzione onshore e ci consente di accedere a nuove opportunità.

Gli investimenti in tecnologie "breakthrough" ci consentiranno di accedere nel lungo termine a straordinarie opportunità di business, quali la fusione a confinamento magnetico in grado di generare quantità illimitate di energia a zero emissioni, mentre le tecnologie di bioraffinazione (ecofining), del riciclo chimico delle plastiche e waste-to-chemicals per la produzione di metanolo e idrogeno sono altri esempi delle nostre tecnologie fortemente innovative.

Confermato il percorso di Neutralità Carbonica al 2050 con gli obiettivi di Net Zero Scope 1+2 Upstream al 2030, Net Zero Scope 1+2 Eni al 2035 e Net Zero Intensity Scope 1+2+3 al 2050

Dichiarata l'ambizione di raggiungere la positività idrica al 2050 nei propri siti operati, attraverso un approccio che tenga in considerazione anche azioni a livello di bacino idrografico, ispirandosi ai principi del Positive Water Impact proposto dal Ceo Water Mandate

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ≤0,50 nel quinquennio 2026-2030
- +10% ore di formazione al 2029 rispetto al 2025
- +4 punti percentuali di popolazione femminile al 2030 rispetto al 2020
- +3,8 punti percentuali di personale femminile in posizioni di responsabilità (Dirigenti e Quadri) al 2030 rispetto al 2020

Oltre 20 milioni di persone raggiunte al 2030 attraverso iniziative a sostegno delle comunità locali nei settori dell'accesso all'energia (incluse le iniziative di clean cooking); dell'accesso all'acqua; dell'educazione; della diversificazione economica; della salute e della tutela del territorio

- Procedimenti con valutazioni ESG per il 90% del procurato di Gruppo al 2026
- Mantenimento del 100% dei fornitori worldwide strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile al 2026
- 90% del valore dei contratti attivi assegnato a fornitori coinvolti in nuove iniziative in ambito Safety, in ottica di miglioramento continuo al 2027

Risk Management Integrato

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi con una visione integrata, complessiva e prospettica.

Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva su criteri che assicurano la consistenza e qualità delle valutazioni per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (quali la definizione del Piano Strategico di breve-medio termine) e garantire l'informativa agli organi di amministrazione e controllo. Il Modello è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce, sulla base delle analisi proposte dall'Amministratore Delegato (AD) e con il supporto del Comitato Controllo e Rischi (CCR), con riferimento al Piano Strategico di breve-medio termine, la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della società, includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile della società.

L'AD di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura, inoltre, che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Con cadenza almeno trimestrale la funzione RMI presenta i relativi risultati all'AD, al Comitato Controllo e Rischi, nonché, ove richiesto, agli altri organi di controllo e vigilanza. L'AD sottopone almeno trimestralmente le risultanze delle analisi sui principali rischi Eni all'esame del CdA.

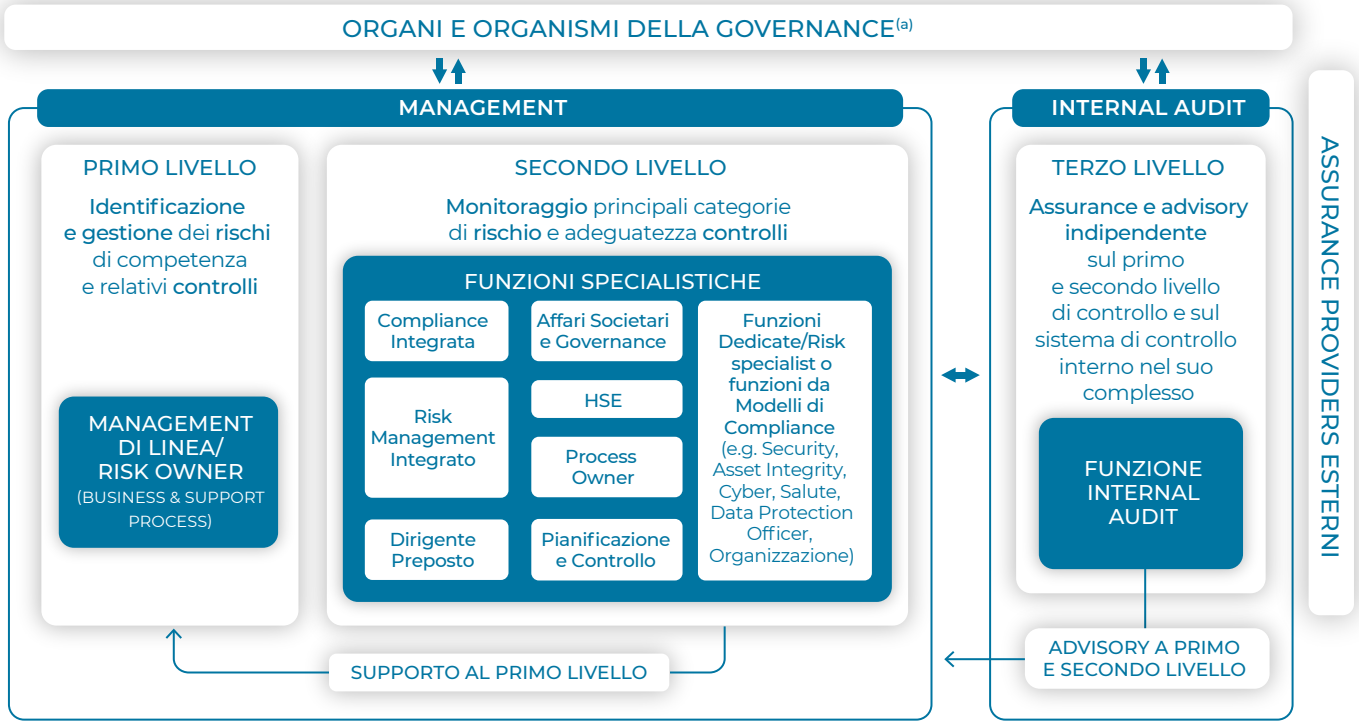
PROCESSO RMI

Il processo RMI, caratterizzato da un approccio strutturato e sistematico, prevede che tutti i principali rischi di Eni siano rilevati, analizzati e consolidati, al fine di supportare da un lato il processo decisionale del management, rafforzando la consapevolezza sui rischi e sulle relative azioni di trattamento ad ogni livello dell'organizzazione e, dall'altro lato, la supervisione sui rischi da parte degli organi di amministrazione e controllo di Eni.

Il processo, regolato dalla Global Procedure "Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sottoprocessi:

i) Risk strategy;
ii) Integrated Risk Assessment;
iii) Integrated Country Risk;
iv) Integrated Project & M&A Risk Management.

Il processo RMI parte dal contributo specialistico all'elaborazione del Piano Strategico di breve-medio termine (sottoprocesso "Risk Strategy") con riferimento al quale supporta la valutazione da parte del CdA della compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici della Società, attraverso l'analisi del profilo di rischio aziendale sotteso alla proposta di Piano e l'individuazione delle principali azioni con efficacia derisking dei top risk strategici dell'azienda. Le risultanze delle attività sono presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo in tempi coerenti con il processo di Pianificazione Strategica. Il sottoprocesso "Integrated Risk Assessment" prevede attività periodiche di assessment e monitoring finalizzate ad assicurare un'analisi organica e integrata del profilo di rischio associato agli obiettivi del Piano Strategico di breve-medio termine, anche in ottica di lungo termine, attraverso l'identificazione, la valutazione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali e delle relative azioni di trattamento; attività di assessment su asset industriali; altre analisi su rischi specifici. Sono inoltre svolte attività di analisi integrata dei rischi esistenti nei principali Paesi di presenza o di potenziale interesse (sottoprocesso "Integrated Country Risk") e supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di portafoglio in ambito (sottoprocesso "Integrated Project & M&A Risk Management").



(a) Si intendono: Consiglio di Amministrazione, Comitato Controllo e Rischi, Collegio Sindacale, Organismo di Vigilanza, Presidente del CdA e Amministratore Delegato.

I rischi sono valutati considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti sugli obiettivi quantitativi e qualitativi di Eni che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.

La valutazione è espressa di norma sia a livello inerente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico di breve-medio termine e a vita intera per quanto riguarda i progetti di business. I rischi sono rappresentati in base alla probabilità di accadimento e all'impatto su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza. I rischi con impatto economico/finanziario possono essere analizzati anche in ottica integrata sulla base di modelli quantitativi che consentono di definire su basi statistiche la distribuzione dei flussi di cassa a rischio nonché di simulare l'impatto aggregato dei rischi a fronte di ipotetici scenari futuri (what if analysis o stress test).

Sono infine svolte attività di Risk Knowledge, formazione e comunicazione sui rischi, volte ad accrescere la diffusione della cultura del rischio, identificare, sviluppare, rafforzare le risorse operanti in ambito risk management trasversalmente ai diversi business di Eni e sviluppare il risk knowledge management system.

Nel corso del 2025 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Assessment, mentre nel secondo semestre è stato svolto lo Strategic Plan Risk Assessment per supportare il processo di elaborazione del Piano Strategico. L'assessment ha coinvolto tutte le linee di business Italia ed estero. Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio 2025 e gennaio 2026. Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione di eventuali specifiche azioni di trattamento pianificate dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2025.

Il portafoglio dei top risk Eni è classificato in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa.

OBIETTIVI, PRINCIPALI RISCHI E AZIONI DI TRATTAMENTO

RISCHIO STRATEGICO

SCENARIO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Scenario Prezzi commodity, visione d'insieme del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent, del Gas e delle altre commodity rispetto alle previsioni di Piano.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Focalizzazione su resilienza, efficienza e flessibilità del portafoglio;
- valorizzazione del gas equity e azioni di ottimizzazione del portafoglio;
- strategia attiva di hedging del portafoglio in funzione delle condizioni di mercato;
- ottimizzazione assetti industriali business tradizionali;
- sviluppo capacità di raffinazione bio, mediante conversione circuito produttivo raffinazione tradizionale e selettive partnership in mercati d'interesse geograficamente differenziati e diversificazione prodotti (Sustainable Aviation Fuel - SAF);
- flessibilizzazione feedstock anche tramite l'integrazione con agribusiness;
- piano di ristrutturazione della chimica di base;
- sviluppo nuove piattaforme della chimica (polimeri specializzati, biochemicals, riciclo);
- ottimizzazione degli assetti in funzione delle condizioni di mercato e iniziative per decarbonizzare il settore power.

CONTRAZIONE DOMANDA/ CONTESTO COMPETITIVO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Contrazione domanda/contesto competitivo, riferito al verificarsi di uno sbilancio domanda e offerta di mercato o di un incremento della competitività tale da: (i) ridurre volumi di vendita, (ii) aumentare le difficoltà nel difendere customer base/sviluppare iniziative di crescita, (iii) generare dinamiche avverse sui prezzi dei prodotti finiti, (iv) contrazione domanda.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Diversificazione portafoglio supply gas/LNG attraverso lo sviluppo di iniziative integrate UPS/GGP per la valorizzazione del gas equity e azioni di ottimizzazione del portafoglio;
- strategia attiva di hedging del portafoglio in funzione delle condizioni di mercato;
- crescita del business della mobilità sostenibile e sviluppo selettivo della rete;
- piano di ristrutturazione della chimica di base e sviluppo nuove piattaforme (polimeri specializzati, biochemicals, riciclo);
- crescita portafoglio clienti retail prevalentemente all'estero e aumento quota clienti power;
- massimizzazione delle sinergie di integrazione del segmento retail con le produzioni da fonte rinnovabile;
- spinta su digitalizzazione nei processi di customer management e progressiva riduzione dell'impronta carbonica sulle vendite gas & power;
- sviluppo della capacità su mercati geograficamente diversificati con particolare attenzione a quelli di presenza Retail;
- rafforzamento mix diversificato di tecnologie (offshore wind, BESS).

CLIMATE CHANGE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Climate change, riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possano generare rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) e rischi fisici sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Governance strutturata con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e comitati specifici a supporto;
- Piano Strategico con definizione di azioni operative per ciascun business a sostegno della trasformazione industriale e per il raggiungimento degli obiettivi di breve, medio e lungo termine;
- politica di remunerazione con piani di incentivazione a breve e lungo termine che includono obiettivi legati alla "climate strategy" coerenti con il Piano Strategico;
- resilienza tramite flessibilità della strategia, diversificazione del portfolio con lo sviluppo di linee di business/prodotti lower carbon e verifica del portafoglio attraverso stress test di scenario;
- sviluppo tecnologico con piano triennale, o anticipato in caso di rilevanti discontinuità tecnologiche, e partecipazione attiva negli ecosistemi di innovazione nazionali e internazionali;
- trasparenza nella disclosure climatica, dialogo proattivo con gli stakeholder e adesione alle iniziative internazionali e monitoraggio dei trend legislativi e giurisprudenziali (v. anche rischio indagini e contenziosi HSE);
- processo di risk management per l'individuazione e l'analisi degli asset esposti a variazioni potenziali prospettiche di eventi naturali che possano impattare operabilità e sicurezza degli asset di Eni.

RISCHIO ESTERNO

GEOPOLITICO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Geopolitico, riferito all'impatto di tematiche geopolitiche sulle scelte strategiche e operative del business.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi;
- monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business;
- monitoraggio e valorizzazione della presenza Eni, delle iniziative di promozione economica nei Paesi di interesse e di attenzione alle tematiche economiche, sociali, energetiche e ambientali.

PAESE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Global security risk, riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali.
Instabilità politica e sociale, riferito sia all'instabilità politica e sociale, sia a eventi criminali/bunkering all'interno del Paese verso Eni e consociate, con potenziali ricadute in termini di minori produzioni e ritardi nei progetti.
Credit & Financing Risk, relativo a difficoltà finanziarie dei partner, ritardo nell'incasso dei crediti e nel recupero dei costi sostenuti.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Diversificazione geografica del portafoglio;
- ingaggio in tavoli nazionali e internazionali per la realizzazione di piani di collaborazione e risposta a potenziali minacce con coinvolgimento delle imprese;
- interventi di mitigazione per i rischi security mediante progetti e programmi specifici per alcune aree/siti maggiormente sensibili;
- presenza di un sistema di gestione dei rischi di security con analisi di misure preventive specifiche per Paese e per sito e implementazione di piani di emergenza finalizzati alla massima sicurezza delle persone e della gestione di attività ed asset;
- stipula di piani di rientro specifici per Paese con utilizzo di strumenti già collaudati di tipo contrattuale e/o finanziario;
- richiesta di garanzie sovrane e lettere di credito a tutela delle posizioni creditorie.

NORMATIVA SETTORE ENERGY

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Normativa Settore Energy, riferito agli impatti su operatività e competitività dei business legati all'evoluzione della normativa.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie; advocacy nell'ambito dei processi istituzionali di definizione di nuove direttive o regolamenti;
- definizione azioni strategiche e operative in linea con l'evoluzione normativa:
  - diversificazione geografica della capacità bio, flessibilizzazione feedstock e ampliamento gamma prodotti (sviluppo agro biofeedstock, produzione biojet);
  - sviluppo chimica da fonti rinnovabili, sviluppo riciclo meccanico e chimico.

RISCHIO CREDITO COMMERCIALE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rischio Credito Commerciale, riferito al possibile mancato adempimento delle obbligazioni assunte da una controparte, con ricadute sulla situazione economica/finanziaria e sul raggiungimento degli obiettivi aziendali.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Modello del credito accentrato e coordinamento operativo nella gestione dei clienti multi-business;
- azioni gestionali a mitigazione del rischio: garanzie, factoring, coperture assicurative;
- monitoraggio sistematico degli indicatori di rischiosità delle controparti affidate e meccanismi tempestivi di alerting.

DOWNGRADING RATING

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rischio downgrading, riferito al possibile downgrading del rating long-term di Eni.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Analisi prospettica del livello di leverage e monitoraggio dei flussi di cassa;
- mantenimento/revisione capex e opex; miglioramento dell'efficienza finanziaria;
- mantenimento forte riserva di liquidità;
- continuo e trasparente dialogo tra Eni e le agenzie di rating.

RISCHIO ESTERNO

PERMITTING

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Permitting, riferito al verificarsi di possibili ritardi o mancato rilascio di autorizzazioni, rinnovi o permessi da parte della Pubblica Amministrazione con impatti su tempi e costi di progetto nonché ricadute in termini sociali, ambientali e di immagine e reputazione.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Dialogo costante con le Istituzioni e audizioni presso le commissioni parlamentari;
- coinvolgimento continuo fin dalle prime fasi delle autorità e degli stakeholder su obiettivi e progress di progetto;
- trasferimento e condivisione del know-how con gli enti coinvolti, anche attraverso un maggior coinvolgimento degli organi tecnici;
- presidio e monitoraggio degli iter autorizzativi.

BIOLOGICO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Biologico - diffusione di pandemie ed epidemie, riferito alla diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Costante indirizzo e monitoraggio da parte dell'Unità di crisi Eni per allineamento, coordinamento e identificazione azioni di risposta in base alla tipologia di focolaio epidemico;
- predisposizione e implementazione, per tutte le consociate e linee datoriali di Eni, di un piano per la preparazione e risposta delle emergenze sanitarie (Medical Emergency Response Plan - MERP) con scenario epidemie e pandemie;
- campagne di informazione e formazione del personale;
- attività di indirizzo tecnico-scientifico delle funzioni centrali per definire le misure di prevenzione e di trattamento da declinare e implementare a livello di business.

RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER LOCALI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rapporti con gli stakeholder locali.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano Strategico e dei piani di incentivazione del management;
- continuo dialogo con gli stakeholder per comunicare l'approccio sostenibile Eni alle attività, anche tramite progetti di sviluppo sociale e territoriale e di valorizzazione del local content;
- realizzazione di accordi di collaborazione con enti nazionali e internazionali nella direzione del Partenariato Pubblico Privato (FAO, UNDP, UNESCO, UNIDO...);
- rispetto e promozione Diritti Umani attraverso operatività del Modello di gestione dei Diritti Umani, analisi di impatto ed integrazione della vista sui diritti umani nei processi di business.

DISINFORMAZIONE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Disinformazione - diffusione di contenuti falsi e/o fuorvianti potenzialmente lesivi dell'immagine e della reputazione aziendale (in particolare uso del logo per frodi, campagne mediatiche e accuse diffamatorie, fake news).

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Nell'ambito della strategia di Web Reputation è prevista un'attività di web & social community management e di produzione e gestione dei contenuti ufficiali;
- attività di Data Analysis, allo scopo di monitorare su web e Social i temi reputazionali che riguardano l'azienda ed effettuare il conseguente alerting e reporting;
- attività continuativa di identificazione e gestione di canali e contenuti non ufficiali condotta dalle funzioni competenti internamente.

RISCHIO OPERATIVO

INCIDENTI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rischi di blowout e altri incidenti agli asset industriali, nonché nella gestione della logistica persone/prodotti, con potenziali danni a persone, ambiente e asset ed impatti sulla redditività e reputazione aziendale.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Coperture assicurative;
- attenta azione di prevenzione (applicazione nuove tecnologie) e real time monitoring per i pozzi;
- monitoraggio proattivo degli eventi incidentali con identificazione dei weak signals in ambito Process Safety e completamento delle azioni scaturite da Audit e Risk Assessment relativi a tematiche di Process Safety;
- improvement tecnologici e operativi e continuo miglioramento nella implementazione del sistema di gestione Asset Integrity Management a prevenzione di incidenti insieme all'incremento dell'affidabilità impianti;
- vetting: gestione e coordinamento delle attività rilevanti per la valutazione, l'ispezione e la selezione tecnica delle navi, l'assegnazione di un rating agli operatori;
- specifiche contrattuali standard nel trasporto marittimo;
- Contract Risk Management (Pre/Post award);
- formazione continua.

CYBER SECURITY

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Cyber Security & Spionaggio industriale, riferito al verificarsi di attacchi informatici capaci di compromettere i sistemi informativi gestionali (ICT) e i sistemi industriali (ICS), nonché di favorire la sottrazione di informazioni sensibili per Eni.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- rafforzamento della Cyber Security Posture aziendale tramite azioni volte ad aumentare la capacità di detection (e.g. implementazione di Indicatori di Compromissione) e response di minacce cyber;
- rafforzamento dei presidi di sicurezza per le consociate estere e dei siti industriali;
- promozione di una cultura della sicurezza informatica anche tramite azioni dedicate (es. simulazioni di Phishing);
- innalzamento del livello di monitoraggio degli eventi di sicurezza.

INDAGINI E CONTENZIOSI HSE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Indagini e Contenziosi in materia climate change, ambientale e salute e sicurezza.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Attività di difesa legale in sedi giurisdizionali e non;
- presenza di strutture organizzative dedicate all'assistenza legale e al presidio dei rapporti istituzionali nazionali e internazionali su tematiche HSE e climate change;
- monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti;
- rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità;
- iniziative di comunicazione mirate.

Governance

Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance[1] ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder. A partire dal 1° gennaio 2021 Eni applica le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance (Codice di Governance), cui il Consiglio di Amministrazione di Eni (CdA) ha aderito il 23 dicembre 2020. Il Codice di Governance individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la Società. Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli.

IL MODELLO DI GOVERNANCE DI ENI

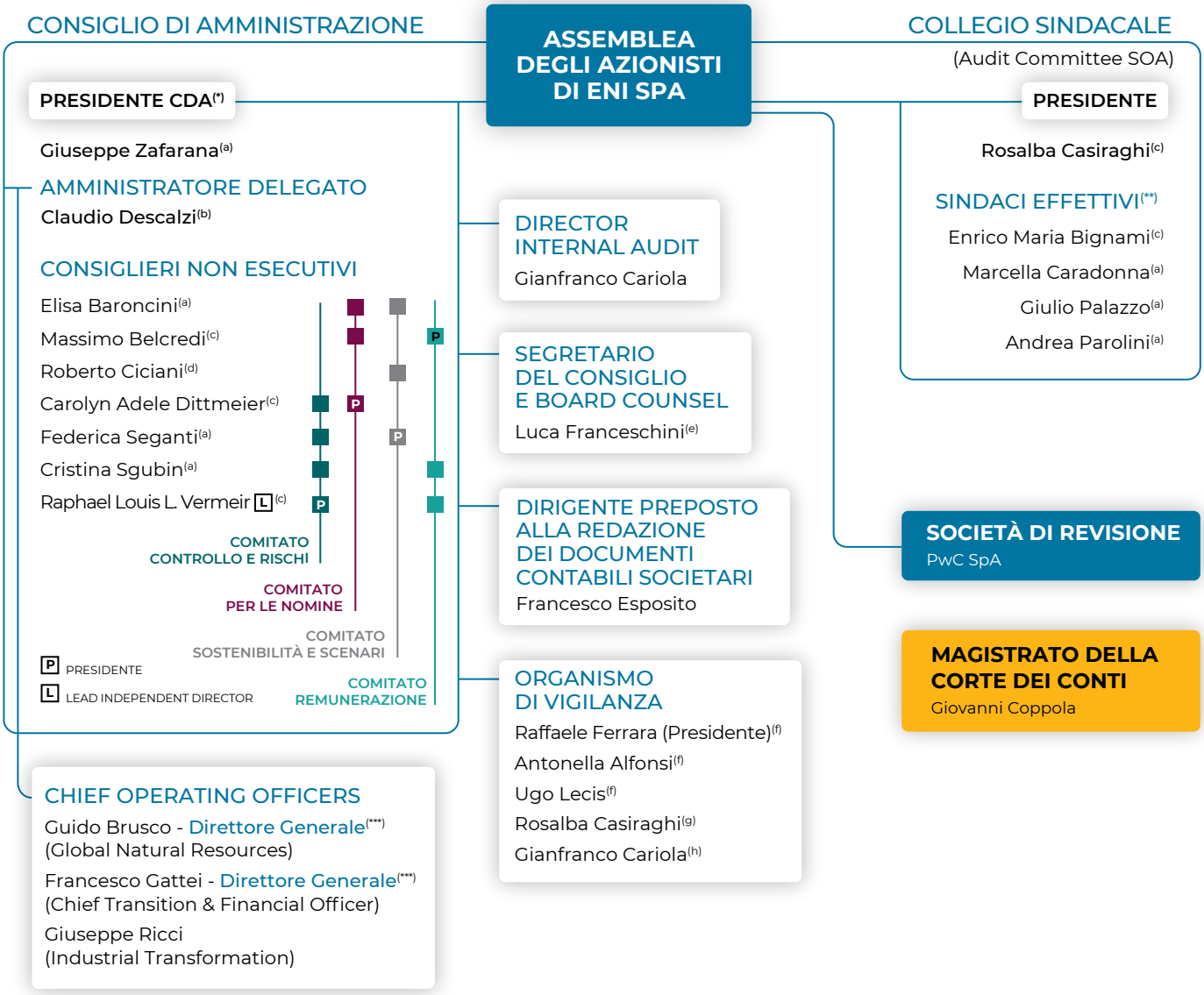
La Corporate Governance di Eni è articolata secondo un modello, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli Azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al CdA, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale (CS) e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione. Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato (AD), nominato da ultimo l'11 maggio 2023, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità, controllo interno e gestione dei rischi. Il CdA ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni istruttorie, consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi, il Comitato Remunerazione, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati.

Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione al Presidente del CdA di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al CdA, d'intesa con l'AD, nomina, revoca, remunerazione e risorse gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'AD, incaricato dell'istituzione e del mantenimento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); il Presidente del CdA è inoltre coinvolto nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile Risk Management Integrato e il Responsabile Compliance Integrata. Il Consiglio, infine, su proposta del Presidente del CdA, nomina il Segretario del Consiglio, con compiti di assistenza e consulenza imparziale e indipendente nei confronti del Presidente stesso, dei singoli Consiglieri e del Consiglio nel suo complesso. In ragione di questo ruolo, il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dal Presidente del CdA – deve essere in possesso di requisiti di professionalità, come previsto dal Codice di Governance, e il Presidente del CdA vigila sulla sua indipendenza.

(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, redatta ai sensi dell'articolo 123-bis del D.lgs. 58/1998, pubblicata anche sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società al 31 dicembre 2025 che, nel corso dell'esercizio 2025, non ha visto la nomina di nuovi Amministratori e Sindaci:

STRUTTURA DI CORPORATE GOVERNANCE DELLA SOCIETÀ



(a) Eletto/a dalla lista di maggioranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.
(b) Eletto dalla lista di maggioranza.
(c) Eletto/a dalla lista di minoranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.
(d) Eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo. Valutato indipendente ai sensi di legge dal 25 febbraio 2026.
(e) Anche Director Compliance Integrata.
(f) Componente esterno.
(g) Presidente del Collegio Sindacale.
(h) Director Internal Audit.

(*) Non esecutivo.
(**) Sindaci supplenti:
- Giulia De Martino, eletta dalla lista di maggioranza;
- Giovanna Villa, eletta dalla lista di minoranza.
(***) Nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del CdA e sentito il Comitato per le Nomine. Al Direttore Generale si applicano le disposizioni della legge italiana che regolano la responsabilità degli amministratori.

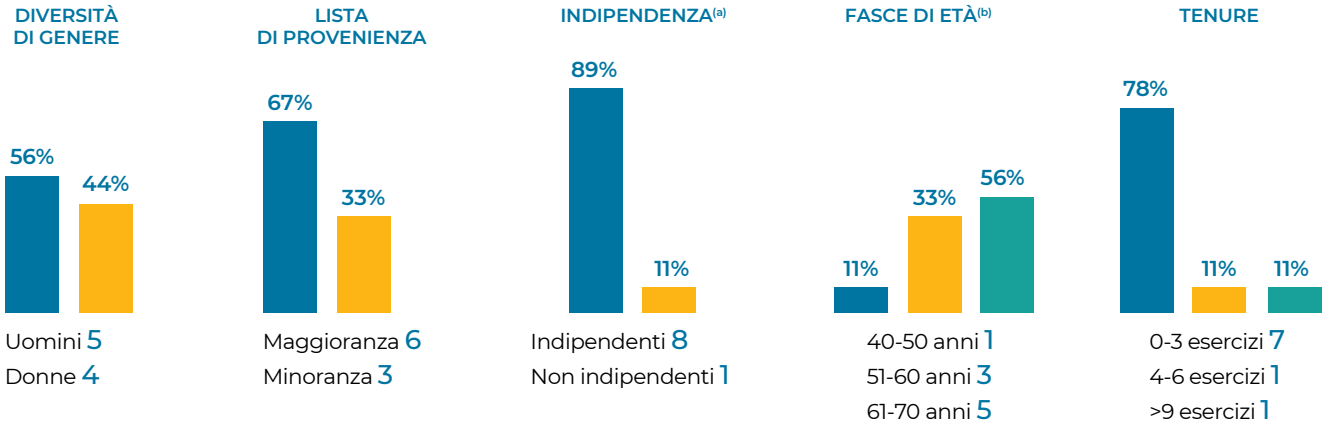
NOMINA E COMPOSIZIONE DEGLI ORGANI SOCIALI

IL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Il CdA e il Presidente del CdA sono nominati dall'Assemblea degli Azionisti. Per consentire la presenza di Consiglieri designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista. Il CdA in carica, nominato nel maggio 2023 fino all'Assemblea di approvazione del bilancio 2025, è composto da 9 componenti. Tre Consiglieri sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. L'Assemblea degli Azionisti del maggio 2023 nel nominare il nuovo CdA per il triennio 2024-2026 ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato prima dell'Assemblea dal CdA uscente sulla composizione quali-quantitativa ritenuta ottimale.

In tale orientamento, è stata in particolare evidenziata la centralità delle competenze in materia di sostenibilità, ESG e transizione energetica, sottolineandosi altresì l'importanza di assicurare che gli Amministratori di Eni abbiano una conoscenza delle tematiche relative alla sostenibilità e al controllo dei rischi climatici e ambientali, sviluppata in ruoli manageriali o imprenditoriali e acquisita in contesti industriali comparabili a quelli nei quali opera la Società. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e diversificato, come confermato anche dagli esercizi di autovalutazione condotti dal Consiglio a partire dal primo anno di mandato, dai quali è emerso un giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio in termini di conoscenze, esperienze e competenze, e sul contributo individuale che i singoli Consiglieri ritengono di poter apportare al CdA, in base alla loro preparazione, motivazione e senso di appartenenza. Le competenze dei Consiglieri sui temi, tra gli altri, ESG e sostenibilità sono state ulteriormente rafforzate attraverso l'implementazione di un programma di induction strutturato, avviato a inizio di mandato e sviluppato in tutto il triennio, ampiamente focalizzato sui temi della transizione energetica e della sostenibilità. L'Orientamento relativo alle raccomandazioni agli azionisti circa la composizione ottimale del nuovo Consiglio, in vista del rinnovo previsto in occasione dell'Assemblea in programma a maggio 2026, prevede che l'insieme delle esperienze e delle attitudini individuali e collettive dei Consiglieri sia mantenuto funzionale alla comprensione dei fondamentali dell'Impresa e al suo indirizzo e controllo, anche in un'ottica strategica, e in particolare che nel mix delle competenze e conoscenze richieste, siano adeguatamente valorizzate quelle relative alla sostenibilità e al controllo dei rischi climatici e ambientali. La composizione del Consiglio è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo devono essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato. Inoltre, sulla base delle valutazioni del CdA, effettuate dopo la nomina e, previa istruttoria del Comitato per le Nomine, periodicamente, da ultimo il 25 febbraio 2026, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio si conferma superiore alle previsioni statutarie e del Codice di Governance: in particolare, alla data del 25 febbraio 2026, 8 Amministratori non esecutivi dei 9 Amministratori in carica sono indipendenti ai sensi di legge; inoltre, di questi, 7 Amministratori, tra cui il Presidente del CdA, sono indipendenti anche ai sensi del Codice di Governance. In aggiunta, il Consiglio, in occasione delle predette valutazioni, ha accertato che tutti gli Amministratori sono in possesso dei requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente, non ricadono in alcuna situazione di incompatibilità, ineleggibilità e decadenza e rispettano i limiti al cumulo degli incarichi deliberato dal CdA l'11 maggio 2023.

COMPOSIZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (VALORE %)



(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge. Ai sensi del Codice di Corporate Governance: 78% indipendenti, 22% non indipendenti.
(b) Dati al 31 dicembre 2025.

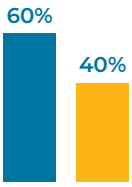
IL COLLEGIO SINDACALE

Il CS e il suo Presidente sono nominati dall'Assemblea degli Azionisti tramite il voto di lista, al fine di consentire la presenza di Sindaci designati dagli azionisti di minoranza. Il Collegio in carica, nominato nel maggio 2023 fino all'Assemblea di approvazione del bilancio 2025, è composto da 5 componenti effettivi e 2 supplenti. Due Sindaci effettivi, tra cui il Presidente, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze (ossia agli azionisti diversi da quello di controllo) un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Nel 2023, il Collegio ha espresso agli azionisti il proprio orientamento sulla composizione dell'organo, sottolineando, tra l'altro, l'importanza delle competenze e/o esperienze in tema di informativa di sostenibilità, climate change e transizione energetica. Nel febbraio 2026, in vista del rinnovo dell'Organo di Controllo da parte dell'Assemblea chiamata ad approvare il bilancio al 31 dicembre 2025, il Collegio ha espresso agli azionisti il proprio orientamento sulla composizione dell'organo, riconfermando l'importanza delle competenze e/o esperienze su tali temi. La composizione del Collegio è diversificata in relazione al genere, in conformità con la legge e lo Statuto. Ai sensi di legge i Sindaci devono possedere specifici requisiti di indipendenza, professionalità e onorabilità. Il Codice di Governance raccomanda, inoltre, che tutti i componenti del Collegio siano in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dallo stesso Codice per gli amministratori. La valutazione dell'indipendenza è effettuata dal Collegio, in base alle informazioni fornite da ciascun componente dell'organo e trasmessa al Consiglio di Amministrazione.

Il CS, in qualità di "Comitato per il Controllo Interno e la revisione contabile" ai sensi del D.lgs. n. 39/2010 deve possedere altresì il requisito di cui all'art. 19 del Decreto stesso secondo cui "i membri del Comitato per il Controllo Interno e la revisione contabile, nel loro complesso, sono competenti nel settore in cui opera l'ente sottoposto a revisione" e verificare il possesso del requisito di "Audit Committee financial experts", ai fini della legislazione statunitense. Il CS in carica ha verificato il possesso di tali requisiti successivamente alla nomina e periodicamente nel corso del mandato.

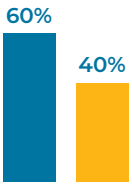
COMPOSIZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE (%)

DIVERSITÀ DI GENERE



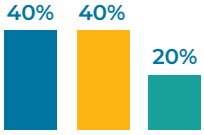
Uomini 3
Donne 2

LISTA DI PROVENIENZA



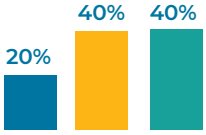
Maggioranza 3
Minoranza 2

FASCE DI ETÀ[a]



50- 60 anni 2
61-70 anni 2
>70 anni 1

TENURE



0-3 esercizi 1
4-6 esercizi 2
7-9 esercizi 2

(a) Dati al 31 dicembre 2025.

IL MANAGEMENT

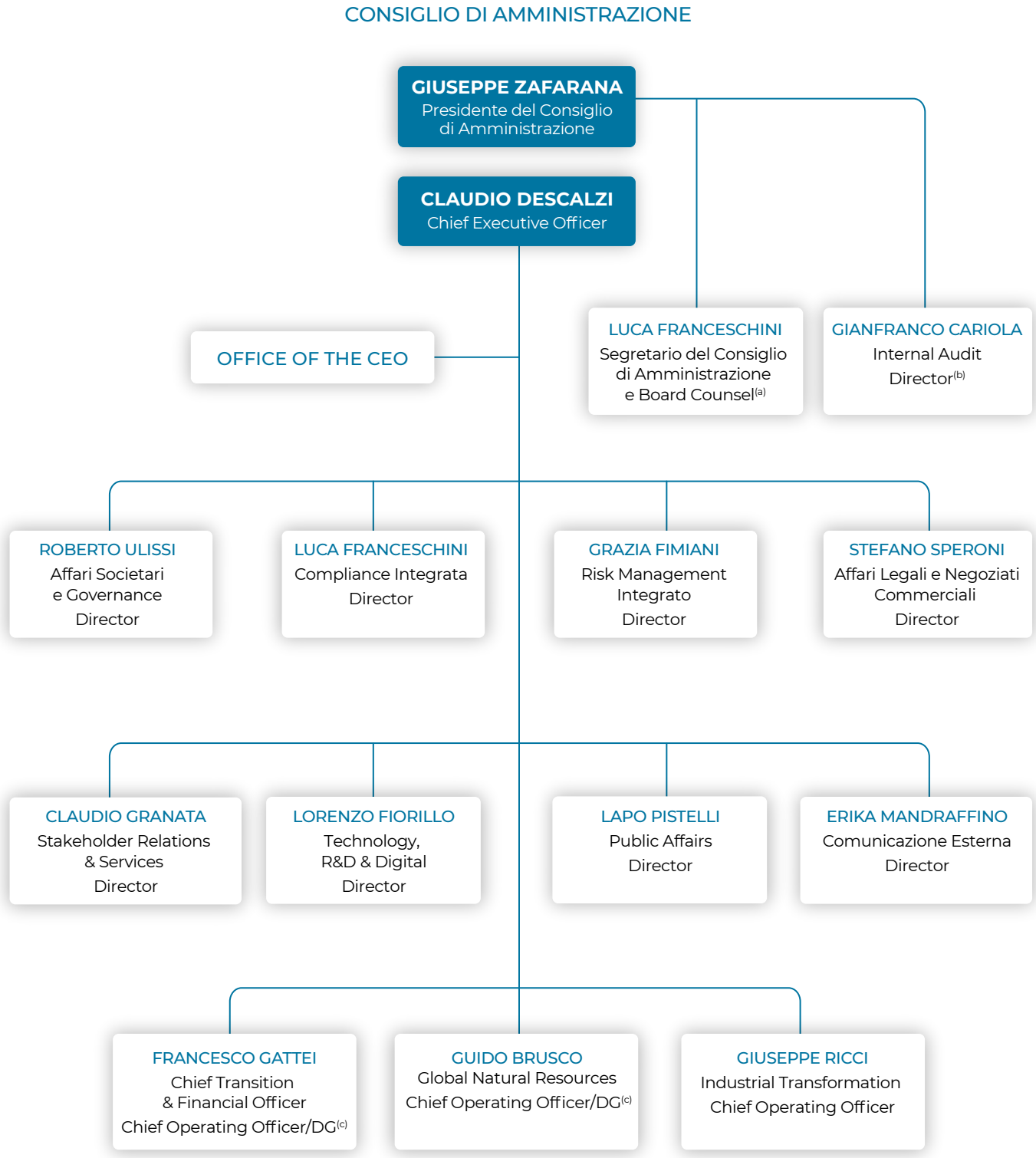
Negli ultimi anni, il Consiglio ha dedicato particolare attenzione agli assetti organizzativi della Società, con interventi significativi nel sistema di controllo interno, gestione dei rischi e compliance, ponendo la funzione di Risk Management Integrato e una nuova funzione di Compliance Integrata alle dirette dipendenze dell'AD. A settembre 2024, il Consiglio ha aggiornato la struttura organizzativa, riorganizzando le attività di business in tre strutture affidate ad altrettanti Chief Operating Officer[2] posti alle dipendenze dell'AD: "Global Natural Resources", "Industrial Transformation" e "Chief Transition & Financial Officer", per garantire efficacia e raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, creazione di valore e trasformazione industriale.

In termini di genere, la percentuale delle donne come primo riporto dell'AD si attesta al 25%. L'AD e i Direttori Generali, nell'esercizio delle loro deleghe, sono responsabili dell'attuazione delle strategie definite dal Consiglio nell'ambito della pianificazione strategica, oltre che della gestione dei rischi con il supporto delle funzioni specialistiche aziendali competenti in materia di sviluppo sostenibile, salute, sicurezza, ambiente e risorse umane.

(2) Il Chief Operating Officer "Global Natural Resources" e il Chief Operating Officer "Chief Transition & Financial Officer" sono stati nominati dal CdA, su proposta dell'AD, d'intesa con il Presidente del CdA e sentito il Comitato per le Nomine, quali Direttori Generali, con conseguente applicazione anche delle disposizioni della legge italiana che regolano la responsabilità degli amministratori.

Di seguito, si fornisce una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA al 31 dicembre 2025:

MACROSTRUTTURA ORGANIZZATIVA DI ENI SPA



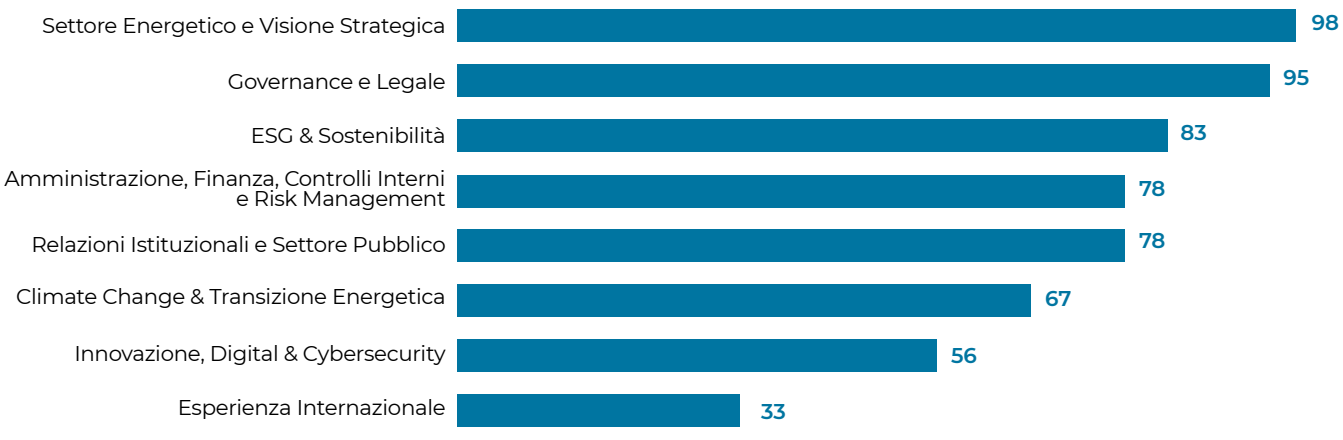
(a) Il Segretario del Consiglio di Amministrazione e Board Counsel dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente del CdA.
(b) Il Responsabile della Funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente del CdA, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dal CEO e fermo quanto previsto in relazione alla nomina, revoca, remunerazione e assegnazione risorse.
(c) Francesco Gattei e Guido Brusco sono stati nominati dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del CdA e sentito il Comitato per le Nomine, quali Direttori Generali, con conseguente applicazione delle disposizioni della legge italiana che regolano la responsabilità degli amministratori.

ESPERIENZA E FORMAZIONE DEGLI ORGANI SOCIALI SUI TEMI DI SOSTENIBILITÀ

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review"), di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan nell'ottica del miglioramento continuo del suo funzionamento e di quello dei suoi Comitati. Con riferimento all'esercizio 2025, il processo di autovalutazione – svolto attraverso questionari ed interviste individuali – si è focalizzato sulla dimensione e composizione del Consiglio e dei Comitati, anche in chiave prospettica, in vista dell'elaborazione, nel terzo e ultimo anno di mandato, dell'Orientamento agli azionisti sulla composizione ottimale del futuro Consiglio. Sono state inoltre analizzate, in continuità con l'esercizio precedente, le dinamiche del Consiglio, nonché le priorità relative alle tematiche ESG/di sostenibilità, già emerse come un'area di eccellenza, anche in relazione agli impatti, rischi e opportunità identificati da Eni.
Ad esito del processo, è stato quindi confermato un giudizio positivo sulle professionalità in seno al CdA, ritenute generalmente in linea con le indicazioni previste nel documento di Orientamento agli azionisti sulla composizione ottimale pubblicato nel 2023. Le competenze dei Consiglieri sono state supportate anche nel 2025 dal programma di formazione continua (c.d. "board induction") per amministratori e sindaci. L'individuazione dei temi da trattare è stata svolta tenendo conto degli esiti della precedente autovalutazione nonché delle ulteriori indicazioni fornite dagli Amministratori indipendenti, con particolare attenzione ai temi di interesse strategico – esaminati anche con il supporto di autorevoli testimonianze esterne – quali l'impatto delle dinamiche geopolitiche su scenari e strategie, le evoluzioni in atto nel settore energetico, il modello satellitare Eni, la transizione energetica, l'evoluzione tecnologica nel settore oil & gas. La programmazione è stata altresì definita in coordinamento con i Comitati Consiliari che – nell'ambito delle loro riunioni – hanno svolto ulteriori sessioni di induction aperte alla partecipazione di tutti gli Amministratori e Sindaci su tematiche di interesse generale a carattere tecnico/specialistico, quali la valorizzazione del capitale umano, i sistemi di talent attraction e di incentivazione del management a supporto della realizzazione degli obiettivi aziendali, il processo di nomina degli organi sociali delle società controllate da Eni.
Il programma si è poi arricchito di due sessioni off-site del Consiglio, la prima riguardante la visita ai siti industriali di Porto Marghera (Bioraffineria Enilive e impianto Versalis), per l'approfondimento dei temi dello sviluppo tecnologico rispetto all'evoluzione del business. La seconda sessione off-site, organizzata a Londra presso gli uffici di Eni UK, ha consentito di approfondire in particolare il tema della gestione e l'impegno di Eni nei progetti di cattura e abbattimento della CO_2.

Si fornisce di seguito una mappatura delle conoscenze, competenze ed esperienze complessive del Consiglio di Amministrazione, elaborata tenendo conto degli esiti dell'autovalutazione svolta nel 2025 nonché delle sessioni di formazione complessivamente svolte a partire dall'inizio del mandato. L'impatto di tali iniziative sul progressivo consolidamento delle conoscenze e competenze complessive del Consiglio negli ambiti menzionati nella tabella sotto riportata, è stato verificato attraverso l'analisi strutturata delle sessioni di formazione effettuate, unitamente al monitoraggio puntuale della partecipazione dei Consiglieri alle medesime sessioni. In particolare, nel corso del mandato sono state svolte mediamente 10 sessioni di formazione l'anno, incentrate sull'approfondimento di tematiche riguardanti il settore energetico e le strategie aziendali, il percorso di decarbonizzazione e transizione energetica, la sostenibilità come leva per la creazione di valore.

AUTOVALUTAZIONE DELLE CONOSCENZE, COMPETENZE ED ESPERIENZE COMPLESSIVE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (VALORE %)



Secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del CS emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili ed in linea con le raccomandazioni del Codice di Governance, il CS conduce annualmente un processo di autovalutazione sulla propria composizione e operato. Nel corso del mandato 2023-2025, questo processo ha riguardato, tra l'altro, la valutazione delle competenze e delle esperienze dei componenti anche in tema di sostenibilità. Inoltre, il Collegio partecipa al programma di formazione "board induction" per Amministratori e Sindaci. Gli esiti del processo di autovalutazione sono riportati nella Relazione del Collegio all'Assemblea degli Azionisti.

RUOLI E RESPONSABILITÀ SUI TEMI DI SOSTENIBILITÀ

L'INTEGRAZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ NELLA STRATEGIA

La struttura della governance di Eni integra la sostenibilità, intesa anche nell'accezione di "successo sostenibile", all'interno del modello di business di Eni. Il CdA ha definito la mission di Eni (da ultimo nel 2019), ispirata agli obiettivi dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Inoltre, il CdA si è riservato il compito di definire, su proposta dell'AD, le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo, perseguendone il successo sostenibile e monitorandone l'attuazione, come espressamente previsto nella delibera sui poteri riservati del Consiglio[3], adottata l'11 maggio 2023 e da ultimo modificata il 29 gennaio 2026. Inoltre, nell'ottica del perseguimento del successo sostenibile il CdA, in linea con il Codice di Governance, promuove il dialogo con gli azionisti e gli altri stakeholders rilevanti per la Società. In particolare, il Consiglio, su proposta del Presidente del CdA, formulata d'intesa con l'AD, ha adottato la politica per la gestione del dialogo con la generalità degli azionisti, anche al fine di assicurare una comunicazione ordinata e coerente. Il Presidente del CdA assicura, con il supporto del Segretario del Consiglio, che il CdA sia informato sullo sviluppo e sui contenuti significativi del dialogo dando conto delle valutazioni espresse dalle varie tipologie di investitori.

IL RUOLO DEL CDA NELLA PIANIFICAZIONE STRATEGICA E RELATIVI FLUSSI INFORMATIVI

Il CdA di Eni, nell'esercizio dei poteri che lo stesso si è riservato, approva il Piano Strategico, che include i target industriali di business, i risultati economici finanziari e i target di sostenibilità, tra cui anche i target emissivi di medio-lungo termine, a testimonianza di come la strategia di decarbonizzazione sia parte integrante della strategia d'impresa di Eni. In tale contesto, assume primaria importanza la strategia volta alla creazione di valore lungo l'intero orizzonte di piano, in un processo sinergico che vede il coinvolgimento attivo dell'azienda nel suo complesso e, in particolare, del CdA, quale organo di vertice della gestione societaria. Il Piano Strategico 2025-2028 è stato esaminato e approvato dal CdA nel corso della riunione del 26 febbraio 2025. Analogo processo di esame è stato seguito per il nuovo Piano Strategico 2026-2030 approvato dal CdA il 18 marzo 2026.

In tali valutazioni, il CdA è supportato da uno specifico Comitato Consiliare, il **Comitato Sostenibilità e Scenari**, istituito nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni istruttorie, consultive e propositive sui processi, iniziative e attività tese a presidiare l'impegno, il confronto e la formazione relativamente allo sviluppo sostenibile lungo tutta la catena del valore[4]. Il CdA riveste, inoltre, un ruolo attivo nell'attuazione della strategia di Eni anche attraverso l'approvazione dei progetti di investimento e delle operazioni di portafoglio incluse nel Piano Strategico, secondo quanto stabilito dalla delibera sui poteri ad esso riservati, e ne monitora annualmente l'avanzamento e il rispetto di requisiti e target, che includono anche gli esiti dell'analisi dei rischi ed eventuali valutazioni sugli impatti ESG associati alle suddette operazioni. Fondamentale per la conduzione sana e corretta dell'impresa è il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, tra i quali assumono rilievo anche gli impatti economici, ambientali e sulle persone dell'attività della Società, le cui linee di indirizzo generali sono definite dal CdA, in coerenza con le strategie della Società, con il supporto del Comitato Controllo e Rischi e sentito il Presidente per la parte relativa alle attività di Internal Audit. Inoltre, sempre con il supporto del Comitato Controllo e Rischi, il CdA si è riservato il potere di (i) esaminare i principali rischi aziendali, identificati dall'AD, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate, e dallo stesso sottoposti al CdA almeno trimestralmente e (ii) valutare, su base semestrale, l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche di Eni e al profilo di rischio assunto, in particolare in base alle Relazioni predisposte dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, dal Comitato Controllo e Rischi, dalle funzioni di Risk management e Compliance Integrata; (iii) valutare annualmente l'adeguatezza dell'assetto organizzativo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto nonché la sua efficacia, salvo modifiche che

(3) I poteri riservati del Consiglio sono puntualmente declinati nella delibera assunta in data 11 maggio 2023 e da ultimo modificata in data 29 gennaio 2026, disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.
(4) Per approfondimenti sulle funzioni del Comitato Sostenibilità e Scenari, si rinvia al Regolamento del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari, disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance e al paragrafo "I Comitati Consiliari".

rendano necessario un aggiornamento semestrale. Il CdA svolge inoltre un ruolo centrale nell'**approvazione e revisione delle linee fondamentali del sistema normativo interno e delle policy in materia di Ethics, Compliance & Governance**, anche a presidio dei rischi e nella ricezione dei flussi informativi (quali ad esempio gli strumenti normativi in materia di operazioni con interessi degli Amministratori e Sindaci e operazioni con parti correlate, di anti-corruzione e di internal audit, nonché le linee di indirizzo del SCIGR). Nel suo ruolo di indirizzo strategico, il CdA, nell'ambito della delibera sui poteri che lo stesso si è riservato, ha il compito di **approvare il Modello di gestione, vigilanza e controllo dei rischi di Salute, Sicurezza e Ambiente, Security e Incolumità pubblica** della Società e le sue modifiche sostanziali, esaminando annualmente la Relazione HSE, predisposta dal Responsabile della funzione aziendale competente e inclusa nei flussi relativi alla valutazione di adeguatezza del SCIGR.
Altro tema centrale per Eni è quello sui diritti umani, il cui impegno è stato ribadito nella policy "Rispetto dei Diritti Umani in Eni" approvata nel 2023 dal CdA ed a cui hanno fatto seguito nel corso dell'anno azioni idonee a rafforzare ulteriormente i presidi gestionali che configurano il modello di gestione dei diritti umani di Eni coerentemente con le previsioni degli United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGP), delle OECD Guidelines for Multinational Enterprises ed in considerazione delle evoluzioni normative in corso sul tema. Nel 2024 è stato condotto un processo di aggiornamento dei c.d. salient human rights issue di Eni, ovvero dei temi relativi ai diritti umani considerati più significativi per Eni e rispetto ai quali devono svilupparsi in maniera prioritaria il modello di gestione e le attività dell'azienda sui diritti umani, che ha visto il coinvolgimento di persone di Eni e di alcuni autorevoli stakeholder esterni. In tale ambito è stato inoltre realizzato il Compliance Risk Assessment Specific finalizzato all'identificazione e valutazione di specifiche Attività a Rischio ed all'individuazione, in ottica risk-based, di eventuali azioni di Risk Treatment. Nel 2025 sono stati condotti in ambito diritti umani specifici risk assessment sulle attività a rischio M&A, joint venture, gestione di diritti minerari, accordi Agri-Feedstock e Carbon Offset al fine di ottimizzare le relative misure di prevenzione, anche mediante applicazione di approccio risk-based. Sono state inoltre aggiornate le clausole standard di Business Integrity che includono specifiche previsioni in ambito diritti umani ed è in corso di definizione lo strumento normativo di dettaglio in materia di Due Diligence sui Diritti Umani.

Di seguito si riporta una sintesi dei principali temi di Sostenibilità affrontati dal CdA nel corso del 2025:

PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE CON IL SUPPORTO DEI COMITATI CONSILIARI

STRATEGIA E TRANSIZIONE ENERGETICA

- Piano strategico di breve e medio-lungo termine, inclusi obiettivi di sostenibilità e piani di incentivazione di breve e lungo termine a supporto degli obiettivi strategici di sostenibilità.
- Approfondimenti sui temi di interesse strategico relativi a scenari, strategie ed evoluzioni in atto nel settore energetico, anche in relazione alle dinamiche geopolitiche e di mercato (Board Induction).

DIRITTI UMANI E TEMI SOCIALI

- Approvazione dello "Slavery and Human Trafficking Statement" di Eni ai sensi del "Modern Slavery Act".
- Piano investimenti per lo sviluppo locale e budget non-profit.

REPORTISTICA E MONITORAGGIO

- Analisi di materialità 2025.
- Approvazione della Rendicontazione di Sostenibilità 2024.
- Approvazione reportistica volontaria di sostenibilità 2024 ("Eni For").
- Relazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sulla rendicontazione di sostenibilità 2024.
- Suggerimenti nella Management Letter della Società di revisione riguardanti la Rendicontazione di Sostenibilità 2024.
- Il modello HSE di Eni con approfondimento dei risultati HSE.
- Rating ESG 2024: posizionamento di Eni e dei Peers.

COMITATI CONSILIARI

Il Consiglio si avvale del supporto dei Comitati Consiliari, ciascuno per quanto di competenza, in virtù delle funzioni istruttorie, propositive e consultive a essi attribuite. In particolare, con riferimento agli aspetti di sostenibilità[5]:

- il **Comitato Controllo e Rischi di Eni**[6] valuta l'idoneità dell'informazione periodica, finanziaria e non finanziaria/di sostenibilità obbligatoria, a rappresentare correttamente il modello di business, le strategie della Società, l'impatto della sua attività e le performance conseguite, esprimendo al riguardo un parere al Consiglio e coordinandosi con il Comitato Sostenibilità e Scenari per quanto concerne l'informativa periodica non finanziaria/di sostenibilità obbligatoria. Inoltre, in tale ambito, esamina il contenuto dell'informazione periodica a carattere non finanziario/di sostenibilità obbligatoria rilevante ai fini del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Anche in relazione a tali compiti, incontra con adeguata periodicità il management aziendale competente per tali materie, approfondendo tra l'altro: (i) i principali temi nella prospettiva di redazione delle Relazioni Finanziarie annuale e semestrale nonché le loro connotazioni essenziali e i contenuti della Rendicontazione di Sostenibilità; (ii) i principali risultati conseguiti da Eni in ambito sicurezza, salute e ambiente, e le iniziative sviluppate per il continuo miglioramento delle relative performance, anche tramite il ricorso a nuove tecnologie; (iii) le tematiche di security e cyber security; (iv) le attività a presidio dell'Asset Integrity; (v) il rischio climate change e specifici aspetti a esso correlati;
- il **Comitato Sostenibilità e Scenari** svolge funzioni istruttorie, consultive e propositive nei confronti del CdA in materia di scenari e sostenibilità, per tale intendendo i processi, le iniziative e le attività tese a presidiare l'impegno della Società per lo sviluppo sostenibile lungo la catena del valore, con particolare riferimento a: tematiche di transizione climatica e innovazione tecnologica; accesso all'energia e sostenibilità energetica; ambiente ed efficienza energetica; sviluppo locale, in particolare diversificazione economica, salute, benessere e sicurezza delle persone e delle comunità; rispetto e tutela dei diritti, in particolare dei diritti umani; integrità e trasparenza; e Diversity & Inclusion. A tal fine riceve informative dai responsabili delle funzioni aziendali coinvolte in detti processi, che possono essere invitati a partecipare alle riunioni del Comitato. Il Comitato Sostenibilità e Scenari si coordina altresì con il Comitato Controllo e Rischi nella valutazione dell'idoneità dell'informazione periodica non finanziaria, come sopra indicato;
- il **Comitato Remunerazione**[7] svolge funzioni istruttorie, propositive e consultive verso il CdA sulle politiche di remunerazione del vertice aziendale e dei Dirigenti con responsabilità strategiche, e in tale ambito propone i sistemi di incentivazione annuale e di lungo termine, definendone gli obiettivi, anche a supporto degli indirizzi assunti sui temi di sostenibilità;
- il **Comitato per le Nomine** svolge funzioni istruttorie, propositive e consultive nei confronti del CdA, supportandolo (i) nelle valutazioni sulle designazioni dei dirigenti e dei componenti degli organi e organismi della Società e delle società controllate la cui nomina sia di competenza del Consiglio, (ii) nella predisposizione, aggiornamento e attuazione delle procedure da seguire in caso di cessazione anticipata dell'incarico dell'Amministratore Delegato, nonché nella valutazione dei criteri che sovrintendono ai piani di successione dei Dirigenti con responsabilità strategiche, (iii) nella valutazione periodica dei requisiti degli amministratori e (iv) nel processo di autovalutazione del Consiglio e dei suoi Comitati.

IL COLLEGIO SINDACALE

Il CS svolge le funzioni attribuitegli dalla legge e in particolare, oltre a quanto previsto dall'art. 149 del Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e della rendicontazione di sostenibilità e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, anche nella veste di "Comitato per il Controllo Interno e la Revisione Contabile" e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense. Inoltre, vigila sull'osservanza delle disposizioni del D.lgs. 6 settembre 2024 n.125 in materia di rendicontazione di sostenibilità e ne riferisce nella relazione annuale all'Assemblea. L'attività di vigilanza viene svolta attraverso incontri con i responsabili delle principali aree di business e funzionali, la partecipazione alle riunioni del CdA e dei Comitati Consiliari nonché attraverso lo scambio informativo con la Società di revisione. In particolare, il CS riceve i flussi informativi necessari per l'esercizio dei propri compiti e le relazioni e i giudizi espressi dagli organi e dalle funzioni aziendali competenti in materia di informativa finanziaria, di sostenibilità obbligatoria e di sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Gli esiti delle attività svolte dal Collegio sono descritti nella Relazione all'Assemblea degli Azionisti.

(5) Per il dettaglio circa composizione e compiti dei Comitati Consiliari, si rimanda al sito Eni.
(6) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno 2 componenti possiedano un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Governance che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, l'11 maggio 2023 il CdA ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possiedono l'esperienza sopra indicata. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del Codice di Governance.
(7) Con riferimento alla composizione del Comitato Remunerazione Eni prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di Governance, che almeno un componente possieda un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, l'11 maggio 2023 il CdA ha valutato che 2 su 3 componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del Codice di Governance.

LA POLITICA DI REMUNERAZIONE DEGLI ORGANI SOCIALI

La Politica sulla Remunerazione Eni prevede che la remunerazione degli Amministratori, dei Direttori Generali e Dirigenti con responsabilità strategica sia funzionale al perseguimento della mission aziendale e del successo sostenibile della Società e tenga conto della necessità di disporre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dal ruolo ricoperto (Principio XV del Codice di Corporate Governance). In particolare, la Politica sulla Remunerazione Eni contribuisce alla realizzazione della strategia aziendale, attraverso sistemi di incentivazione connessi ad obiettivi economico-finanziari e patrimoniali, di sostenibilità ambientale e/o sociale e di transizione energetica, in un'ottica di lungo periodo, tenendo conto delle prospettive di interesse dei diversi stakeholder. A tal fine, la remunerazione del top management è definita considerando i riferimenti di mercato applicabili per cariche o ruoli di analogo livello di responsabilità e complessità, nell'ambito del Peer Group composto da società europee appartenenti ai settori energy e utilities e ad altri settori comparabili.

La Politica sulla Remunerazione per tutti i dipendenti Eni supporta inoltre: (i) la promozione di azioni e comportamenti rispondenti ai valori e alla cultura della Società, nel rispetto dei principi di pluralità, pari opportunità, valorizzazione delle conoscenze e della professionalità delle persone, equità, non discriminazione e integrità previsti dal Codice Etico[8]: e dalle Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni e Diversity & Inclusion, in linea con gli obiettivi delle Nazioni Unite, secondo il principio "pari retribuzione a parità di lavoro"; (ii) la valorizzazione dei ruoli e delle responsabilità attribuite, dei risultati conseguiti e della qualità del contributo professionale, secondo riferimenti di mercato equi e competitivi in grado di sostenere un tenore di vita dignitoso. Per quanto riguarda la sostenibilità sociale e ambientale, la Politica definita per il 2026 prevede:

- nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 35%), focalizzato sui temi di sicurezza e di riduzione delle emissioni nette GHG Upstream (Scope 1+2);
- nel Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2026-2028, un obiettivo relativo ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica.

La Politica sulla Remunerazione descritta nella prima sezione della "Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società, è predisposta tenendo conto degli orientamenti degli azionisti e investitori istituzionali, attraverso l'implementazione di piani di engagement annuali, ed è sottoposta al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa[9]. I risultati del voto assembleare sono riportati all'interno del Sommario della citata Relazione.

IL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E GESTIONE DEI RISCHI[10]

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR), espressione della cultura e dei valori aziendali, costituito dall'insieme coordinato di strumenti, regole, procedure, strutture organizzative, dati, sistemi, flussi informativi e comportamenti finalizzati a una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, concorrendo così al successo sostenibile della Società e alla valorizzazione delle opportunità aziendali. Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi contribuisce ad una conduzione sana delle attività e coerente con gli obiettivi strategici ed è integrato nell'operatività aziendale secondo un approccio risk-based e sinergico tra i vari attori del Sistema, in grado di cogliere opportunità di adattamento della struttura dei controlli rispetto al contesto di riferimento, a parità di efficacia.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi trova fondamento anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e qualunque terza parte che collabori o lavori in nome o per conto o nell'interesse di Eni.

(8) Per maggiori informazioni sul Codice Etico si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2025, disponibile nella sezione Governance del sito internet della Società.
(9) Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.lgs. n. 58/98.
(10) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2025, disponibile nella sezione Governance del sito internet della Società.

Inoltre, Eni ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo sono state approvate dal CdA. Inoltre, aderendo al Codice di Governance, il CdA, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario[11]. Tra queste, in vista dell'approvazione del Piano Strategico 2026-2030, il processo di definizione delle nuove linee di indirizzo annuali SCIGR e quello di valutazione dell'attuazione delle linee di indirizzo SCIGR per il 2025 sono stati razionalizzati e ricompresi nei processi già in essere che prevedono l'esame delle azioni di de-risking dei rischi strategici, nel corso del processo di approvazione consiliare del Piano strategico, e l'esame della presentazione dei risultati del IV trimestre e del preconsuntivo dell'anno.
Eni si è inoltre dotata di un modello di Compliance Integrata, che insieme al Modello 231 e al Codice Etico, è finalizzato ad assicurare che tutte le persone che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di business operino nel pieno rispetto delle regole di integrità, delle leggi e delle normative applicabili, attraverso un processo articolato, sviluppato con un approccio risk-based, per la gestione delle attività di prevenzione delle non conformità. In quest'ottica sono state elaborate metodologie di valutazione dei rischi finalizzate a modulare i controlli, a calibrare le attività di monitoraggio e a pianificare le attività di formazione e comunicazione in funzione del rischio di compliance sottostante le diverse fattispecie, per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza. Il processo di Compliance Integrata è stato disegnato in modo da stimolare l'integrazione tra chi opera nelle attività di business e le funzioni aziendali poste a presidio dei vari rischi di compliance.
Inoltre, il CdA ha approvato, su proposta dell'AD, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti). Tale normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato.
Per assicurare la salvaguardia del patrimonio aziendale, la tutela degli interessi degli azionisti e del mercato, così come la trasparenza e l'integrità dei comportamenti, Eni si è dotata – attuando le previsioni regolamentari di Consob – di una normativa in materia di operazioni con interessi degli Amministratori e Sindaci e operazioni con parti correlate, che il CdA ha aggiornato, previo parere favorevole e unanime del Comitato Controllo e Rischi, nel corso del 2023 e riemessa da ultimo nel 2025. Il tema della prevenzione, individuazione e gestione del conflitto di interessi viene anche disciplinato nel Codice Etico della Società, nello strumento normativo in materia di individuazione e gestione dei conflitti di interesse oltre che nel citato strumento normativo in materia di operazioni con interessi degli Amministratori e Sindaci e operazioni con parti correlate. In tali documenti viene richiesto alle persone di Eni di promuovere gli interessi dell'azienda assumendo decisioni in modo obiettivo ed evitando situazioni nelle quali potrebbero insorgere conflitti di interessi. Inoltre, il Regolamento sul funzionamento e organizzazione del CdA e dei Comitati endoconsiliari, approvato nella riunione del 29 gennaio 2026 che ha sostituito il precedente Regolamento del CdA dell'11 maggio 2023, prevede, in linea con quanto previsto dall'art. 2391 del Codice Civile, che prima della trattazione di ciascun punto all'ordine del giorno della riunione consiliare ciascun Amministratore e Sindaco è tenuto a segnalare eventuali interessi, per conto proprio o di terzi, di cui sia portatore in relazione alle materie o questioni da trattare, precisandone la natura, i termini, l'origine e la portata. Il predetto Regolamento richiede altresì che, in sede di delibera consiliare, gli Amministratori interessati di norma non prendano parte alla discussione e alla deliberazione sulle questioni rilevanti, allontanandosi dalla sala della riunione.
Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione. La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'AD e al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari che si avvale della struttura del Chief Transition & Financial Officer. In seguito all'evoluzione del quadro normativo, tali responsabilità sono state integrate prevedendo inoltre l'attestazione periodica, in capo all'AD e al Dirigente Preposto, che la rendicontazione di sostenibilità inclusa nella relazione sulla gestione sia stata predisposta in conformità D.Lgs. 125/2024 e agli European Sustainability Reporting Standards (ESRS) includendo gli obblighi informativi previsti dall'art. 8 del Regolamento UE 852/2020 (Tassonomia Europea). Ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal CS che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, è incaricato, tra l'altro, di monitorare il processo di informativa finanziaria e della rendicontazione di sostenibilità. Inoltre, controlla l'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio della Società, in coerenza con il Codice di Governance, anche nella veste di "Comitato per il Controllo Interno e la Revisione Contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

(11) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2025, disponibile nella sezione Governance del sito internet della Società.

Le responsabilità attribuite nonché gli strumenti normativi e informativi definiti nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi di Eni, in particolare ai fini della valutazione di adeguatezza ed efficacia di quest'ultimo, consentono altresì l'identificazione dei c.d. "critical concerns", intesi come eventuali reclami aventi potenziali impatti sugli stakeholders della Società. Tra gli strumenti in ambito sistema di controllo interno e di gestione dei rischi si segnala che Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa (pubblicata sul sito internet della Società) che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (c.d. whistleblowing) trasmesse a Eni SpA e alle società controllate per consentire a chiunque, dipendenti e soggetti terzi, di segnalare comportamenti – riferibili a membri degli organi sociali di amministrazione e controllo e dipendenti di Eni, ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni – che si pongano in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modello 231 di Eni nonché Modelli di Compliance in materia di Responsabilità Amministrativa di impresa per le Società Controllate di Eni e normative interne.

SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO SULL'INFORMATIVA DI SOSTENIBILITÀ OBBLIGATORIA

Con l'introduzione della Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) e alla luce della relativa evoluzione normativa, Eni ha ridefinito l'organizzazione interna, con l'attribuzione della responsabilità del processo di redazione e approvazione dell'informativa di sostenibilità obbligatoria in capo al Dirigente Preposto[12], figura già a presidio dei processi di redazione del reporting finanziario. A questo, è seguito un necessario adeguamento normativo interno e l'emissione, nel 2025, della Policy ECG "Sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria e di sostenibilità obbligatoria" che definisce ruoli, responsabilità, processi e tempistiche, valorizzando l'integrazione tra informativa finanziaria e di sostenibilità obbligatoria. Il sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità obbligatoria, quale elemento del più ampio sistema di controllo interno e gestione dei rischi di Eni, ha come obiettivo principale quello di fornire la ragionevole certezza che la rendicontazione di sostenibilità sia predisposta in conformità agli standard applicabili. Il sistema è stato implementato in coerenza con i principali framework di riferimento internazionali, quale il COSO "Achieving Effective Internal Control Over Sustainability Reporting", e si articola nelle seguenti fasi: (i) definizione integrata dell'ambiente di controllo con quanto previsto per l'informativa finanziaria; (ii) valutazione dei rischi (risk assessment); (iii) istituzione delle attività di controllo a presidio dei rischi identificati; (iv) monitoraggio; (v) flussi informativi. L'attività di valutazione dei rischi è un processo sistematico volto a identificare, analizzare e gestire i rischi che potrebbero compromettere l'informativa e prevede l'utilizzo di un modello, fondato su un approccio risk-based, che tiene conto di criteri di natura quantitativa e qualitativa per individuare gli indicatori su cui implementare presidi di controllo specifici. A ogni indicatore è attribuito un punteggio che ne determina la classificazione in categorie di rischio, definite sulla base di un'analisi statistica della distribuzione dei punteggi e un'analisi qualitativa. Ispirandosi al sistema di controllo interno e gestione dei rischi di Eni e in linea con quanto previsto dal Sistema normativo interno, sono analizzati gli strumenti normativi e organizzativi che regolano le modalità applicative, le attività di controllo e monitoraggio dei rischi, nonché le attività di indirizzo, coordinamento e controllo di Eni SpA, al fine di identificare i rischi e le relative misure di controllo. Inoltre, le tipologie di controlli[13] da implementare sono modulate al fine di trovare la migliore combinazione di controlli che, a parità di efficacia, massimizza l'efficienza degli stessi. Le risultanze del sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità vengono riportate agli organi di amministrazione, direzione e controllo. In particolare, il processo si avvale di flussi di attestazione dei responsabili di funzione sull'adeguatezza e sull'effettiva operatività dei presidi di controllo previsti per gli indicatori rilevanti e tiene conto anche degli esiti delle attività di monitoraggio indipendente svolte dalla funzione Internal Audit, in linea con quanto avviene per il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Questo processo è finalizzato a consentire al Dirigente Preposto e all'Amministratore Delegato il rilascio dell'attestazione di conformità della rendicontazione di sostenibilità, come previsto dalla normativa vigente.

(12) La responsabilità ultima di garantire la conformità alle disposizioni del Decreto n.125 2024 è in capo agli amministratori.
(13) Sono previste tre tipologie di controlli: (i) Entity Level Control (controlli che operano in maniera trasversale rispetto a Eni e/o entità; (ii) General Computer Control (controlli pervasivi volti a ridurre ad un livello accettabile il rischio di non corretto funzionamento dei sistemi informativi); (iii) Process Level Control (controlli specifici integrati e svolti nell'ambito dei processi operativi di business volti a prevenire, individuare e correggere errori e/o frodi rilevanti).

Andamento operativo

GLOBAL NATURAL RESOURCES

EXPLORATION & PRODUCTION
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER
CCS E AGRI

TRANSITION BUSINESSES

ENILIVE E PLENITUDE

INDUSTRIAL TRANSFORMATION

REFINING E CHIMICA
ATTIVITÀ AMBIENTALI

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
di cui: dipendenti		***0,73***	*0,18*	*0,48*
contrattisti		***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
di cui: all'estero		***5.101***	*5.171*	*5.927*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	**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 CO_2 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 uruguaiane. 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 CO_2. 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 vigore[1]; 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 indipendenti[2] 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 Eni[3].

Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2025[4] 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 2025[5]. 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 addizionali nel campo di Touat in Algeria e Bonga in Nigeria (complessivamente +36 milioni di boe).

I tassi di rimpiazzo organico[6] 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	Petrolio e condensati (milioni di barili) 2025	Gas naturale (milioni di metri cubi) 2025	Idrocarburi (milioni di boe) 2025	Petrolio e condensati (milioni di barili) 2024	Gas naturale (milioni di metri cubi) 2024	Idrocarburi (milioni di boe) 2024	Petrolio e condensati (milioni di barili) 2023	Gas naturale (milioni di metri cubi) 2023	Idrocarburi (milioni di boe) 2023
Italia	**197**	**18.459**	**320**	**213**	**23.146**	**368**	**211**	**24.310**	**374**
Sviluppate	*123*	*14.835*	*223*	*129*	*19.633*	*262*	*136*	*18.504*	*261*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate		*1.267*	*9*		*1.453*	*10*	*24*	*4.725*	*56*
Non sviluppate		*1.001*	*6*		*79*		*3*	*182*	*4*
Africa Settentrionale	**517**	**143.064**	**1.483**	**458**	**151.128**	**1.479**	**523**	**168.060**	**1.658**
Sviluppate	*339*	*72.546*	*829*	*291*	*76.201*	*805*	*326*	*90.076*	*935*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*202*	*31.128*	*412*	*187*	*34.159*	*418*	*225*	*38.241*	*482*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*523*	*39.528*	*789*	*539*	*42.091*	*823*	*576*	*43.766*	*872*
Non sviluppate	*33*	*75*	*35*	*52*	*76*	*53*	*61*		*61*
Resto dell'Asia	**713**	**113.544**	**1.480**	**578**	**44.859**	**881**	**485**	**36.919**	**733**
Sviluppate	*274*	*26.043*	*449*	*233*	*22.636*	*385*	*240*	*20.536*	*379*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*80*	*1.599*	*91*	*81*	*1.578*	*92*	*163*	*3.000*	*184*
Non sviluppate	*31*	*644*	*36*	*46*	*1.079*	*53*	*50*	*703*	*54*
Australia e Oceania		**1.739**	**11**		**5.347**	**36**		**5.420**	**37**
Sviluppate		*1.061*	*7*		*662*	*5*		*1.652*	*11*
Non sviluppate		*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**
Sviluppate	*295*	*19.606*	*427*	*207*	*15.432*	*311*	*167*	*10.182*	*235*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*5*	*7.054*	*53*	*8*	*6.304*	*50*	*6*	*380*	*8*
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	**192**	**87.107**	**781**	**226**	**87.832**	**819**	**207**	**42.490**	**494**
Sviluppate	*112*	*34.594*	*346*	*103*	*29.831*	*305*	*107*	*29.304*	*305*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate									
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*20*	*30.109*	*223*	*23*	*32.830*	*244*	*26*	*35.700*	*267*
Non sviluppate									
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 avvii 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 progett i 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, Kazakhstan, 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	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)
	2025 [c]			2024			2023		
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]

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

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

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

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress[b]	
	2025		2024		2023		2025	
(numero)	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 giustificarne 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

	Pozzi completati[a]						Pozzi in progress	
	2025		2024		2023		2025	
(numero)	produttivi	sterili[b]	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 giustificarne 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						
	Totales 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%), 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 partecipating 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 Crotone 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 addizionali 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 tutale 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 addizionale 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 ventures 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 Ganal (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 addizionale di iniezione di acqua di 750 mila boe/giorno. Inoltre, è in fase di implementazione un programma per raggiungere lo zero flaring tecnico entro il 2027.
Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione grazie alla perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni e attraverso l'espansione della facility di raccolta dell'acqua e il completamento dei pozzi di reiniezione della stessa.
Nell'anno è proseguito l'impegno di Eni per lo sviluppo locale con progetti in ambito scolastico, sanitario e di accesso all'acqua. In particolare: (i) è stata completata la seconda fase di sviluppo dell'impianto per la fornitura di acqua potabile di Al-Buradeiah a Bassora; e (ii) l'avvio della costruzione di due edifici scolastici a Zubair.

Turkmenistan Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di nove pozzi di infilling e periphal; 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.

Global Gas & LNG Portfolio e Power

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2025	2024	2023
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**1,11**	0,51	0,00
di cui: dipendenti		***0,87***	*0,84*	*0,00*
contrattisti		***1,51***	*0,00*	*0,00*
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**1.077**	1.151	1.130
di cui all'estero		***336***	*386*	*390*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	**9,3**	9,3	9,4
Global Gas & LNG Portfolio				
Vendite gas naturale[b]	(miliardi di metri cubi)	**43,72**	50,88	50,51
Italia		**21,00**	24,40	24,40
Resto d'Europa		**18,73**	23,40	23,84
di cui: Importatori in Italia		***0,91***	*1,26*	*2,29*
Mercati europei		***17,82***	*22,14*	*21,55*
Resto del mondo		**3,99**	3,08	2,27
Vendite di GNL[c]		**12,1**	9,8	9,6
Power				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi[b]	(terawattora)	**27,57**	26,55	27,30
Produzione termoelettrica		**20,53**	20,16	20,66

(a) Gli indicatori fanno riferimento ai dati 100% degli asset operati, consolidati e non, con riferimento ai criteri di operatorship espressi negli standard per la Rendicontazione di Sostenibilità.
(b) Include vendite intercompany.
(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro pari a 1,11, a fronte di due infortuni presso lo stabilimento Eni Power SpA di Brindisi, che hanno riguardato 1 dipendente ed 1 contrattista.
- Vendite di gas naturale di 43,72 miliardi di metri cubi in riduzione rispetto al 2024 (-7,16 miliardi di metri cubi). Le vendite in Italia riportano un calo di 3,40 miliardi di metri cubi. Nel resto del mondo le vendite sono in crescita di 0,91 miliardi di metri cubi.
- Vendite di GNL di 12,1 miliardi di metri cubi sono in aumento del 23,5% rispetto al 2024, principalmente nei mercati europei.
- Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 27,57 TWh, in aumento del 4% principalmente per i maggiori volumi commercializzati presso il mercato libero.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 9,3 milioni di tonnellate di CO_2eq. invariate rispetto al periodo di confronto.

DIVERSIFICAZIONE DEGLI APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

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

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

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

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

GAS NATURALE

Approvvigionamenti

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

(miliardi di metri cubi)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**5,19**	**7,66**	**5,71**	**(2,47)**	**(32,2)**
Algeria (incluso il GNL)	10,72	10,70	12,06	0,02	0,2
Norvegia	7,10	6,88	6,49	0,22	3,2
Indonesia (GNL)	2,28	1,86	1,56	0,42	22,6
Regno Unito	1,67	1,23	1,42	0,44	35,8
Paesi Bassi	1,46	1,86	1,62	(0,40)	(21,5)
Qatar (GNL)	1,15	2,91	2,91	(1,76)	(60,5)
Libia	0,96	1,41	2,52	(0,45)	(31,9)
Congo (GNL)	0,70	0,45	0,00	0,25	55,6
Russia	0,00	6,19	6,16	(6,19)	..
Altri acquisti di gas naturale	4,66	6,80	5,89	(2,14)	(31,5)
Altri acquisti di GNL	8,03	3,10	3,71	4,93	..
ESTERO	**38,73**	**43,39**	**44,34**	**(4,66)**	**(10,7)**
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE	**43,92**	**51,05**	**50,05**	**(7,13)**	**(14,0)**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(0,20)	(0,09)	0,54	(0,11)	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	0,00	(0,08)	(0,08)	0,08	..
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	**43,72**	**50,88**	**50,51**	**(7,16)**	**(14,1)**

Vendite

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

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

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

(miliardi di metri cubi)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**21,00**	**24,40**	**24,40**	**(3,40)**	**(13,9)**
Grossisti	8,78	11,01	10,71	(2,23)	(20,3)
PSV e borsa	4,12	5,94	6,28	(1,82)	(30,6)
Industriali	1,98	1,56	1,50	0,42	26,9
Termoelettrici	0,55	0,51	0,52	0,04	7,8
Autoconsumi	5,57	5,38	5,39	0,19	3,5
VENDITE INTERNAZIONALI	**22,72**	**26,48**	**26,11**	**(3,76)**	**(14,2)**
Resto d'Europa	**18,73**	**23,40**	**23,84**	**(4,67)**	**(20,0)**
Importatori in Italia	0,91	1,26	2,29	(0,35)	(27,8)
Mercati europei:	17,82	22,14	21,55	(4,32)	(19,5)
Penisola Iberica	*3,58*	*3,18*	*2,75*	*0,40*	*12,6*
Germania/Austria	*3,47*	*4,35*	*3,35*	*(0,88)*	*(20,2)*
Benelux	*5,30*	*3,63*	*3,75*	*1,67*	*46,0*
Regno Unito	*1,67*	*1,23*	*1,42*	*0,44*	*35,8*
Turchia	*0,20*	*6,10*	*6,90*	*(5,90)*	*(96,7)*
Francia	*3,60*	*3,58*	*3,31*	*0,02*	*0,6*
Altro	*0,00*	*0,07*	*0,07*	*(0,07)*	..
Mercati extra europei	**3,99**	**3,08**	**2,27**	**0,91**	**29,5**
TOTALE VENDITE GAS	**43,72**	**50,88**	**50,51**	**(7,16)**	**(14,1)**

GNL

(miliardi di metri cubi)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Europa	8,1	6,7	7,3	1,4	20,9
Extra Europa	4,0	3,1	2,3	0,9	29,0
TOTALE VENDITE GNL	**12,1**	**9,8**	**9,6**	**2,3**	**23,5**

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

Trasporto internazionale

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

Eni partecipa, inoltre, al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto.

I principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni sono: (i) il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri; (ii) il gasdotto TMPC, per l'importazione di gas algerino (775 chilometri); (iii) il gasdotto GreenStream, per l'importazione del gas libico composto da una linea di 516 chilometri; infine (iv) Eni partecipa al gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero (774 chilometri).

POWER

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2025, la potenza installata in esercizio è di circa 5 gigawatt. Nel 2025, la produzione di energia elettrica è stata di 20,53 TWh, in aumento di 0,37 TWh rispetto al 2024. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 7,04 TWh di energia elettrica (+0,65 TWh rispetto al 2024).

Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi

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

		2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.204	4.078	4.144	126	3,1
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	40	139	156	(99)	(71,2)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	20,53	20,16	20,66	0,37	1,8
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	5.867	6.761	6.981	(894)	(13,2)

DISPONIBILITA' DI ENERGIA ELETTRICA

(terawattora)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica	20,53	20,16	20,66	0,37	1,8
Acquisti di energia elettrica[a]	7,04	6,39	6,64	0,65	10,2
Disponibilità	**27,57**	**26,55**	**27,30**	**1,02**	**3,8**
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi[b]	**27,57**	**26,55**	**27,30**	**1,02**	**3,8**
di cui: vendite a terzi	***19,78***	***18,86***	***17,89***	***0,92***	***4,9***

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

CCS e Agri

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon, con l'obiettivo di azzerare le emissioni nette Scope 1, 2 e 3 entro il 2050. La strategia di decarbonizzazione di Eni fa leva sulle competenze maturate nell'ambito dei business tradizionali, e si declina tra l'altro nello sviluppo di modelli innovativi e distintivi legati ai progetti di cattura, trasporto e stoccaggio della CO_2 (CCS), alle iniziative di agribusiness e in ambito di crediti di carbonio.

PROGETTI CCS

Eni ha sviluppato un modello distintivo per la CCS, sfruttando le competenze maturate nello stoccaggio di gas naturale e l'uso di giacimenti a gas esauriti da riutilizzare per lo stoccaggio di CO_2 con progetti in Italia e all'estero.
Nell'ambito della strategia di valorizzazione del portafoglio progetti, a dicembre 2025 Eni ha finalizzato l'accordo con Global Infrastructure Partners ("GIP"), investitore globale leader nel settore delle infrastrutture del gruppo BlackRock, per la cessione di una partecipazione pari al 49,99% in Eni CCUS Holding, Società Satellite che sta sviluppando, attraverso le proprie controllate, i progetti nel Regno Unito di Liverpool Bay e Bacton, oltre al progetto L10-CCS in Olanda. La Società ha, inoltre, il diritto di acquisire il 50% detenuto da Eni del progetto CCS Ravenna in Italia e potrà includere altri potenziali progetti in una più ampia piattaforma di iniziative CCS nel medio-lungo termine.

Italia

Ravenna CCS, sviluppato con Snam, è il primo progetto italiano di Cattura, Trasporto e Stoccaggio. La Fase 1, avviata nel 2024, è stata progettata per catturare fino a circa 25 mila tonnellate annue di CO_2 dalla centrale Eni di trattamento del gas naturale di Casalborsetti e stoccare nel giacimento offshore a gas esaurito di Porto Corsini Mare Ovest. Il sistema di cattura ha registrato un'efficienza superiore al 90%, con picchi del 96%, utilizzando energia termica autoprodotta ed energia elettrica da fonti rinnovabili, garantendo che la CO_2 catturata corrispondesse effettivamente a quella abbattuta. Nel giugno 2025 è stato avviato l'iter autorizzativo della Fase 2 del progetto Ravenna CCS che, a valle del ricevimento delle necessarie autorizzazioni, prevede lo sviluppo su ampia scala industriale con una capacità di trasporto e stoccaggio di CO_2 pari a 4 milioni di tonnellate all'anno entro il 2030 e con successive possibilità di espansione fino a 16 milioni di tonnellate/anno. Ravenna CCS è riconosciuta nell'elenco europeo dei Progetti di Interesse Comunitario (Progetti PCI) nell'ambito del progetto integrato Callisto, coinvolgendo anche emettitori francesi e greci.

Regno Unito

Nel Regno Unito Eni ha stabilito una posizione di leadership con il progetto in sviluppo di Liverpool Bay CCS, nell'ambito del HyNet North West Cluster, selezionato dal Governo britannico come uno dei due progetti CCS prioritari ("Track 1") del Paese. Eni CCUS Holding attraverso la controllata Eni LBA Ltd (operatore al 100%) ha ottenuto la licenza economica dal Governo UK per le attività di trasporto e lo stoccaggio della CO_2. La fase esecutiva del progetto è stata avviata nel 2025 e prevede la conversione e il riutilizzo dei propri giacimenti offshore a gas esauriti e parte delle esistenti infrastrutture presenti nella baia di Liverpool per decarbonizzare i distretti industriali del nord-ovest dell'Inghilterra e del Galles settentrionale. Le infrastrutture di trasporto e stoccaggio della CO_2 saranno disponibili nel 2028 con una capacità iniziale di 4,5 milioni di tonnellate/anno, che si prevede crescere fino a 10 milioni di tonnellate/anno dopo il 2030.

Relativamente agli emettitori che forniranno la CO_2, le autorità del Regno Unito hanno selezionato 5 progetti di cattura prioritari per un volume complessivo di CO_2 di circa 4,4 milioni di tonnellate/anno, due dei quali hanno già raggiunto nel settembre 2025 un accordo finale con il Governo britannico che ha consentito l'avvio della realizzazione dei due progetti. Inoltre, nell'agosto 2025 il Governo britannico ha identificato un'ulteriore lista di emettitori da considerare per una possibile espansione del sistema fino a 10 milioni di tonnellate/anno.

E' in corso, inoltre, la fase di ingegneria per lo sviluppo del progetto Bacton CCS che prevede lo stoccaggio di CO_2 nel giacimento offshore a gas esaurito di Hewett per contribuire alla decarbonizzazione dell'area sud-orientale del Paese e dell'area industriale di Londra. La posizione strategica del giacimento, nella parte sud ovest del Mar del Nord, consente di ipotizzare un ruolo importante del progetto anche nel processo di decarbonizzazione dei siti industriali del nord d'Europa.

Olanda

Eni CCUS Holding detiene il 39% della joint venture che sta sviluppando il progetto L10 CCS che prevede lo stoccaggio di CO_2 in giacimenti offshore a gas esauriti del Mare del Nord, con una capacità di circa 5 milioni di tonnellate/anno. La fase di ingegneria è stata completata e sono in corso di negoziazione accordi con emettitori e operatori per il trasporto e la raccolta della CO_2. L10 CCS ha ricevuto per lo sviluppo del progetto un finanziamento europeo a fondo perduto legato al Connecting Europe Facility di €55 milioni. Il progetto si prefigge di decarbonizzare i settori industriali del Nord-Ovest europeo, offrendo capacità di stoccaggio sufficiente ad accomodare le emissioni non soltanto dell'Olanda ma anche di Germania, Francia e Belgio.

INIZIATIVE AGRI-FEEDSTOCK

Il modello distintivo di Eni prevede la produzione di olio vegetale destinato alle proprie filiere di trasformazione, a partire da materie prime dalla coltivazione di terreni degradati, colture di rotazione e valorizzazione di scarti e residui della filiera agroindustriale e forestale, non in competizione con la catena alimentare. Questo approccio end-to-end mira a garantire volumi di olio vegetale, a costi competitivi, contribuendo a sostenere l'espansione delle bioraffinerie e generando impatti positivi su occupazione e sviluppo locale. I sottoprodotti di lavorazione vengono recuperati e valorizzati nelle filiere della mangimistica e dei fertilizzanti, con significative ricadute sulla sicurezza alimentare dei territori coinvolti. Le filiere agri feedstock Eni sono certificate secondo lo schema ISCC-EU (International Sustainability and Carbon Certification), uno dei principali standard volontari riconosciuti dalla Commissione Europea per la certificazione di sostenibilità dei biocarburanti. La produzione 2025 è stata pari a 211 mila tonnellate e ha registrato un importante contributo associato agli scarti e ai residui della filiera agroindustriale. Le attività sono state condotte principalmente in Congo, Kenya, Costa d'Avorio, Angola, Mozambico, Italia, Ruanda, Vietnam e Indonesia.

Facendo seguito all'accordo firmato negli anni precedenti con l'International Labour Organization (ILO) su Costa d'Avorio e Kenya, Eni ha ampliato la collaborazione con ILO per rafforzare e promuovere la sicurezza sul lavoro e i diritti umani in agricoltura in ulteriori tre paesi del continente africano.

Analogamente, nel 2025, è stato firmato un accordo con IFC (International Finance Corporation) che fa seguito all'accordo del 2024 relativo alla produzione di biocarburanti in Kenya, volto ad espandere la collaborazione ad altri paesi del continente africano per supportare le attività Eni in ambito Agri Feedstock, Clean Cooking e Waste to Energy.

INIZIATIVE DI CREDITI DI CARBONIO

Eni promuove e supporta iniziative che consentono di generare crediti di carbonio di alta qualità usati per compensare le emissioni di CO_2 residuali sia attraverso soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions - NCS), sia da soluzioni tecnologiche. Attraverso le NCS, Eni sostiene progetti di protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste in paesi in via di sviluppo nell'ambito del programma REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation) e di ripristino di ecosistemi, con iniziative in Zambia, Tanzania, Repubblica Democratica del Congo, Mozambico, Messico e Costa d'Avorio. Questi progetti mirano a ridurre le emissioni da deforestazione e a migliorare lo stoccaggio naturale di CO_2, promuovendo anche modelli di sviluppo sostenibile per le comunità locali.

Nel corso dell'anno è proseguito lo sviluppo del primo progetto di Agricoltura e Gestione del Suolo Sostenibili (Sustainable Agriculture Land Management - SALM) Makueni Agroforestry Carbon Project (MACP) in Kenia, al quale si aggiunge il progetto Sustainable Agriculture Land Management Program in Mozambico . Sono inoltre in corso di valutazione ulteriori iniziative in Africa, America Latina e Asia.

L'applicazione di soluzioni tecnologiche si va ad aggiungere a quelle basate sulla natura per la generazione di crediti di carbonio. In tale ambito, la Società promuove il programma "Eni for Clean Cooking" per lo sviluppo di progetti che favoriscono l'utilizzo di sistemi di cottura sicuri ed efficienti che garantiscono la riduzione del consumo di biomassa legnosa da parte delle famiglie, con l'obiettivo di migliorare le condizioni di salute e di promuovere la conservazione delle foreste. Oltre all'impatto positivo sulla salute e l'ambiente, l'approccio industriale al tema dell'accesso al "clean cooking" consente di promuovere lo sviluppo dell'imprenditoria e dell'economia locale. In questo contesto Eni ha preso l'impegno di garantire l'accesso al clean cooking a 20 milioni di persone entro il 2030. Nel solo 2025 sono state raggiunte oltre 2,2 milioni di persone in Africa Sub-Sahariana per un totale di circa 3,7 milioni di persone dall'avvio del programma. I progetti sono in fase di realizzazione in Costa d'Avorio, Congo, Mozambico, Angola, Ruanda, Tanzania e Madagascar e si sta valutando l'espansione in altri Paesi dell'Africa Sub-Sahariana e Asia.

Nel corso del 2025, sono stati avviati studi di fattibilità per l'utilizzo di sistemi "avanzati" di clean cooking che prefigurano, la distribuzione di fornelli a induzione nelle aree urbane e a pirolisi nelle aree rurali che promuovono, in ottica di economia circolare, l'utilizzo degli scarti agricoli, inclusi i sottoprodotti della filiera agri feedstock di Eni.

Enilive e Plenitude

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2025	2024	2023
Enilive				
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,50**	0,76	1,38
di cui: dipendenti		***0,20***	*0,97*	*2,02*
contrattisti		***0,78***	*0,57*	*0,74*
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**3.174**	3.111	3.202
di cui: all'estero		***1.172***	*1.150*	*1.315*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	**0,6**	0,5	0,5
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	**1.157**	1.115	866
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	**1,65**	1,65	1,65
Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie	(%)	**78**	74	71
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	**7,81**	7,70	7,52
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	**5.294**	5.254	5.267
Grado di efficienza della rete	(%)	**1,17**	1,22	1,19
Plenitude				
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,17**	0,19	1,09
di cui: dipendenti		***0,00***	0,23	0,25
contrattisti		***0,85***	0,00	3,36
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**2.890**	2.788	2.557
di cui: all'estero		***955***	*922*	*788*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	**0,003**	0,004	0,005
Vendite gas a clienti finali	(miliardi di metri cubi)	**5,29**	5,51	6,06
Vendite energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	**18,63**	18,28	17,98
Clienti retail/business a fine periodo	(milioni di pdf)	**9,95**	10,03	10,11
Punti di ricarica elettrica	(migliaia)	**22,8**	21,3	19,0
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	**5,6**	4,7	4,0
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	**5,8**	4,1	3,0

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

PERFORMANCE DELL'ANNO

ENILIVE

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro (0,50) evidenzia un miglioramento rispetto al 2024, per la riduzione degli infortuni occorsi al personale dipendente, nonostante un lieve aumento degli eventi relativi al personale contrattista.
- Volumi di lavorazione di oli vegetali (1,16 milioni di tonnellate, +4% rispetto al 2024) beneficiano principalmente del maggior contributo delle bioraffinerie di Venezia e Gela.
- Vendite sulla rete in Italia (5,54 milioni di tonnellate) in aumento del 3% rispetto al 2024 grazie ai maggiori volumi venduti di benzina e diesel.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) in leggera crescita rispetto al 2024 in linea con l'incremento delle lavorazioni registrato presso le bioraffinerie.

PLENITUDE

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro pari a 0,17, evidenzia un lieve miglioramento rispetto al 2024.
- Produzione di energia da fonti rinnovabili di 5,6 TWh, in crescita rispetto al 2024, grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente.
- Al 31 dicembre 2025 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 5,8 GW, di cui il 74% riferita a impianti fotovoltaici (inclusa potenza installata di storage) ed il 26% a impianti eolici.
- Vendite retail di gas pari a 5,29 miliardi di metri cubi, in diminuzione del 4% rispetto al 2024, principalmente in Italia, a seguito della riduzione della base clienti.
- Vendite retail di energia elettrica a clienti finali pari a 18,63 TWh in crescita del 2% rispetto al 2024 per effetto dell'incremento dei volumi venduti in Italia.
- I punti di ricarica dei veicoli elettrici installati al 31 dicembre 2025 sono pari a 22,8 migliaia di unità, in aumento del 7% rispetto alle 21,3 migliaia di unità al 31 dicembre 2024, grazie allo sviluppo della rete, principalmente in Italia, Francia, Germania, Austria e Svizzera.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) in lieve riduzione rispetto al 2024, grazie alle azioni di efficientamento effettuate presso la rete di distribuzione gas.

ENILIVE

SVILUPPI DEL BUSINESS

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

Tra i principali traguardi:

- Produzione di SAF a Gela: inaugurato il primo impianto dedicato al Sustainable Aviation Fuel, con una capacità di 400.000 tonnellate annue, pari a circa un terzo della domanda europea prevista per il 2025, in linea con il regolamento ReFuelEU Aviation.
- Corea del Sud: avviata la costruzione del primo impianto per la produzione di HVO e SAF attraverso la joint venture LG-Eni BioRefining. L'impianto, operativo nel 2027, tratterà circa 400.000 tonnellate annue di materie prime biogeniche sostenibili.
- Italia: avviato l'iter per la trasformazione della raffineria di Sannazzaro in bioraffineria con la riconversione dell'impianto Hydrocracker con la tecnologia Ecofining™ e la costruzione di un'unità per il pretrattamento di scarti e residui per la produzione di biocarburanti HVO. L'impianto con capacità di 550.000 tonnellate annue e tecnologia Ecofining™, produrrà SAF-biojet e HVO diesel.
- Malesia: avviato il cantiere per la bioraffineria di Pengerang in Malesia, in joint venture con Petronas ed Euglena. L'impianto, operativo entro il 2028, avrà una capacità di lavorazione di 650.000 tonnellate annue di materie prime rinnovabili per la produzione di SAF-biojet, HVO diesel e bio-nafta.

A supporto dello sviluppo del business della bioraffinazione, Eni ha siglato accordi strategici con Saipem per la costruzione e riconversione di bioraffinerie e ha ottenuto un finanziamento da €500 milioni dalla BEI per la trasformazione del sito di Livorno, attraverso la realizzazione di impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati, un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche e un impianto Ecofining™ con capacità di 500.000 tonnellate annue.

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

VALORIZZAZIONE DEL BUSINESS

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

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

BIORAFFINAZIONE

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

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

		2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Lavorazioni Bio	(migliaia di tonnellate)	1.157	1.115	866	42	3,8
Produzioni vendute di biocarburanti certificati		925	982	635	(57)	(5,8)
Tasso di utilizzo medio delle Bioraffinerie	(%)	78	74	71	4	

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (21,54 milioni di tonnellate) sono in calo del 5,2% rispetto al 2024.

(milioni di tonnellate)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Rete	5,54	5,40	5,32	0,14	2,6
Extrarete	8,22	9,90	9,83	(1,68)	(17,0)
Altre vendite	2,61	2,27	2,71	0,34	15,0
Vendite in Italia	**16,37**	**17,57**	**17,86**	**(1,20)**	**(6,8)**
Rete	2,27	2,30	2,20	(0,03)	(1,3)
Extrarete	2,90	2,86	2,73	0,04	1,4
Vendite all'estero	**5,17**	**5,16**	**4,93**	**0,01**	**0,2**
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	**21,54**	**22,73**	**22,79**	**(1,19)**	**(5,2)**

Vendite rete Italia

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

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

Vendite rete estero

Le vendite rete effettuate all'estero sono pari a 2,27 milioni di tonnellate in leggera riduzione (-1,3%) rispetto al 2024, a seguito dei minori volumi venduti principalmente in Austria, Germania, Francia e Svizzera, che sono stati solo in parte compensati dalla migliore performance registrata presso la rete di distribuzione in Spagna a seguito dell'acquisizione delle stazioni di servizio di Aten Oil S.L.U., acquisite il 31 maggio 2024.
Al 31 dicembre 2025 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.312 stazioni di servizio e si riduce di 17 unità rispetto al 31 dicembre 2024 (1.329 stazioni) principalmente a seguito della riduzioni dei distributori in Austria e Svizzera. L'erogato medio (2.140 mila litri) è diminuito di 39 mila litri rispetto al 2024 (2.179 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

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

PLENITUDE

VALORIZZAZIONE DI PORTAFOGLIO

A conferma della strategia finalizzata alla valorizzazione delle società satellite attive nei business della transizione energetica, attraverso l'ingresso di partner strategici e capitali allineati che supportano i loro piani di sviluppo, nel mese di novembre Eni, a valle dell'approvazione dell'operazione da parte delle autorità competenti, ha annunciato il perfezionamento della cessione di una partecipazione pari al 20% del capitale sociale di Eni Plenitude SpA Società Benefit ai fondi Ares Alternative Credit, affiliati ad Ares Management Corporation. Con questa operazione, basata su un equity value di Plenitude pari a €10 miliardi e un enterprise value di oltre €12 miliardi, Eni ha incassato €2 miliardi.

A dicembre, Plenitude ha firmato un accordo con ACEA SpA vincolante per l'acquisizione da parte di Plenitude del 100% del capitale di ACEA Energia SpA, società attiva nel mercato retail dell'energia e interamente controllata dal Gruppo ACEA. L'operazione include anche la partecipazione del 50% del capitale sociale di Umbria Energy SpA. Il perfezionamento dell'operazione, atteso entro giugno 2026, è subordinato all'autorizzazione delle Autorità competenti.
Grazie a questa acquisizione, Plenitude integrerà nel proprio portafoglio oltre 1 milione di clienti retail in Italia, superando così gli 11 milioni di clienti complessivi in Europa e anticipando di due anni il target di base clienti previsto per il 2028.

SVILUPPI DI BUSINESS E DI PORTAFOGLIO

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

I principali avvii produttivi raggiunti nel corso del 2025 hanno riguardato:
- il blocco nord dell'impianto fotovoltaico di Renopool nella regione dell'Estremadura in Spagna, per una capacità installata di 130 MW, che rappresenta il più grande parco solare realizzato dalla Società a livello globale ed è costituito da sette impianti, con una capacità installata complessiva di 330 MW. Il blocco nord, attualmente connesso alla rete e costituito da tre impianti fotovoltaici produrrà oltre 265 GWh all'anno;
- un nuovo impianto fotovoltaico da 50 MW in Kazakhstan. L'impianto è parte di un progetto innovativo guidato da Eni e KazMunayGas (KMG), il primo su larga scala, per la realizzazione di una centrale elettrica ibrida da 247 MW, che integrerà la produzione di energia da fonte solare, eolica e a gas;
- l'impianto solare di Caparacena, in Spagna, da 150 MW, raggiungendo una capacità installata complessiva in Spagna pari a circa 1.5 GW.

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

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

Plenitude, nell'ambito delle iniziative volte a supportare la transizione energetica nei territori regionali, nonché a promuovere lo strumento delle Comunità Energetiche come ponte verso un sistema energetico maggiormente sostenibile e partecipativo, nel corso del 2025 ha definito un accordo con Marelli, azienda di componentistica per l'industria automobilistica, per la realizzazione di tre impianti fotovoltaici e di una Comunità Energetica. Gli impianti saranno situati negli stabilimenti produttivi Marelli in Italia (Potenza, L'Aquila e Torino) con una capacità installata complessiva di 5,4 MW.

RETAIL GAS & POWER

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

Plenitude rifornisce circa 10 milioni di clienti gas e luce in Italia (8 milioni) ed in Europa (2 milioni).

(miliardi di metri cubi)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
ITALIA	**3,64**	**3,83**	**4,11**	**(0,19)**	**(5,0)**
Retail	2,62	2,71	2,91	(0,09)	(3,3)
Business	1,02	1,12	1,20	(0,10)	(8,9)
VENDITE INTERNAZIONALI	**1,65**	**1,68**	**1,95**	**(0,03)**	**(1,8)**
Mercati europei:					
Francia	1,22	1,29	1,54	(0,07)	(5,4)
Grecia	0,30	0,26	0,26	0,04	15,4
Altro	0,13	0,13	0,15	0,00	0,0
TOTALE VENDITE RETAIL GAS	**5,29**	**5,51**	**6,06**	**(0,22)**	**(4,0)**

Nel 2025, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa di 5,29 miliardi di metri cubi hanno evidenziato una riduzione di 0,22 miliardi di metri cubi rispetto al 2024, pari al 4%. Le vendite in Italia di 3,64 miliardi di metri cubi registrano una riduzione del 5% rispetto al 2024 risentendo principalmente della riduzione della base clienti.

Le vendite sui mercati europei di 1,65 miliardi di metri cubi (in riduzione dell'1,8%, pari a 0,03 miliardi di metri cubi rispetto al 2024) riflettono essenzialmente i minori volumi commercializzati in Francia.

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

RENEWABLES

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

(terawattora)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia da fonti rinnovabili	**5,63**	**4,67**	**3,98**	**0,96**	**20,6**
di cui: fotovoltaico	*3,29*	*2,55*	*1,74*	*0,74*	*29,0*
eolico	*2,34*	*2,12*	*2,24*	*0,22*	*10,4*
di cui: Italia	*1,45*	*1,45*	*1,53*	*0,00*	*0,0*
estero	*4,18*	*3,22*	*2,45*	*0,96*	*29,8*

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

(gigawatt)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	**5,8**	**4,1**	**3,0**	**1,7**	**41,5**
di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)	*74%*	*71%*	*64%*		
eolico	*26%*	*29%*	*36%*		

(gigawatt)	2025	2024	2023
Italia	**1,1**	**1,0**	**1,0**
Estero	**4,7**	**3,1**	**2,0**
Stati Uniti	1,7	1,7	1,3
Spagna	1,6	0,8	0,4
Altri (Australia, Francia, Germania, Grecia, Kazakhstan, Regno Unito)	1,4	0,6	0,3
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)[a]	**5,8**	**4,1**	**3,0**

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

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

Mobilità elettrica

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

Refining e Chimica

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2025	2024	2023
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)[a]	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	**0,53**	1,43	0,49
di cui: dipendenti		***0,61***	*1,36*	*0,55*
contrattisti		***0,43***	*1,52*	*0,42*
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	**10.117**	10.060	10.449
di cui all'estero		***2.500***	*2.501*	*2.747*
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)[a]	(milioni di tonnellate di CO_2 eq.)	**4,0**	4,7	5,2
Refining				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	**24,94**	24,21	27,39
Grado di conversione del sistema di raffinazione tradizionale	(%)	**53**	52	47
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale		**80**	78	77
Chimica				
Produzione di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	**4.105**	5.685	5.663
Vendite di prodotti chimici		**2.719**	3.169	3.117
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	**49**	50	51

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

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro di 0,53 evidenzia un miglioramento rispetto al 2024, registrato sia per il personale dipendente che quello contrattista.
- Lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio di 24,94 milioni di tonnellate sono in crescita del 3% rispetto al 2024, principalmente per effetto dei maggiori volumi processati presso le raffinerie in Italia.
- Vendite di prodotti chimici di 2,72 milioni di tonnellate in calo del 14,2%, a seguito del calo della domanda e di fermate produttive.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 4,0 milioni di tonnellate di CO_2eq. in calo rispetto al 2024, a seguito della riduzione registrata nel business Raffinazione (fermate di alcuni impianti per l'attuazione del piano di trasformazione nel settore chimico).

PIANO DI TRASFORMAZIONE DELLA CHIMICA E INIZIATIVE PER LA RICONVERSIONE INDUSTRIALE

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

Nell'ambito del progetto di riconversione del sito di Priolo, Eni e Q8 Italia hanno annunciato una partnership che prevede la costruzione e successiva gestione di una nuova bioraffineria. L'impianto, realizzato da Eni Industrial Evolution, farà leva sulle consolidate competenze industriali dei due partner e sull'esperienza tecnico-operativa di Eni nell'utilizzo della tecnologia Ecofining™, in grado di trasformare scarti, residui e oli vegetali in biocarburanti di alta qualità, impiegabili anche al 100%. L'impianto si avvarrà di unità ausiliarie per il pretrattamento delle biomasse e per la produzione di idrogeno, avrà una capacità produttiva di 500 mila tonnellate/anno e garantirà un'elevata flessibilità operativa, consentendo la produzione di HVO-diesel e SAF-biojet in funzione dell'evoluzione del mercato. Il termine dei lavori è previsto entro la fine del 2028. La riconversione del sito prevede anche la costruzione di un impianto di riciclo chimico delle plastiche con tecnologia Hoop® con una capacità di trattamento di plastiche riciclate di 40 mila tonnellate/anno.

Avviata l'attività di Eni Storage Systems, joint venture tra Eni e Fib (Gruppo SERI Industrial), per la riconversione del sito di Brindisi in un polo industriale per la produzione di batterie stazionarie al litio ferro fosfato con una capacità produttiva di oltre 8 GWh all'anno. La JV ha l'obiettivo di conquistare più del 10% del mercato europeo dell'accumulo stazionario di energia. Il progetto, attualmente in fase di valutazione, economica, finanziaria e autorizzativa, dovrebbe diventare esecutivo entro il primo trimestre 2026. Il sito di Brindisi si concentrerà sulla produzione di materia attiva catodica e sull'assemblaggio di sistemi di accumulo energetico (BESS), lavorando in sinergia con l'impianto che Fib sta realizzando a Teverola (8 GWh/anno), nella provincia di Caserta. In futuro, è previsto anche l'avvio di attività di riciclo delle batterie.

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

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

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

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

PROCESSO DI TRASFORMAZIONE DELLA RAFFINAZIONE TRADIZIONALE

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

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

REFINING

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

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

(milioni di tonnellate)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Greggi equity	2,80	5,06	4,57	(2,3)	(44,7)
Altri greggi	13,84	11,16	14,51	2,7	24,0
Totale acquisti di greggi	**16,64**	**16,22**	**19,08**	**0,4**	**2,6**
Acquisti di semilavorati	0,11	0,03	0,21	0,1	...
Acquisti di prodotti	8,44	9,48	6,23	(1,0)	(11,0)
TOTALE ACQUISTI	**25,19**	**25,73**	**25,52**	**(0,5)**	**(2,1)**
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,25)	(0,32)		
Altre variazioni[(a)]	(0,32)	(0,32)	(1,47)		
TOTALE DISPONIBILITA'	**24,62**	**25,16**	**23,73**	**(0,5)**	**(2,1)**

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

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2025 ammontano a 24,94 milioni di tonnellate, in crescita del 3% rispetto al 2024: in particolare i maggiori volumi processati a Milazzo e Sannazzaro, per minori fermate rispetto al periodo di confronto, hanno più che compensato le minori lavorazioni presso la raffineria di Livorno per nuovo assetto produttivo.

Positiva anche la performance all'estero dove le lavorazioni in conto proprio di 10,72 milioni di tonnellate sono aumentate di circa 0,27 milioni tonnellate (+2,6%) a seguito delle maggiori disponibilità degli impianti di ADNOC Refineries.

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

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

LAVORAZIONI DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Italia	**14,22**	**13,76**	**16,88**	**0,46**	**3,3**
di cui: Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	10,21	10,58	13,31	(0,37)	(3,5)
Lavorazioni in conto terzi	(1,18)	(1,50)	(1,32)	0,32	21,3
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	5,19	4,68	4,89	0,51	10,9
Estero*	**10,72**	**10,45**	**10,51**	**0,27**	**2,6**
LAVORAZIONI TOTALI IN CONTO PROPRIO	**24,94**	**24,21**	**27,39**	**0,73**	**3,0**

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

CHIMICA

(migliaia di tonnellate)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Intermedi	2.504	3.851	3.877	(1.347)	(35,0)
Polimeri	1.321	1.559	1.658	(238)	(15,3)
Biochem	207	206	57	1	0,5
Moulding & Compounding	73	69	71	4	5,8
Totale produzioni	**4.105**	**5.685**	**5.663**	**(1.580)**	**(27,8)**
Consumi e perdite	(2.359)	(3.106)	(3.247)	747	24,1
Acquisti e variazioni rimanenze	973	590	701	383	64,9
Totale disponibilità	**2.719**	**3.169**	**3.117**	**(450)**	**(14,2)**
Intermedi	1.432	1.720	1.651	(288)	(16,7)
Polimeri	1.082	1.255	1.350	(173)	(13,8)
Oilfield chemicals	25	14	21	11	78,6
Biochem	110	116	28	(6)	(5,2)
Moulding & Compounding	70	64	67	6	9,4
Totale vendite	**2.719**	**3.169**	**3.117**	**(450)**	**(14,2)**

Le vendite di 2.719 mila tonnellate in calo rispetto al 2024 (-450 mila tonnellate, pari al -14,2%) riflettono principalmente il trend registrato nei Chemicals (olefine, aromatici e derivati del fenolo) e nei polimeri (polietilene, stirenici ed elastomeri).
I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 4% rispetto al 2024, in linea con l'indebolimento dello scenario Europeo.
Le produzioni di 4.105 mila tonnellate (-1.580 mila tonnellate rispetto al 2024) risentono delle minori produzioni di intermedi (-1.347 mila tonnellate), in particolare olefine, a seguito della fermata degli impianti di cracking di Brindisi e Priolo.
Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 49%, in riduzione di 1,3 punti percentuali rispetto al valore registrato nel 2024.

ANDAMENTO PER BUSINESS

I ricavi del business Bio Chemistry, pari a €279 milioni, sono stati conseguiti principalmente da Novamont (€271 milioni) e da Crescentino (€8 milioni). Rispetto al 2024, il gruppo Novamont registra una riduzione sia dei volumi di vendita (-7,4%) sia dei ricavi.

I ricavi del business Moulding & Compounding, pari a €267 milioni hanno riguardato moulding per €83 milioni, compounding per €72 milioni, nonché cable & wire per €112 milioni.

I ricavi del business oilfield chemicals, pari a €90 milioni, (+15,4% rispetto al 2024) riflettono principalmente la crescita dei volumi venduti (+78,6%), parzialmente compensata dalla stabilità dei prezzi di vendita.

I ricavi dei polimeri (€1.633 milioni) (-17,4% rispetto al 2024) sono stati influenzati dalla riduzione dei volumi di vendita (173 mila tonnellate) e dei prezzi medi di vendita (-3%). Il decremento delle vendite del business polietilene ed elastomeri è stato solo in parte compensato dai maggiori volumi nel business dello stirene (+30%).
Nel business degli intermedi, con la fermata dei Cracker di Brindisi e Priolo, si registrano riduzioni rispetto al 2024 sia nelle produzioni (-35%) che nelle vendite (-17%).

Attività ambientali

Eni Rewind è la società Eni che svolge attività ambientali e che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti industriali o derivanti da attività di bonifica, attraverso progetti di risanamento e di recupero sostenibili, in Italia e all'estero. Attraverso il suo modello integrato end-to-end, Eni Rewind garantisce il presidio di ogni fase del processo di bonifica e della gestione dei rifiuti, pianificando sin dalle prime fasi i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle risorse (suoli, acque, rifiuti), rendendole disponibili per nuove opportunità di sviluppo.

ATTIVITÀ DI BONIFICA

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

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

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

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

Nel sito di Brindisi, sono stati completati e certificati gli interventi di messa in sicurezza permanente dei suoli (MISP) nell'area Micorosa. Inoltre, è stata conclusa la bonifica dell'area Oasi Protetta, con la rimozione del cumulo antropico. Per quest'ultima è prevista la richiesta di certificazione al termine del monitoraggio ambientale.

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

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

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

WATER & WASTE MANAGEMENT

Eni Rewind gestisce il trattamento delle acque nei siti Eni e di proprietà, attraverso un sistema integrato che intercetta l'acquifero e convoglia le acque di falda agli impianti di trattamento per la loro depurazione. Nel 2025 è proseguito il progetto di automazione e digitalizzazione degli impianti, parte di un'iniziativa più ampia di ottimizzazione, con l'obiettivo di aumentare competitività, sostenibilità, qualità del lavoro e sicurezza dei processi.

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

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

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

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

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

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

PRINCIPALI PROGETTI

Progetto Ponticelle

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

CERTIFICAZIONI

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

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

INIZIATIVE NON-CAPTIVE

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

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

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	82.151	88.797	93.717	(6.646)	(7,5)
Altri ricavi e proventi	1.478	2.417	1.099	(939)	(38,8)
Costi operativi	(70.296)	(74.544)	(77.221)	4.248	5,7
Altri proventi e oneri operativi	641	(352)	478	993	..
Ammortamenti	(7.349)	(7.600)	(7.479)	251	3,3
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(1.582)	(2.900)	(1.802)	1.318	45,4
Radiazioni	(33)	(580)	(535)	547	94,3
Utile (perdita) operativo	**5.010**	**5.238**	**8.257**	**(228)**	**(4,4)**
Proventi (oneri) finanziari	(819)	(599)	(473)	(220)	(36,7)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	1.587	1.850	2.444	(263)	(14,2)
Utile (perdita) prima delle imposte	**5.778**	**6.489**	**10.228**	**(711)**	**(11,0)**
Imposte sul reddito	(3.020)	(3.725)	(5.368)	705	18,9
Tax rate (%)	52,3	57,4	52,5		
Utile (perdita) netto	**2.758**	**2.764**	**4.860**	**(6)**	**(0,2)**
di competenza:					
- azionisti Eni	**2.608**	**2.624**	**4.771**	**(16)**	**(0,6)**
- interessenze di terzi	150	140	89	10	7,1

PERFORMANCE DELL'ANNO

Nel 2025 lo scenario di mercato ha inciso negativamente sui risultati economici e finanziari del Gruppo principalmente a causa della flessione del prezzo del Brent e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro statunitense. Il prezzo medio del Brent si è attestato a 69 $/barile, in calo di circa il 14,5% rispetto al 2024, a causa di un contesto macroeconomico incerto, in progressivo indebolimento a partire dal secondo trimestre dell'anno, caratterizzato da dispute commerciali innescate dall'applicazione da parte dell'amministrazione statunitense di dazi sulle importazioni dai principali partner commerciali, con conseguenti rischi di rallentamento economico, oltre ad altri rischi geopolitici. Inoltre, continui incrementi produttivi nei Paesi non OPEC, in particolare Stati Uniti, Canada, Brasile e Guyana hanno determinato livelli di oversupply. La conseguente pressione ribassista e i timori di oversupply hanno determinato un calo dei prezzi fino a inizio 2026. A partire da quel momento, le quotazioni del Brent hanno evidenziato un progressivo e costante miglioramento, attestandosi sopra i 100 $/bbl all'inizio di marzo 2026. Il recupero è stato sostenuto dal crescente livello di tensione geopolitica nell'area del Medio Oriente.

Nel mercato del gas naturale, i prezzi nei principali hub europei hanno evidenziato un leggero incremento su base annua, pur evidenziando una tendenza al ribasso dovuta all'aumento della produzione statunitense, alla crescita delle esportazioni di GNL e alla maggiore disponibilità di forniture globali. Nel 2026 è prevista una significativa volatilità per i recenti sviluppi in Medio Oriente.

I margini del settore petrolchimico hanno risentito del rallentamento economico europeo e della ridotta competitività del comparto manifatturiero, mentre quelli della raffinazione hanno mostrato un recupero nella seconda parte del 2025 grazie a dinamiche di mercato favorevoli e alla riduzione delle esportazioni russe. Anche i margini dei biocarburanti hanno registrato un miglioramento rispetto ai livelli depressi del 2024. Infine, l'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+4,4% rispetto al 2024) ha avuto un impatto negativo sulla traduzione dei bilanci delle società controllate con moneta funzionale USD e sul patrimonio netto consolidato del Gruppo.

	2025	2024	2023	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated[a]	69,06	80,76	82,62	(14,5)
Cambio medio EUR/USD[b]	1,130	1,082	1,081	4,4
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	61,12	74,64	76,43	(18,1)
Standard Eni Refining Margin (SERM)[c]	7,3	5,1	8,1	42,6
PSV[d]	39	36	42	6,0
TTF[d]	36	34	41	5,2

(a) In USD per barile. Fonte: S&P Global Energy.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni.
(d) In €/MWh.

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni per l'esercizio 2025 di €2.608 milioni riflette essenzialmente la riduzione dell'utile operativo (-€228 milioni rispetto al 2024) in parte compensata dal miglioramento del tax rate di circa 5 punti percentuali rispetto al 2024 beneficiando del migliore mix geografico dell'utile ante imposte nell'E&P, che riflette il maggior contributo delle giurisdizioni con aliquote fiscali inferiori alla media, anche a seguito della razionalizzazione del portafoglio, e della decisione finale d'investimento per diversi progetti di sviluppo che ha consentito di riconoscere il beneficio fiscale associato alle spese esplorative sostenute in precedenti periodi.
Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	6.302	6.715	8.693	(413)	(6,2)
Global Gas & LNG Portfolio e Power	1.770	(909)	2.626	2.679	
Enilive e Plenitude	652	1.589	(74)	(937)	(59,0)
Refining e Chimica	(2.485)	(1.681)	(2.121)	(804)	(47,8)
Corporate e altre attività	(1.499)	(371)	(948)	(1.128)	..
Effetto eliminazione utili interni	270	(105)	81	375	
Utile (perdita) operativo	**5.010**	**5.238**	**8.257**	**(228)**	**(4,4)**

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che escludono gli oneri e proventi straordinari o non correlati alla gestione industriale. Il principale indicatore di redditività gestionale, l'utile operativo su base proforma (cioè includendo il contributo in quota Eni delle principali joint venture/collegate), ha registrato un valore di €12,2 miliardi con una flessione del 14,7% rispetto al 2024 (-€2,1 miliardi) per effetto principalmente del calo del 15% del prezzo del Brent e dell'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+4,4% rispetto al 2024) che hanno influenzato il settore E&P, attenuati dalla crescita della produzione di olio e gas, dal più favorevole mix dovuto al crescente contributo di barili a maggiore redditività e dall'efficienza nei costi.
Il settore GGP e Power ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €1,39 miliardi, grazie al miglioramento dei margini derivante dall'ottimizzazione del portafoglio gas e GNL e dall'asset-backed trading in un contesto di mercato debole. Enilive ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €0,64 miliardi, in crescita del 18% rispetto al periodo di confronto, a seguito della ripresa dei margini dei biocarburanti. Il business della raffinazione beneficia del miglioramento del crack spread dei prodotti e di migliori tassi di utilizzo degli impianti, che hanno portato ad un utile operativo proforma adjusted di €0,13 miliardi (+29% rispetto al 2024). Plenitude ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €0,57 miliardi in riduzione del 5,5% rispetto al periodo di confronto (€0,60 miliardi nel 2024) a seguito del minore contributo del business retail a causa del ridotto contributo dei servizi di efficienza energetica, nonché della maggiore pressione competitiva. Il business della Chimica ha registrato una perdita di €0,82 miliardi che riflette il perdurante contesto di debolezza dell'industria europea, evidenziando tuttavia un miglioramento per effetto dei benefici del piano di ristrutturazione in corso. Infine, nel confronto con il 2024 si segnala la circostanza che il periodo comparativo include un provento derivante da un accordo con altra società circa la ripartizione di pregressi costi di ripristino ambientale in siti industriali nazionali.
Di seguito l'analisi delle principali varianti di risultato di Gruppo:

(€ miliardi)	2025	2024	Var. ass.	di cui	Scenario/ Prezzi/Cambi	Volumi mix.	Costi e altri effetti
Utile operativo proforma adjusted	12,2	14,3	(2,1)		(3,2)	0,2	0,9

Di seguito il break-down dell'utile operativo proforma adjusted per settore:

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**5.010**	**5.238**	**8.257**	**(228)**	**(4,4)**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	745	434	562		
Esclusione special item	2.589	4.676	4.986		
Utile (perdita) operativo adjusted	**8.344**	**10.348**	**13.805**	**(2.004)**	**(19,4)**
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	3.879	3.974	4.004		
Utile operativo proforma adjusted	**12.223**	**14.322**	**17.809**	**(2.099)**	**(14,7)**
Dettaglio per settore di attività:					
Exploration & Production	11.163	13.022	13.538	(1.859)	(14,3)
Global Gas & LNG Portfolio e Power	1.392	1.274	3.599	118	9,3
Enilive e Plenitude	1.208	1.143	1.253	65	5,7
Refining e Chimica	(689)	(713)	46	24	3,4
Corporate e altre attività	(1.067)	(526)	(666)	(541)	..
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	216	122	39	94	
Utile (perdita) ante imposte adjusted	**9.233**	**11.125**	**15.108**	**(1.892)**	**(17,0)**
Utile (perdita) netto adjusted	**5.210**	**5.333**	**8.400**	**(123)**	**(2,3)**
Utile (perdita) netto	**2.758**	**2.764**	**4.860**	**(6)**	**(0,2)**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	**2.608**	**2.624**	**4.771**	**(16)**	**(0,6)**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	508	308	402		
Esclusione special item	1.873	2.325	3.149		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	**4.989**	**5.257**	**8.322**	**(268)**	**(5,1)**

Maggiori dettagli sull'andamento dell'utile operativo proforma adjusted per settore sono riportati nel paragrafo "Risultati per settore di attività". Nell'esercizio 2025 il Gruppo ha conseguito l'utile netto adjusted di €4.989 milioni, in riduzione di €268 milioni rispetto all'anno 2024, che riflette il trend dell'utile operativo adjusted e in parte compensato dalla riduzione del tax rate adjusted di circa 8 punti percentuali.

DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da oneri netti di €1.873 milioni, riferiti principalmente alle seguenti poste valutative:

- svalutazioni di asset industriali dell'upstream (€1.081 milioni) relativi principalmente al write-down di proprietà in fase di dismissione il cui valore è stato allineato al fair value (€511 milioni), di cui due sono state finalizzate nel corso dell'esercizio, nonché a svalutazioni di asset determinate dalla revisione delle riserve e scenario prezzi (€570 milioni);
- svalutazione di impianti chimici a seguito del peggioramento delle prospettive di redditività a causa del continuo deterioramento dei margini (€198 milioni) e al write-down degli investimenti di compliance e stay-in-business relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi nel business Refining (€253 milioni);
- oneri ambientali (€560 milioni) riferiti principalmente all'accantonamento di costi per impianti di raffinazione, depositi, distribuzione carburanti e oleodotti (€133 milioni); attività di bonifica presso i siti industriali dismessi in Italia e i costi relativi al trattamento delle acque di falda (€172 milioni); e l'avanzamento delle attività di bonifica e decomissioning di alcuni siti industriali chiusi o in fase di ristrutturazione nella chimica (€173 milioni);
- accantonamenti a fondo rischi (€325 milioni), principalmente riferiti a un procedimento attualmente pendente dinanzi all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), avente ad oggetto l'attività di vendita retail di carburanti in Italia;
- oneri di fermata impianti nel business della Chimica (circa €77 milioni);
- oneri per incentivazione all'esodo del personale dipendente (€72 milioni).
- la componente valutativa dei derivati su commodity stipulati a scopo di copertura ma privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è applicabile la own use exemption (provento netto di €26 milioni);
- la differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (onere di €46 milioni);

(€ milioni)	2025	2024	2023
Special item dell'utile (perdita) operativo	**2.589**	**4.676**	**4.986**
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*1.582*	*2.900*	*1.802*
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		*140*	
- oneri ambientali	*560*	*31*	*648*
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(21)*	*(38)*	*(11)*
- accantonamenti a fondo rischi	*325*	*44*	*39*
- oneri per incentivazione all'esodo	*72*	*73*	*158*
- derivati su commodity	*(26)*	*1.056*	*1.255*
- differenze e derivati su cambi	*(334)*	*258*	*(16)*
- altro	*431*	*212*	*1.111*
Oneri (proventi) finanziari	**279**	**(155)**	**30**
di cui:			
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	*334*	*(258)*	*16*
Oneri (proventi) su partecipazioni	**(158)**	**(319)**	**(698)**
Imposte sul reddito	**(790)**	**(1.941)**	**(1.180)**
Totale special item dell'utile (perdita) netto	**1.920**	**2.261**	**3.138**
di competenza:			
- interessenze di terzi	47	(64)	(11)
- azionisti Eni	**1.873**	**2.325**	**3.149**

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

RICAVI

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	50.367	54.440	55.773	(4.073)	(7,5)
Global Gas & LNG Portfolio e Power	17.120	18.876	24.168	(1.756)	(9,3)
Enilive e Plenitude	29.278	31.301	32.877	(2.023)	(6,5)
Refining e Chimica	18.179	21.210	23.061	(3.031)	(14,3)
Corporate e altre attività	2.073	1.905	1.830	168	8,8
Elisioni di consolidamento	(34.866)	(38.935)	(43.992)	4.069	
Ricavi della gestione caratteristica	**82.151**	**88.797**	**93.717**	**(6.646)**	**(7,5)**
Altri ricavi e proventi	**1.478**	**2.417**	**1.099**	**(939)**	**(38,8)**
Totale ricavi	**83.629**	**91.214**	**94.816**	**(7.585)**	**(8,3)**

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2025 (€82.151 milioni) sono diminuiti di €6.646 milioni rispetto al 2024 (-7,5%) e riflettono gli effetti indotti dal trend delle principali commodities e dall'apprezzamento dell'euro che hanno impattato tutti i segmenti di business: Brent in calo del 15%, prezzo dei prodotti petroliferi impattati negativamente dalla debole domanda, dall'eccesso di capacità e dalla pressione competitiva esercitata da produzioni estere e dall'effetto delle minori quantità lavorate/disponibilità di prodotto.

Gli altri ricavi e proventi di €1.478 milioni sono diminuiti di €939 milioni rispetto al 2024, per effetto della circostanza che l'esercizio di confronto aveva beneficiato del provento relativo ad un accordo con un operatore italiano per la ripartizione su base paritaria dei costi ambientali sostenuti presso alcuni siti italiani. Inoltre, gli altri ricavi e proventi includono il recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni, nonché proventi per canoni brevetti, licenze e royalties.

COSTI OPERATIVI

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	67.056	71.114	73.836	(4.058)	(5,7)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	11	168	249	(157)	(93,5)
Costo lavoro	3.229	3.262	3.136	(33)	(1,0)
	70.296	**74.544**	**77.221**	**(4.248)**	**(5,7)**

I costi operativi sostenuti nel 2025 (€70.296 milioni) sono diminuiti di €4.248 milioni rispetto al 2024, pari al 5,7%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€67.056 milioni) sono diminuiti del 5,7%, essenzialmente per effetto del minor costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).
Il costo lavoro (€3.229 milioni) è in leggera riduzione rispetto al periodo di confronto, principalmente per effetto di disinvestimenti all'estero per operazioni straordinarie, parzialmente compensato dagli incrementi retributivi legati ai contratti collettivi in Italia.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	6.061	6.353	6.271	(292)	(4,6)
Global Gas & LNG Portfolio e Power	279	267	295	12	4,5
Enilive e Plenitude	745	708	665	37	5,2
Refining e Chimica	146	161	142	(15)	(9,3)
Corporate e altre attività	153	144	140	9	6,3
Effetto eliminazione utili interni	(35)	(33)	(34)	(2)	
Totale Ammortamenti	**7.349**	**7.600**	**7.479**	**(251)**	**(3,3)**
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	1.582	2.900	1.802	(1.318)	(45,4)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	**8.931**	**10.500**	**9.281**	**(1.569)**	**(14,9)**
Radiazioni	33	580	535	(547)	(94,3)
	8.964	**11.080**	**9.816**	**(2.116)**	**(19,1)**

Gli ammortamenti (€7.349 milioni) sono in calo di €251 milioni rispetto al 2024 principalmente nel settore Exploration & Production a seguito dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e dell'effetto della sospensione degli ammortamenti di alcuni asset riclassificati ad attività destinate alla vendita. Queste riduzioni sono state in parte compensate dagli incrementi relativi agli avvii e ramp-up di nuovi progetti. L'aumento nel settore Enilive e Plenitude (+€37 milioni) è relativo all'avvio di alcuni impianti di produzione di energia rinnovabile.

Le svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing (€1.582 milioni), commentate nel paragrafo "special item" sono così articolate:

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Exploration & Production	1.081	2.203	1.043	(1.122)
Global Gas & LNG Portfolio e Power	(18)	101	(38)	(119)
Enilive e Plenitude	7	113	45	(106)
Refining e Chimica	451	455	726	(4)
Corporate e altre attività	61	28	26	33
Svalutazioni (Riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	**1.582**	**2.900**	**1.802**	**(1.318)**

Le radiazioni (€33 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P e riguardano i costi dei pozzi esplorativi completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso relativi in particolare ad iniziative in Algeria e Oman nonché titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono di alcune iniziative sottostanti.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	**(743)**	**(656)**	**(487)**	**(87)**
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(774)	(827)	(667)	53
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	243	367	250	(124)
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(8)	21	34	(29)
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori	(252)	(358)	(207)	106
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(348)	(314)	(267)	(34)
- Interessi attivi verso banche	191	294	356	(103)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	205	161	14	44
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	**(80)**	**278**	**(61)**	**(358)**
- Strumenti finanziari derivati su valute	(86)	310	(63)	(396)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	6	(32)	2	38
Differenze di cambio	**133**	**(38)**	**255**	**171**
Altri proventi (oneri) finanziari	**(251)**	**(405)**	**(274)**	**154**
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	39	44	153	(5)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(250)	(261)	(341)	11
- Altri proventi (oneri) finanziari	(40)	(188)	(86)	148
	(941)	**(821)**	**(567)**	**(120)**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	**122**	**222**	**94**	**(100)**
	(819)	**(599)**	**(473)**	**(220)**

Gli oneri finanziari netti di €819 milioni registrano un incremento di €220 milioni rispetto al 2024 per effetto principalmente: (i) dei maggiori oneri finanziari correlati all'indebitamento a seguito dei minori proventi su titoli valutati al fair value (€124 milioni); (ii) dei maggiori oneri finanziari correlati dalla variazione negativa del fair value dei derivati su cambi (+€396 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base all'IFRS 9 parzialmente compensato dalla variazione positiva delle differenze cambio (€171 milioni).

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

2025 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.116	32	(86)	120	(21)	**1.161**
Dividendi	182		6	22	32	**242**
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	32				45	**77**
Altri proventi (oneri) netti	92	(18)	6		27	**107**
	1.422	**14**	**(74)**	**142**	**83**	**1.587**

I proventi netti su partecipazioni ammontano a €1.587 milioni e riguardano:

- le quote di competenza dei risultati dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €1.161 milioni riferite principalmente alla rilevazione della quota di competenza di Vår Energi, Azule Energy, Ithaca Energy e ADNOC R&GT nonché la quota Eni del risultato della joint venture Saipem;
- i dividendi di €242 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie valutate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€156 milioni) e alla Everen Ltd (€30 milioni);
- la plusvalenza di €77 milioni connesse principalmente alla finalizzazione dell'investimento del 49,99% da parte del fondo GIP nell'attività CCS Eni e dalla vendita di azioni ordinarie di Ithaca Energy tramite un meccanismo di Accelerated Bookbuilding;
- altri proventi netti di €107 milioni relativi principalmente agli effetti dell'acquisizione di una quota addizionale nel giacimento in produzione di Touat in Algeria nonché alla plusvalenza da valutazione al fair value della quota mantenuta nella joint venture con GIP.

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.161	866	1.336	295
Dividendi	242	227	255	15
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	77	562	430	(485)
Altri proventi (oneri) netti	107	195	423	(88)
Proventi (oneri) su partecipazioni	**1.587**	**1.850**	**2.444**	**(263)**

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si riducono di €705 milioni a €3.020 milioni e includono €385 milioni di rivalutazione delle imposte differite attive, che riflette le migliori prospettive di redditività delle controllate italiane. Su base adjusted, il tax rate si ridetermina in circa il 44% (52% nel 2024). La riduzione del tax rate adjusted è dovuta al migliore mix geografico dell'utile ante imposte nell'E&P, che riflette il maggior contributo delle giurisdizioni con aliquote fiscali inferiori alla media, anche a seguito della razionalizzazione del portafoglio, e la decisione finale d'investimento per diversi progetti di sviluppo che ha consentito di riconoscere il beneficio fiscale associato alle spese esplorative sostenute in precedenti periodi.

RISULTATI PER SETTORE DI ATTIVITÀ[1]

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	**50.367**	**54.440**	**55.773**	**(4.073)**	**(7,5)**
di cui: Upstream	*19.436*	*23.053*	*23.957*	*(3.617)*	*(16)*
Utile operativo proforma adjusted	**11.163**	**13.022**	**13.538**	**(1.859)**	**(14,3)**
di cui: società partecipate rilevanti	*3.670*	*3.802*	*3.414*	*(132)*	*(3)*
Utile (perdita) operativo delle società consolidate	**6.302**	**6.715**	**8.693**	**(413)**	**(6,2)**
Esclusione special item:	1.191	2.505	1.431		
- oneri ambientali	*24*	*9*	*81*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*1.081*	*2.203*	*1.043*		
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti		*140*			
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(10)*	*(25)*	*2*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*23*	*21*	*42*		
- accantonamenti a fondo rischi	*122*	*9*	*7*		
- derivati su commodity	*(9)*	*(1)*	*15*		
- differenze e derivati su cambi	*(48)*	*22*	*73*		
- altro	*8*	*127*	*168*		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	**7.493**	**9.220**	**10.124**	**(1.727)**	**(18,7)**
Utile (perdita) ante imposte adjusted	**8.464**	**10.247**	**11.239**	**(1.783)**	**(17,4)**
Tax rate (%)	*42,4*	*53,4*	*49,7*		
Utile (perdita) netto adjusted	**4.875**	**4.777**	**5.648**	**98**	**2,1**
I risultati includono:					
costi di ricerca esplorativa:	211	741	687	(530)	(71,5)
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	*174*	*186*	*205*	*(12)*	*(6,5)*
- radiazione di pozzi di insuccesso[a]	*37*	*555*	*482*	*(518)*	*(93,3)*
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio[b] ($/barile)	64,19	74,09	75,28	(9,90)	(13,4)
Gas naturale ($/migliaia di metri cubi)	278,15	273,02	287,49	5,13	1,9
Idrocarburi ($/boe)	53,64	57,56	59,35	(3,92)	(6,8)

(a) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.
(b) Include condensati.

(1) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione. I risultati dei segmenti di business evidenziano il loro contributo al consolidato Eni.

Nel 2025 il settore Exploration & Production ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €11.163 milioni, in riduzione del 14,3% rispetto al 2024, a causa dei minori prezzi di realizzo dei liquidi che riflettono la riduzione del prezzo del petrolio in dollari (marker Brent -15%) e l'apprezzamento del cambio EUR/USD (+4,4%) che penalizza la conversione in euro dei bilanci delle controllate aventi il dollaro USA come moneta funzionale. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dalla crescita delle produzioni e favorevoli effetti mix, dalle iniziative di efficienza e dalle minori radiazioni di costi esplorativi.

Il settore ha riportato un utile netto adjusted di €4.875 milioni in crescita rispetto al 2024. Il tax rate diminuisce di circa 10 punti percentuali rispetto al 2024 riflettendo un favorevole mix geografico dei profitti e alla circostanza che diversi progetti esplorativi hanno raggiunto la decisione finale d'investimento nel corso dell'anno, che ha consentito di riconoscere il beneficio fiscale associato alle spese esplorative sostenute.

Società partecipate rilevanti (€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Utile operativo adjusted (quota Eni)	3.670	3.802	3.414	(132)	(3,5)
di cui: Vår Energi	*2.169*	*2.287*	*2.348*	*(118)*	*(5,2)*
Azule	*817*	*1.110*	*876*	*(293)*	*(26,4)*
Utile netto adjusted	1.050	1.198	1.153	(148)	(12,4)
Dividendi	1.206	1.124	1.470	82	7,3

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

(€ milioni)	**2025**	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	**17.120**	**18.876**	**24.168**	**(1.756)**	**(9,3)**
Utile operativo proforma adjusted	**1.392**	**1.274**	**3.599**	**118**	**9,3**
- GGP	*1.045*	*1.138*	*3.433*	*(93)*	*(8,2)*
di cui: società partecipate rilevanti	*30*	*39*	*186*	*(9)*	*(23,1)*
- Power	*347*	*136*	*166*	*211*	*155,1*
Utile (perdita) operativo delle società consolidate	**1.770**	**(909)**	**2.626**	**2.679**	**..**
Esclusione special item:	(408)	2.144	787		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*(18)*	*101*	*(38)*		
- oneri ambientali	*1*	*(3)*	*1*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*2*	*1*	*6*		
- derivati su commodity	*(377)*	*1.740*	*99*		
- differenze e derivati su cambi	*(292)*	*228*	*(105)*		
- altro	*276*	*77*	*824*		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	**1.362**	**1.235**	**3.413**	**127**	**10,3**
Utile (perdita) ante imposte adjusted	**1.378**	**1.272**	**3.463**	**106**	**8,3**
Utile (perdita) netto adjusted	**851**	**787**	**2.494**	**64**	**8,1**

Nel 2025 il business Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €1.045 milioni. Il risultato è in riduzione dell'8% rispetto al 2024 a causa di uno scenario di mercato debole, in particolare in termini di volatilità, spread e di un contesto generale di prezzi più bassi nonché da minori benefici da rinegoziazioni e accordi commerciali.

Il business Power di produzione di energia da impianti a gas ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €347 milioni, in aumento di €211 milioni rispetto all'anno 2024, beneficiando degli effetti di un provento una tantum dovuto a una rinegoziazione contrattuale.

Il settore GGP e Power chiude l'esercizio con un utile netto adjusted di €851 milioni rispetto all'utile di €787 milioni del 2024.

ENILIVE AND PLENITUDE

ENILIVE

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	**19.120**	**21.139**	**21.780**	**(2.019)**	**(9,6)**
EBITDA proforma adjusted	**953**	**852**	**1.013**	**101**	**11,9**
Utile operativo proforma adjusted	**637**	**539**	**738**	**98**	**18,2**
di cui: società partecipate rilevanti	(45)	(32)	(4)	(13)	(40,6)
Utile (perdita) operativo delle società consolidate	**499**	**282**	**585**	**217**	**77,0**
Esclusione (utile) perdita di magazzino	115	112	47		
Esclusione special item:	68	177	110		
- oneri ambientali	*57*	*38*	*36*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		*117*	*38*		
- accantonamenti a fondo rischi		*2*	*8*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*3*	*4*	*15*		
- derivati su commodity	*(13)*				
- differenze e derivati su cambi	*(1)*	*(1)*	*2*		
- altro	*22*	*17*	*11*		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	**682**	**571**	**742**	**111**	**19,4**
Utile (perdita) ante imposte adjusted	**611**	**512**	**720**	**99**	**19,3**
Utile (perdita) netto adjusted	**456**	**358**	**516**	**98**	**27**

Nell'anno 2025 Enilive ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €637 milioni nell'esercizio 2025, +18,2% rispetto al 2024, supportato dai robusti risultati ottenuti dalle bioraffinerie in Italia, supportati dalla ripresa dei margini dei biocarburanti in Europa e dai maggiori volumi lavorati. Il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €953 milioni (€852 milioni nel 2024).

PLENITUDE

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	**10.168**	**10.179**	**11.102**	**(11)**	**(0,1)**
EBITDA proforma adjusted	**1.065**	**1.058**	**927**	**7**	**0,7**
Utile operativo proforma adjusted	**571**	**604**	**515**	**(33)**	**(5,5)**
di cui: società partecipate rilevanti	*17*	*(12)*		*29*	*241,7*
Utile (perdita) operativo delle società consolidate	**153**	**1.307**	**(659)**	**(1.154)**	**(88,3)**
Esclusione special item:	401	(691)	1.174		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*7*	*(4)*	*7*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*1*	*(1)*			
- oneri per incentivazione all'esodo	*(1)*	*(6)*	*7*		
- derivati su commodity	*381*	*(682)*	*1.142*		
- altro	*13*	*2*	*18*		
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	**554**	**616**	**515**	**(62)**	**(10,1)**
Utile (perdita) ante imposte adjusted	**510**	**564**	**466**	**(54)**	**(9,6)**
Utile (perdita) netto adjusted	**346**	**366**	**293**	**(20)**	**(5,5)**

Nel 2025, Plenitude ha registrato un utile operativo proforma adjusted pari a €571 milioni, in diminuzione del 5,5% rispetto al 2024, a seguito del minore risultato conseguito dal business retail a causa del ridotto contributo dei servizi di efficienza energetica, nonché della maggiore pressione competitiva.

L'EBITDA proforma adjusted è stato pari a €1.065 milioni (€1.058 milioni nel 2024), sostenuto dalla maggiore capacità in operation, parzialmente compensata dal minore contributo eolico in Europa e dallo scenario dei prezzi negativo in alcuni paesi chiave.

REFINING E CHIMICA

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	**18.179**	**21.210**	**23.061**	**(3.031)**	**(14,3)**
Utile operativo proforma adjusted	**(689)**	**(713)**	**46**	**24**	**3,4**
- Refining	*130*	*101*	*660*	*29*	*28,7*
di cui: società partecipate rilevanti	*207*	*177*	*408*	*30*	*16,9*
- Chimica	*(819)*	*(814)*	*(614)*	*(5)*	*(0,6)*
Utile (perdita) operativo delle società consolidate	**(2.485)**	**(1.681)**	**(2.121)**	**(804)**	**(47,8)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino	684	95	557		
Esclusione special item:	905	696	1.202		
- oneri ambientali	*306*	*177*	*337*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*451*	*455*	*726*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(5)*	*(2)*	*(9)*		
- accantonamenti a fondo rischi	*36*	*33*	*11*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*11*	*19*	*31*		
- derivati su commodity	*(8)*	*(1)*	*(1)*		
- differenze e derivati su cambi	*7*	*6*	*11*		
- altro	*107*	*9*	*96*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**(896)**	**(890)**	**(362)**	**(6)**	**(0,7)**
Utile (perdita) ante imposte adjusted	**(714)**	**(755)**	**47**	**41**	**5,4**
Utile (perdita) netto adjusted	**(681)**	**(449)**	**36**	**(232)**	**(51,7)**

Il business Refining ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €130 milioni nell'esercizio 2025 in aumento di €29 milioni rispetto all'utile di €101 milioni conseguito nell'anno 2024, grazie alla ripresa dei margini di raffinazione a seguito del miglioramento del crack spread dei prodotti, supportati dall'incremento dei tassi di utilizzo degli impianti di raffinazione.

Nel 2025 il business della Chimica ha registrato una perdita operativa proforma adjusted di €819 milioni (perdita di €814 milioni nel 2024). Tale risultato riflette un contesto di perdurante contrazione del settore chimico europeo, dovuto al rallentamento macroeconomico che influenza la domanda di commodity e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai competitors americani ed asiatici in un contesto di eccesso di offerta e pressione competitiva.

La perdita netta adjusted del settore Refining e Chimica ammonta a €681 milioni (perdita netta adjusted di €449 milioni nel 2024).

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	**2.073**	**1.905**	**1.830**	**168**	**8,8**
Utile operativo proforma adjusted	**(1.067)**	**(526)**	**(666)**	**(541)**	**..**
Utile (perdita) operativo delle società consolidate	**(1.499)**	**(371)**	**(948)**	**(1.128)**	**..**
Esclusione special item:	432	(155)	282		
- oneri ambientali	*172*	*(190)*	*193*		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	*61*	*28*	*26*		
- plusvalenze nette su cessione di asset	*(7)*	*(10)*	*(4)*		
- accantonamenti a fondo rischi	*167*		*13*		
- oneri per incentivazione all'esodo	*34*	*34*	*57*		
- differenze derivati su cambi		*3*	*3*		
- altro	*5*	*(20)*	*(6)*		
Utile (perdita) operativo adjusted	**(1.067)**	**(526)**	**(666)**	**(541)**	**..**
Utile (perdita) ante imposte adjusted	**(1.232)**	**(837)**	**(866)**	**(395)**	**(47,2)**
Utile (perdita) netto adjusted	**(793)**	**(586)**	**(613)**	**(207)**	**(35)**

Il risultato dell'aggregato Corporate e Altre Attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment). Inoltre include i risultati dell'attività CCS e dell'Agri-business, in fase di sviluppo.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[a]

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato e utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria.

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 Dicembre 2024	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	50.536	59.864	(9.328)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.184	5.822	(638)
Attività immateriali	6.022	6.434	(412)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.187	1.595	(408)
Partecipazioni	14.484	15.545	(1.061)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	974	1.107	(133)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.337)	(1.364)	27
	77.050	**89.003**	**(11.953)**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	5.143	6.259	(1.116)
Crediti commerciali	8.986	12.562	(3.576)
Debiti commerciali	(13.901)	(15.170)	1.269
Attività (passività) tributarie nette	1.506	144	1.362
Fondi per rischi e oneri	(14.580)	(15.774)	1.194
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.572)	(2.292)	720
	(14.418)	**(14.271)**	**(147)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(596)**	**(681)**	**85**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**5.837**	**225**	**5.612**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**67.873**	**74.276**	**(6.403)**
Patrimonio netto degli azionisti Eni	47.940	52.785	(4.845)
Interessenze di terzi	4.847	2.863	1.984
Patrimonio netto	**52.787**	**55.648**	**(2.861)**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	**9.386**	**12.175**	**(2.789)**
Passività per leasing	5.700	6.453	(753)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**15.086**	**18.628**	**(3.542)**
COPERTURE	**67.873**	**74.276**	**(6.403)**
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	**0,15**	**0,18**	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	**0,22**	**0,25**	

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Al 31 dicembre 2025 il capitale immobilizzato (€77.050 milioni) è diminuito di €11.953 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 a seguito dell'effetto negativo delle differenze cambio (al 31 dicembre 2025, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,176 rispetto al cambio di 1,039 al 31 dicembre 2024, +13%) che hanno ridotto il valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari, nonché delle dismissioni e della riclassifica di attività in corso di dismissione. Gli investimenti del periodo sono stati compensati dagli ammortamenti/svalutazioni. Le "Attività destinate alla vendita" includono la classificazione delle proprietà Eni in Indonesia per la prospettata combinazione di business con le proprietà di Petronas in Malesia, nonché partecipazioni di minoranza in alcuni asset del settore upstream e impianti rinnovabili di Plenitude, a seguito delle operazioni di cessione in corso.

Il capitale di esercizio netto è sostanzialmente invariato attestandosi a €14.418 milioni. Le attività tributarie nette sono aumentate di €1.362 milioni per effetto della decisione finale d'investimento di progetti E&P, che ha comportato il riconoscimento del beneficio fiscale associato a spese esplorative sostenute in precedenza, oltre all'iscrizione di imposte differite attive associate a pregresse perdite fiscali delle controllate italiane, a seguito di migliorate prospettive di redditività.

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	2025	2024
Utile (perdita) netto dell'esercizio	**2.758**	**2.764**
Componenti non riclassificabili a conto economico	**(37)**	**67**
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	*(9)*	*8*
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	*(30)*	*62*
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		*1*
Effetto fiscale	*2*	*(4)*
Componente riclassificabili a conto economico	**(5.738)**	**2.348**
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	*(6.410)*	*3.066*
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	*865*	*(912)*
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*65*	*(69)*
Effetto fiscale	*(258)*	*263*
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	**(5.775)**	**2.415**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	**(3.017)**	**5.179**
di competenza:		
- azionisti Eni	**(2.874)**	**4.962**
- interessenze di terzi	**(143)**	**217**

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024		**53.644**
Totale utile (perdita) complessivo	5.179	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.067)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(50)	
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.848	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)	
Opzione put su Plenitude	(387)	
Acquisto azioni proprie	(2.003)	
Operazione Plenitude - cessione EIP	588	
Costi emissione obbligazioni ibride perpetue	(21)	
Imposte su cedole Bond ibrido	36	
Altre variazioni	19	
Totale variazioni		**2.004**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2024		**55.648**
di competenza:		
- azionisti Eni		**52.785**
- interessenze di terzi		2.863
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2025		**55.648**
Totale utile (perdita) complessivo	(3.017)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.081)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(275)	
Acquisto di azioni proprie	(1.881)	
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.500	
Riacquisto di obbligazioni ibride perpetue	(1.500)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(310)	
Imposte su cessione Enilive e Plenitude	(36)	
Imposte su cedole e costi bond ibrido	65	
Operazione Plenitude - cessione EIP	209	
Operazione Plenitude - cessione ARES	2.003	
Opzione put su Plenitude	(139)	
Operazione Enilive - cessione KKR	3.569	
Altre variazioni	32	
Totale variazioni		**(2.861)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2025		**52.787**
di competenza:		
- azionisti Eni		**47.940**
- interessenze di terzi		4.847

Il patrimonio netto degli azionisti Eni (€47.940 milioni) si riduce di €4.845 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto delle differenze cambio negative (€6.144 milioni) a causa del deprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro, e della remunerazione degli azionisti di €4.962 milioni (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie). Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'utile netto del periodo (€2.608 milioni) e dalla rilevazione nelle riserve di utili della differenza positiva (€3.396 milioni) tra il valore contabile delle partecipazioni di minoranza nelle controllate Enilive e Plenitude cedute a terzi e il corrispettivo ricevuto.

Le interessenze di terzi[1] di €4.847 milioni al 31 dicembre 2025 includono: i) la partecipazione di minoranza acquisita dal socio KKR nel capitale sociale di Enilive (€0,9 miliardi) e la partecipazione di minoranza del fondo EIP e Ares in Plenitude di €1,8 miliardi; ii) il bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una controllata nel 2024 (€1,7 miliardi) classificato a patrimonio netto in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di attività finanziarie agli obbligazionisti.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "gearing" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi. Il management Eni utilizza il gearing per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento terzi e il capitale investito netto, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 Dicembre 2025	31 Dicembre 2024	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.464	30.348	(1.884)
- Debiti finanziari a breve termine	*8.363*	*8.820*	*(457)*
- Debiti finanziari a lungo termine	*20.101*	*21.528*	*(1.427)*
Disponibilità liquide ed equivalenti (a)	(8.242)	(8.183)	(59)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.991)	(6.797)	(194)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3.845)	(3.193)	(652)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	**9.386**	**12.175**	**(2.789)**
Passività per beni in leasing	5.700	6.453	(753)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**15.086**	**18.628**	**(3.542)**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**52.787**	**55.648**	**(2.861)**
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	**0,15**	**0,18**	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	**0,22**	**0,25**	

(a) Comprende €142 milioni di cassa di società consolidate held-for-sale temporaneamente depositati presso banche terze a fine 2025 e trasferiti sui conti di tesoreria di Gruppo a inizio 2026.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2025 è pari a €15.086 milioni in diminuzione di €3.542 milioni rispetto al 2024. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a €28.464 milioni, di cui €8.363 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.434 milioni) e €20.101 milioni a lungo termine.
Escludendo l'effetto della lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina a €9.386 miliardi, in diminuzione di €2.789 milioni rispetto al 31 dicembre 2024.
Il gearing[2] – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto, entrambi ante lease liabilities – si attesta al 15% al 31 dicembre 2025; ovvero 14% su base proforma considerando le operazioni di cessione in corso.

(1) Si rinvia alle Note al bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale (nota n. 26 - Patrimonio netto).
(2) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[a]

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Utile (perdita) netto	**2.758**	**2.764**	**4.860**	**(6)**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	7.209	9.951	7.781	(2.742)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(99)	(601)	(441)	502
- dividendi, interessi e imposte	3.590	4.246	5.596	(656)
Variazione del capitale di esercizio	2.735	1.286	1.811	1.449
Dividendi incassati da partecipate	1.785	1.946	2.255	(161)
Imposte pagate	(3.737)	(5.826)	(6.283)	2.089
Interessi (pagati) incassati	(911)	(674)	(460)	(237)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**13.330**	**13.092**	**15.119**	**238**
Investimenti tecnici	(8.647)	(8.485)	(9.215)	(162)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(878)	(2.593)	(2.592)	1.715
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1.383	2.788	596	(1.405)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	183	(996)	(348)	1.179
Free cash flow	**5.371**	**3.806**	**3.560**	**1.565**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(1.339)	(531)	2.194	(808)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(2.555)	(1.293)	315	(1.262)
Rimborso di passività per beni in leasing	(1.250)	(1.205)	(963)	(45)
Flusso di cassa del capitale proprio	537	(4.522)	(4.882)	5.059
Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	(328)	1.640	(138)	(1.968)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	(198)	83	(62)	(281)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**238**	**(2.022)**	**24**	**2.260**
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	**12.496**	**13.590**	**16.498**	**(1.094)**

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Free cash flow	**5.371**	**3.806**	**3.560**	**1.565**
Rimborso di passività per beni in leasing	(1.250)	(1.205)	(963)	(45)
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(762)	(631)	(234)	(131)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	362		(155)	362
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(1.141)	(364)	(1.061)	(777)
Flusso di cassa del capitale proprio	537	(4.522)	(4.882)	5.059
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(328)	1.640	(138)	(1.968)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	**2.789**	**(1.276)**	**(3.873)**	**4.065**
Rimborsi lease liability	1.250	1.205	963	45
Accensioni del periodo e altre variazioni	(497)	(2.322)	(1.348)	1.825
Variazione passività per beni in leasing	**753**	**(1.117)**	**(385)**	**1.870**
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	**3.542**	**(2.393)**	**(4.258)**	**5.935**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il flusso di cassa netto da attività operativa dell'esercizio 2025 è stato di €13.330 milioni, in aumento di €238 milioni rispetto al 2024 include €1.785 milioni di dividendi incassati dalle partecipate, principalmente da Azule Energy e Vår Energi.

Il flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted si ridetermina in €12.496 milioni nell'esercizio 2025, al netto delle seguenti componenti: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza, gli oneri di decommissioning stanziati in relazione a piani industriali di riconversione di impianti non competitivi nello scenario di transizione o di smantellamento di attività in perdita, accantonamenti non ricorrenti relativi ad alcuni procedimenti legali, nonché le imposte in-kind maturate nei contratti petroliferi PSA che si assume siano completamente liquidate nel trimestre successivo.

La riduzione nell'anno 2025 dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €2,79 miliardi è dovuta al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €12,5 miliardi, alla cessione di quota di minoranze in Enilive e in Plenitude (€5,78 miliardi), nonché ai flussi di cassa relativi alla cessione di asset per €1,38 miliardi e l'ottimizzazione del capitale circolante (€1,1 miliardi) per effetto delle cash initiatives adottate per compensare lo scenario (€4 miliardi, principalmente manovra circolante). Tali flussi hanno finanziato i fabbisogni per i capex organici di €8,5 miliardi, il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e l'acquisto di azioni proprie di €4,98 miliardi (€3,08 miliardi di pagamento dividendi e €1,90 miliardi relativi al riacquisto di azioni), l'accensione di nuovi supplier agreement (€1 miliardo), il pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€1,58 miliardi), le variazioni dell'area di consolidamento e riclassifiche a asset held-for-sale (€0,7 miliardi), nonché altre variazioni per €1 miliardo.

La riconduzione del flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted al flusso di cassa netto da attività operativa per i reporting period 2025, 2024 e 2023 è riportata di seguito:

(€ milioni)	**2025**	2024	2023	var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.330	13.092	15.119	238
Variazione del capitale di esercizio	(2.735)	(1.286)	(1.811)	(1.449)
Esclusione derivati su commodity	(26)	1.056	1.255	(1.082)
Esclusione (utile) perdita di magazzino	745	434	562	311
(Proventi) oneri straordinari	1.182	294	1.373	888
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	**12.496**	**13.590**	**16.498**	**(1.094)**

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	**2025**	2024	2023	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	6.253	6.055	7.135	198	3,3
- acquisto di riserve proved e unproved	*222*				
- ricerca esplorativa	*391*	*433*	*784*	*(42)*	*(9,7)*
- sviluppo di idrocarburi	*5.502*	*5.564*	*6.293*	*(62)*	*(1,1)*
- altro	*138*	*58*	*58*	*80*	*137,9*
Global Gas & LNG Portfolio e Power	109	110	119	(1)	(0,9)
- Global Gas & LNG Portfolio	*16*	*20*	*16*	*(4)*	*(20,0)*
- Power	*93*	*90*	*103*	*3*	*3,3*
Enilive e Plenitude	1.232	1.303	1.064	(71)	(5,4)
- Enilive	*468*	*416*	*428*	*52*	*12,5*
- Plenitude	*764*	*887*	*636*	*(123)*	*(13,9)*
Refining e Chimica	663	632	556	31	4,9
- Refining	*481*	*422*	*369*	*59*	*14,0*
- Chimica	*182*	*210*	*187*	*(28)*	*(13,3)*
Corporate e altre attività	430	408	360	22	5,4
Effetto eliminazione utili interni	(40)	(23)	(19)	(17)	
Investimenti tecnici[a]	**8.647**	**8.485**	**9.215**	**162**	**1,9**
Investimenti in partecipazioni/business combination	**878**	**2.593**	**2.592**	**(1.715)**	**(66,1)**
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination	**9.525**	**11.078**	**11.807**	**(1.553)**	**(14,0)**

(a) I costi capitalizzati per i quali sono stati concessi dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono rilevati nelle altre variazioni del rendiconto finanziario riclassificato e non sono riportati nella tabella (€1.371 milioni nel 2025).

I fabbisogni per gli investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination ammontano a €9.525 milioni, in riduzione del 14% rispetto al 2024.

Gli investimenti in partecipazioni/business combination (€878 milioni) si riferiscono principalmente allo sviluppo della capacità da fonti rinnovabili di Plenitude, ad acquisizioni di quote di minoranza in asset upstream e ad investimenti per lo sviluppo dell'agri-business. Tali impieghi sono stati in parte compensati dalla cessione di una partecipazione del 30% nel progetto Baleine e in altri giacimenti non strategici in Congo, nonché dalla transazione con GIP per sviluppare e valorizzare la nostra attività CCUS.

Nel 2025 gli investimenti tecnici di €8.647 milioni (€8.485 milioni nell'esercizio 2024) evidenziano un incremento del 2% rispetto al periodo di confronto, in particolare:

- nel settore Exploration & Production gli investimenti (€6.253 milioni) sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare negli Emirati Arabi Uniti, Libia, Egitto, Indonesia, Algeria, Congo e Italia;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€764 milioni) sono relativi allo sviluppo del business delle rinnovabili, all'acquisizione di nuovi clienti nonché all'attività di sviluppo della rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€468 milioni) sono relativi principalmente all'attività di bioraffinazione e di commercializzazione in Italia e all'estero, ad interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente;
- nel settore Refining e Chimica sono principalmente legati l'attività di raffinazione in Italia (€481 milioni) relativi alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€182 milioni) su economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate sono principalmente relativi alle attività di CCS e i progetti di agribusiness (€240 milioni).

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (NON-GAAP MEASURE)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini.

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

Pertanto, restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati su cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity/tassi di cambio valutati a fair value privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS o per poter beneficiare della "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

EBITDA

Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più ammortamenti e svalutazioni. Indica la redditività dell'azienda sulla base delle decisioni operative.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

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

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio, escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie, quali accantonamenti straordinari per perdite su crediti, nonché in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

ROACE Adjusted

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

Coverage

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

Current ratio

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

Debt coverage

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

Debt/EBITDA

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

Profit per boe

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

Opex per boe

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

Finding & Development cost per boe

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

Utile operativo proforma adjusted

In relazione al crescente contributo delle JV/associates è stata definita la misura di risultato «utile operativo proforma adjusted» che integra la quota Eni dei margini operativi delle investee.
Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED

2025 (€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	**6.302**	**1.770**	**652**	**(2.485)**	**(1.499)**	**270**	**5.010**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			115	684		(54)	745
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	24	1	57	306	172		560
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.081	(18)	7	451	61		1.582
- plusvalenze nette su cessione di asset	(10)		1	(5)	(7)		(21)
- accantonamenti a fondo rischi	122			36	167		325
- oneri per incentivazione all'esodo	23	2	2	11	34		72
- derivati su commodity	(9)	(377)	368	(8)			(26)
- differenze e derivati su cambi	(48)	(292)	(1)	7			(334)
- altro	8	276	35	107	5		431
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.191	(408)	469	905	432		2.589
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	**7.493**	**1.362**	**1.236**	**(896)**	**(1.067)**	**216**	**8.344**
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	3.670	30	(28)	207			3.879
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	**11.163**	**1.392**	**1.208**	**(689)**	**(1.067)**	**216**	**12.223**
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(79)	(16)	(35)	22	(165)		(273)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(679)	13	(54)	(78)			(798)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.941)	(11)	2	31			(1.919)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	1.050	32	(80)	160			1.162
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	**8.464**	**1.378**	**1.121**	**(714)**	**(1.232)**	**216**	**9.233**
Imposte sul reddito (i)	(3.589)	(527)	(319)	33	439	(60)	(4.023)
Tax rate (%)							*43,6*
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	**4.875**	**851**	**802**	**(681)**	**(793)**	**156**	**5.210**
di cui:							
- interessenze di terzi							221
- azionisti Eni							**4.989**
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							**2.608**
Esclusione (utile) perdita di magazzino							508
Esclusione special item							1.873
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							**4.989**

RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED

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

RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED

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

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2025 Valori da schema legale	31 dicembre 2025 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2024 Valori da schema legale	31 dicembre 2024 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			50.536		59.864
Diritto di utilizzo beni in leasing			5.184		5.822
Attività immateriali			6.022		6.434
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.187		1.595
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			14.484		15.545
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		974		1.107
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.337)		(1.364)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 11)	(49)		(56)	
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 11)			(40)	
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 8)	209		527	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 11)	169		144	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 18)	(1.666)		(1.939)	
Totale Capitale immobilizzato			**77.050**		**89.003**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			5.143		6.259
Crediti commerciali	(vedi nota 8)		8.986		12.562
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(13.901)		(15.170)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			1.506		144
- passività per imposte sul reddito correnti		(343)		(587)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(40)		(40)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	(1.589)		(1.749)	
- passività per imposte differite		(4.805)		(5.581)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	(47)		(48)	
- attività per imposte sul reddito correnti		539		695	
- attività per imposte sul reddito non correnti		125		129	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	919		850	
- attività per imposte anticipate		6.716		6.322	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	24		147	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 8)	9		10	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 18)	(2)		(4)	
Fondi per rischi e oneri			(14.580)		(15.774)
Altre attività (passività), composti da:			(1.572)		(2.292)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 17)				
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 8)	3.232		3.802	
- altre attività correnti	(vedi nota 11)	3.024		2.812	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 11)	2.608		3.678	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 18)	(4.692)		(4.979)	
- altre passività correnti	(vedi nota 11)	(2.401)		(3.244)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 11)	(3.343)		(4.361)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(14.418)**		**(14.271)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(596)**		**(681)**

(segue) Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2025 Valori da schema legale	31 dicembre 2025 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2024 Valori da schema legale	31 dicembre 2024 Valori da schema riclassificato
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			**5.837**		**225**
composte da:					
- attività destinate alla vendita[a]		7.863		420	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(2.026)		(195)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			**67.873**		**74.276**
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			**52.787**		**55.648**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			28.464		30.348
- passività finanziarie a lungo termine		20.139		21.570	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.434		4.582	
- passività finanziarie a breve termine		4.929		4.238	
- altre attività non correnti	(vedi nota 11)	(38)		(42)	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti[a]			(8.242)		(8.183)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico			(6.991)		(6.797)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		(3.845)		(3.193)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			**9.386**		**12.175**
Passività per beni in leasing, composti da:			5.700		6.453
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.437		5.174	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		1.263		1.279	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16[b]			**15.086**		**18.628**
COPERTURE			**67.873**		**74.276**

(a) Comprende €142 milioni di cassa di società consolidate held-for-sale temporaneamente depositati presso banche terze a fine 2025 e trasferiti sui conti di tesoreria di Gruppo a inizio 2026.
(b) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 20 al Bilancio consolidato.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2025 Valori da schema legale	2025 Valori da schema riclassificato	2024 Valori da schema legale	2024 Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto		**2.758**		**2.764**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		7.209		9.951
- ammortamenti	7.349		7.600	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.582		2.900	
- radiazioni	33		580	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1.161)		(866)	
- altre variazioni	(515)		(158)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(79)		(105)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(99)		(601)
Dividendi, interessi e imposte		3.590		4.246
- dividendi	(242)		(227)	
- interessi attivi	(444)		(497)	
- interessi passivi	1.256		1.245	
- imposte sul reddito	3.020		3.725	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		2.735		1.286
- rimanenze	916		68	
- crediti commerciali	3.214		1.145	
- debiti commerciali	(835)		110	
- fondi per rischi e oneri	(554)		(87)	
- altre attività e passività	(6)		50	
Dividendi incassati		1.785		1.946
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.737)		(5.826)
Interessi (pagati) incassati		(911)		(674)
- interessi incassati	358		456	
- interessi pagati	(1.269)		(1.130)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**13.330**		**13.092**
Investimenti		(8.647)		(8.485)
- attività materiali	(8.702)		(7.999)	
- attività immateriali	(527)		(486)	
- altre variazioni	582			
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(878)		(2.593)
- partecipazioni	(682)		(798)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(196)		(1.795)	
Disinvestimenti		1.383		2.788
- attività materiali	1.414		1.354	
- attività immateriali	4		21	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	118		887	
- partecipazioni	135		526	
- altre variazioni	(288)			
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		183		(996)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(5)	
- investimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(89)		(185)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	197		(514)	
- disinvestimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa	98		69	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(23)		(361)	
Free cash flow		**5.371**		**3.806**

(segue) RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2025 Valori da schema legale	2025 Valori da schema riclassificato	2024 Valori da schema legale	2024 Valori da schema riclassificato
Free cash flow		**5.371**		**3.806**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(1.339)		(531)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.339)		(531)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(2.555)		(1.293)
- assunzione di debiti finanziari a lungo termine	1.884		3.516	
- rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(4.163)		(4.748)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(276)		(61)	
Rimborso di passività per beni in leasing		(1.250)		(1.205)
Flusso di cassa del capitale proprio		537		(4.522)
- apporti di capitale da azionisti terzi	709		589	
- acquisto di azioni proprie	(1.896)		(2.012)	
- cessione di quote di partecipazioni in società consolidate	5.072			
- dividendi pagati ad azionisti Eni	(3.080)		(3.068)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(277)		(45)	
- altri apporti	9		14	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(328)		1.640
- emissioni (rimborsi) netti di obbligazioni subordinate perpetue	(18)		1.778	
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni subordinate perpetue	(310)		(138)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(198)		83
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(198)		83	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**238**		**(2.022)**

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica	32.043	35.026	42.790	(2.983)
Altri ricavi e proventi	757	569	432	188
Costi operativi	(33.595)	(35.391)	(41.050)	1.796
Altri proventi (oneri) operativi	472	(192)	705	664
Ammortamenti	(537)	(577)	(634)	40
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(348)	(490)	(644)	142
Radiazioni		(2)	(19)	2
Risultato operativo	**(1.208)**	**(1.057)**	**1.580**	**(151)**
Proventi (oneri) finanziari	(402)	(112)	(265)	(290)
Proventi (oneri) su partecipazioni	5.164	6.167	2.282	(1.003)
Utile prima delle imposte	**3.554**	**4.998**	**3.597**	**(1.444)**
Imposte sul reddito	875	1.421	(325)	(546)
Utile netto	**4.429**	**6.419**	**3.272**	**(1.990)**

L'utile netto di Eni SpA per l'esercizio 2025 ammonta a €4.429 milioni, in diminuzione di €1.990 milioni rispetto all'esercizio precedente, per effetto principalmente: (i) del decremento dei proventi netti su partecipazioni (€1.003 milioni) a seguito delle maggiori svalutazioni operate; (ii) dell'incremento degli oneri per imposte sul reddito (€546 milioni) a seguito della minore ripresa di valore delle attività per imposte anticipate; (iii) dall'incremento degli oneri finanziari netti (€290 milioni) per effetto essenzialmente della valutazione al fair value dei derivati.

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Exploration & Production	1.886	1.952	2.114	(66)
Global Gas & LNG Portfolio e Power	16.923	17.583	23.673	(660)
Refining	14.386	16.682	18.437	(2.296)
Corporate	1.024	1.034	1.082	(10)
Elisioni	(2.176)	(2.225)	(2.516)	49
	32.043	**35.026**	**42.790**	**(2.983)**

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2025 (€32.043 milioni) sono diminuiti di €2.983 milioni rispetto al 2024 per effetto principalmente dello scenario prezzi e dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

RISULTATO OPERATIVO

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Exploration & Production	(182)	(138)	(223)	(44)
Global Gas & LNG Portfolio e Power	1.016	530	3.219	486
Global Gas & LNG Portfolio	*648*	*404*	*3.145*	*244*
Power	*368*	*126*	*74*	*242*
Refining	(1.104)	(713)	(751)	(391)
Corporate	(994)	(702)	(743)	(292)
Eliminazione utili interni (a)	56	(34)	78	90
Risultato operativo	**(1.208)**	**(1.057)**	**1.580**	**(151)**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Il risultato operativo della Exploration & Production, negativo di €182 milioni, peggiora di €44 milioni a seguito essenzialmente della riduzione del prezzo del brent, tale effetto è parzialmente compensato dalle minori svalutazioni delle attività materiali.

Il risultato operativo della Global Gas & LNG Portfolio e Power, €1.016 milioni, migliora di €486 milioni per effetto: (i) dell'incremento del risultato operativo della Global Gas & LNG Portfolio (€244 milioni) principalmente a seguito delle attività di continua ottimizzazione del portafoglio che hanno permesso di beneficiare della fase di estrema volatilità del mercato sia Gas sia GNL; (ii) dell'incremento del risultato operativo del Power di €242 milioni per effetto delle riprese di valore operate sui right of use oggetto di precedenti svalutazioni e del miglioramento dei margini operativi.

Il risultato operativo della Refining, negativo di €1.104 milioni, si riduce di €391 milioni per effetto della valutazione scorte, che riflette l'andamento dei prezzi delle principali commodity; tale effetto è parzialmente compensato dal miglioramento del margine di raffinazione per effetto dell'incremento del crack spread dei prodotti.

Il risultato operativo della Corporate, negativo di €994 milioni, si riduce di €292 milioni per effetto essenzialmente dei maggiori accantonamenti ai fondi rischi e oneri.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Dividendi	4.255	6.931	3.691	(2.676)
Plusvalenze nette da vendite	3.421		373	3.421
Altri proventi	73	587	432	(514)
Totale proventi	**7.749**	**7.518**	**4.496**	**231**
Svalutazioni e perdite	(2.585)	(1.351)	(2.214)	(1.234)
	5.164	**6.167**	**2.282**	**(1.003)**

IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2025	2024	2023	Var. ass.
Imposte correnti	493	660	215	(167)
Imposte differite e anticipate	423	820	(512)	(397)
Totale imposte estere	(38)	(59)	(27)	21
Totale imposte sul reddito Eni SpA	**878**	**1.421**	**(324)**	**(543)**
Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation	(3)		(1)	(3)
	875	**1.421**	**(325)**	**(546)**

Le imposte sul reddito, si incrementano di €546 milioni a seguito essenzialmente della minore ripresa di valore delle imposte anticipate. Il tax rate risulta essere negativo per effetto essenzialmente: (i) della quota non imponibile dei dividendi; (ii) dell'iscrizione delle perdite fiscali delle società del consolidato fiscale nazionale; (iii) della quota non imponibile degli effetti delle cessioni di quote di partecipazioni; tali effetti sono parzialmente compensati dalla svalutazione di alcune partecipazioni.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO[1]

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito, sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	3.692	3.686	6
Diritto di utilizzo beni in leasing	1.424	1.484	(60)
Attività immateriali	168	166	2
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.168	1.622	(454)
Partecipazioni	58.476	60.835	(2.359)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.033	42	1.991
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(77)	52	(129)
	66.884	**67.887**	**(1.003)**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.270	1.616	(346)
Crediti commerciali	5.181	6.289	(1.108)
Debiti commerciali	(5.864)	(7.011)	1.147
Attività (passività) tributarie nette	3.428	3.399	29
Fondi per rischi e oneri	(4.926)	(5.301)	375
Altre attività (passività) d'esercizio	647	470	177
	(264)	**(538)**	**274**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(289)**	**(319)**	**30**
Attività destinate alla vendita	**2**	**2**	
CAPITALE INVESTITO NETTO	**66.333**	**67.032**	**(699)**
Patrimonio netto	**50.986**	**50.735**	**251**
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	**13.729**	**14.464**	**(735)**
Passività per leasing	1.618	1.833	(215)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**15.347**	**16.297**	**(950)**
COPERTURE	**66.333**	**67.032**	**(699)**

Il capitale immobilizzato, €66.884 milioni, si riduce di €1.003 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 a seguito essenzialmente del decremento delle partecipazioni (€2.359 milioni) per effetto delle svalutazioni operate e delle cessioni di quote delle partecipazioni in Enilive SpA e Eni Plenitude Spa Società Benefit. Tale effetto è parzialmente compensato dalla riclassifica come crediti finanziari strumentali all'attività operativa di crediti concessi ad alcune controllate che presentano la natura di strumenti funzionali al rafforzamento patrimoniale delle società partecipate (€1.995 milioni).

Il capitale di esercizio netto, negativo di €264 milioni, è in aumento di €274 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto essenzialmente: (i) del decremento dei fondi rischi e oneri (€375 milioni); (ii) dell'incremento delle altre attività nette d'esercizio (€177 milioni) per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati su commodity (€1.772 milioni), parzialmente compensato dal decremento dei crediti verso imprese controllate per dividendi deliberati e non ancora incassati riferiti alla partecipata Eni International BV (€1.583 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione delle rimanenze (€346 milioni), in particolare della linea di business Refining, per effetto della valutazione scorte.

Le attività destinate alla vendita, €2 milioni, si riferiscono a siti dismessi della linea di business Refining.

(1) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2024		**50.735**
Incremento per:		
Utile netto	4.429	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	879	
Piano incentivazione di lungo termine e piano azionariato diffuso	35	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	3	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti ad OCI	1	
Avanzo di Fusione	1	
Altri incrementi	25	
		5.373
Decremento per:		
Acquisto azioni proprie	(1.881)	
III e IV tranches dividendo 2024 (€0,5 per azione)	(1.528)	
I e II tranches dividendo 2025 (€0,52 per azione)	(1.553)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(160)	
		(5.122)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2025		**50.986**

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	**31.12.2025**	31.12.2024	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	43.901	47.728	(3.827)
Debiti finanziari a breve termine	*24.413*	*26.685*	*(2.272)*
Debiti finanziari a lungo termine	*19.488*	*21.043*	*(1.555)*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.602)	(5.142)	(460)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(18.115)	(21.866)	3.751
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.455)	(6.256)	(199)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	**13.729**	**14.464**	**(735)**
Passività per leasing	1.618	1.833	(215)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	**15.347**	**16.297**	**(950)**

La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €950 milioni rispetto al 31 dicembre 2024, è dovuto essenzialmente: (i) al flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€5.584 milioni) in particolare per i dividendi incassati; (ii) alle dismissioni (€5.085 milioni) in particolare i disinvestimenti in partecipazioni per effetto della cessione di quote delle partecipazioni in Enilive SpA (€3.069 milioni) e in Eni Plenitude SpA Società Benefit (€2.003 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal pagamento dei dividendi agli azionisti (€3.080 milioni); (ii) dall'acquisto di azioni proprie (€1.896 milioni); (iii) dagli investimenti in partecipazioni per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€1.425 milioni); (iv) dagli investimenti tecnici (€825 milioni); (v) dalla riclassifica come crediti finanziari strumentali all'attività operativa di crediti concessi ad alcune controllate che presentano la natura di strumenti funzionali al rafforzamento patrimoniale delle società partecipate (€1.995 milioni).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO[2]

(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.
Utile netto	**4.429**	**6.419**	**(1.990)**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.367	1.769	1.598
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.425)	1	(3.426)
- dividendi, interessi e imposte	(4.704)	(7.850)	3.146
Variazione del capitale di esercizio	(149)	706	(855)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	6.066	4.362	1.704
Flusso di cassa netto da attività operativa	**5.584**	**5.407**	**177**
Investimenti tecnici	(825)	(803)	(22)
Investimenti in partecipazioni	(1.425)	(1.933)	508
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa	4		4
Dismissioni	5.085	716	4.369
Altre variazioni relative all'attività di investimento e rami d'azienda	104	27	77
Free cash flow	**8.527**	**3.414**	**5.113**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	45	581	(536)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(2.578)	(483)	(2.095)
Rimborso di passività per beni in leasing	(361)	(291)	(70)
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.976)	(5.080)	104
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(178)	(138)	(40)
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(19)	20	(39)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**460**	**(1.977)**	**2.437**

VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.
Free cash flow	**8.527**	**3.414**	**5.113**
Rimborso di passività per beni in leasing	(361)	(291)	(70)
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.976)	(5.080)	104
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(178)	(138)	(40)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(2.277)	(209)	(2.068)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	**735**	**(2.304)**	**3.039**
Rimborso di passività per beni in leasing	361	291	70
Accensioni del periodo e altre variazioni	(146)	(228)	82
Variazione passività per beni in leasing	**215**	**63**	**152**
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING	**950**	**(2.241)**	**3.191**

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)	2025	2024	Var. ass.
Exploration & Production	280	308	(28)
Refining	473	405	68
Corporate	52	90	(38)
Global Gas & LNG Portfolio e Power	20		20
Investimenti tecnici	**825**	**803**	**22**

(2) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	(€ milioni)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	31 dicembre 2025 Valori da schema legale	31 dicembre 2025 Valori da schema riclassificato	31 dicembre 2024 Valori da schema legale	31 dicembre 2024 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari				3.692		3.686
Diritto di utilizzo beni in leasing				1.424		1.484
Attività immateriali				168		166
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo				1.168		1.622
Partecipazioni				58.476		60.835
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:				2.033		42
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)		(vedi nota 15)	1.995			
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)		(vedi nota 15)	38		42	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:				(77)		52
- crediti relativi all'attività di disinvestimento		(vedi nota 7 e nota 10)	141		340	
- debiti per attività di investimento		(vedi nota 10 e nota 17)	(218)		(288)	
Totale Capitale immobilizzato				**66.884**		**67.887**
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze				1.270		1.616
Crediti commerciali		(vedi nota 7)		5.181		6.289
Debiti commerciali		(vedi nota 17)		(5.864)		(7.011)
Attività (passività) tributarie nette:				3.428		3.399
- passività per imposte sul reddito (correnti)			(1)		(5)	
- altre passività (correnti)		(vedi nota 10)	(849)		(1.011)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)			242		490	
- altre attività (correnti)		(vedi nota 10)	229		176	
- attività per imposte anticipate			3.518		3.408	
- passività per imposte differite						
- attività per imposte sul reddito (non correnti)			81		81	
- altre attività (non correnti)		(vedi nota 10)			3	
- crediti per consolidato fiscale e IVA		(vedi nota 7)	289		327	
- debiti per consolidato fiscale e IVA		(vedi nota 17)	(49)		(28)	
- passività per imposte sul reddito (non correnti)						
- altre passività (non correnti)		(vedi nota 10)	(32)		(42)	
Fondi per rischi ed oneri				(4.926)		(5.301)
Altre attività (passività) di esercizio:				647		470
- altri crediti		(vedi nota 7)	1.310		2.901	
- altre attività (correnti)		(vedi nota 10)	1.423		1.649	
- altre attività (non correnti)		(vedi nota 10)	309		271	
- altri debiti		(vedi nota 17)	(528)		(510)	
- altre passività (correnti)		(vedi nota 10)	(1.209)		(2.811)	
- altre passività (non correnti)		(vedi nota 10)	(658)		(1.030)	
Totale Capitale di esercizio netto				**(264)**		**(538)**
Fondi per benefici ai dipendenti				**(289)**		**(319)**
Attività destinate alla vendita				**2**		**2**
CAPITALE INVESTITO NETTO				**66.333**		**67.032**
Patrimonio netto				**50.986**		**50.735**
Indebitamento finanziario netto						
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:						
- passività finanziarie a lungo termine			19.526		21.085	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine			2.654		2.968	
- altre attività non correnti		(vedi nota 10)	(38)		(42)	
- passività finanziarie a breve termine			21.759		23.717	
a dedurre:						
Disponibilità liquide ed equivalenti			5.602		5.142	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (correnti)		(vedi nota 15)	9.985		6.041	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (non correnti)		(vedi nota 15)	8.130		15.825	
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico			6.455		6.256	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16				**13.729**		**14.464**
Passività per beni in leasing, composti da:				1.618		1.833
- passività per beni in leasing a lungo termine			1.326		1.455	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine			292		378	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS16				**15.347**		**16.297**
COPERTURE				**66.333**		**67.032**

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2025 Valori da schema legale	2025 Valori da schema riclassificato	2024 Valori da schema legale	2024 Valori da schema riclassificato
Utile netto		**4.429**		**6.419**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		3.367		1.769
- ammortamenti	537		577	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	348		490	
- radiazioni			2	
- effetto valutazione partecipazioni	2.525		783	
- altre variazioni	(17)		(68)	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(26)		(15)	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(3.425)		1
Dividendi, interessi e imposte		(4.704)		(7.850)
- dividendi	(4.255)		(6.931)	
- interessi attivi	(1.127)		(1.726)	
- interessi passivi	1.553		2.228	
- imposte sul reddito	(875)		(1.421)	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(149)		706
- rimanenze	799		193	
- crediti commerciali	1.096		660	
- debiti commerciali	(1.132)		(97)	
- fondi per rischi ed oneri	(296)		(89)	
- altre attività e passività	(616)		39	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		6.066		4.362
- dividendi incassati	5.872		5.152	
- interessi incassati	1.114		1.750	
- interessi pagati	(1.562)		(2.247)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	642		(293)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**5.584**		**5.407**
Investimenti tecnici		(825)		(803)
- immobilizzazioni materiali	(798)		(731)	
- immobilizzazioni immateriali	(27)		(67)	
- diritto di utilizzo prepagato di attività in leasing			(5)	
Investimenti in partecipazioni		(1.425)		(1.933)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		4		
- crediti finanziari strumentali	4			
Dismissioni		5.085		716
- immobilizzazioni materiali	8		11	
- immobilizzazioni immateriali			8	
- partecipazioni	5.077		697	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento e rami d'azienda:		104		27
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	103		27	
- rami d'azienda	1			
Free cash flow		**8.527**		**3.414**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		45		581
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	45		581	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(2.578)		(483)
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(1.232)		145	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.346)		(628)	
Rimborso di passività per beni in leasing		(361)		(291)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.976)		(5.080)
- dividendi pagati	(3.080)		(3.068)	
- acquisto azioni proprie	(1.896)		(2.012)	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(178)		(138)
Effetti netti emissioni e rimborsi di obbligazioni subordinate perpetue	(18)			
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(160)		(138)	
Effetti delle differenze di cambio da conversione, delle fusioni e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(19)		20
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI		**460**		**(1.977)**

Fattori di rischio e incertezza

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

I risultati di Eni sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico e con l'evoluzione del quadro geopolitico mondiale.
I fondamentali del mercato fisico sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta petrolifera globale e il livello delle scorte. Nel breve termine, la domanda petrolifera è funzione della crescita del prodotto interno lordo mondiale, dei flussi di commercio internazionale, del livello di fiducia di consumatori e imprese, delle politiche monetarie delle banche centrali e dei livelli dei tassi d'interesse, nonché risente di fattori esogeni di varia natura (tensioni geopolitiche, guerre, programmi sanzionatori internazionali, pandemie eccetera) che possono indurre gli operatori industriali a incrementare o decrementare le scorte. La produzione ha un minore grado di elasticità nel breve termine. Quando l'offerta eccede la domanda con conseguente incremento delle scorte il prezzo del petrolio declina; il contrario avviene quando l'offerta è corta. I movimenti del prezzo guidati dai fattori fisici sono amplificati dal positioning degli operatori finanziari (CTA, hedge fund, money managers, eccetera) con scommesse al rialzo o al ribasso nel mercato dei future e delle opzioni, che riflettono le aspettative sull'evoluzione futura della domanda e dell'offerta nel breve termine e sui possibili impatti dei fenomeni geopolitici e macroeconomici sul bilanciamento globale. Gli scambi finanziari alimentano la volatilità del prezzo, poiché i volumi giornalieri scambiati nei mercati dei derivati sono significativamente superiori agli scambi fisici.
Nel lungo termine, il prezzo del petrolio è influenzato dalle tendenze più strutturali, quali la crescita economica e demografica globale, che determina un aumento della domanda; mentre la transizione verso altre fonti energetiche, le politiche climatiche volte a ridurre le emissioni di carbonio e l'efficienza energetica potrebbero ridurre la domanda.
Nel corso del 2025 il prezzo del Brent ha registrato una flessione del 14,5% rispetto al 2024, attestandosi alla media annua di 69 $/bbl, a causa del rallentamento della crescita macroeconomica, anche in relazione alle dispute commerciali internazionali e i timori di eccesso di offerta, modificando le aspettative degli operatori finanziari sul futuro andamento del prezzo. Tali fattori hanno contribuito a definire un nuovo equilibrio di mercato intorno ai 65 $/bbl, con temporanei rialzi legati alle tensioni geopolitiche. Il mercato fisico è stato sostenuto dalla tenuta della domanda petrolifera globale che ha segnato una crescita poco sotto a 1 Mb/g, sostanzialmente in linea con il 2024. La crescita continua a essere trainata dal non OCSE. Sul fronte dell'offerta petrolifera, si registra una crescita, sostenuta dagli aumenti dell'OPEC+, nel contesto del piano di rientro graduale dei tagli stabiliti nel 2023-2024, e dal non OPEC+ spinta da USA, Brasile, Canada, Guyana e Argentina. La flessione del prezzo del Brent, alimentata dalle crescenti aspettative di eccesso di offerta ha raggiunto il punto di minimo agli inizi del 2026, con il prezzo del barile che ha toccato circa 60 $/bbl. Da quel punto in poi, le crescenti tensioni in Medio Oriente culminate a fine febbraio/inizi marzo '26 in un conflitto regionale con il coinvolgimento di USA/Israele e Iran hanno innescato un rialzo del prezzo del Brent fino ad oltre 100 $/bbl agli inizi di marzo 2026, alimentato dal positioning degli operatori in relazione ai percepiti rischi di disruption nelle forniture. Considerata l'incertezza derivante dalla possibile evoluzione delle tensioni in Medio Oriente come pure di quella relativa all'aggressione militare della Russia nei confronti dell'Ucraina, sulla base dell'analisi dei fondamentali del mercato fisico e assumendo una moderata crescita del PIL globale, Eni prevede per il 2026 un prezzo del Brent di 70 $/bbl in termini reali 2026. Nel medio termine, la crescita della domanda rimane resiliente, in media intorno a 1 Mb/g all'anno. Si prevede un rallentamento della crescita delle produzioni, in particolare negli Stati Uniti. Questi fattori favoriranno un graduale riequilibrio del mercato, con prezzi che, al 2030, sono attesi stabilizzarsi intorno ai 75 $/bbl (in termini reali 2025). Nel lungo termine, il prezzo del petrolio in termini reali è previsto in declino per riflettere i rischi della transizione energetica del sistema economico.
Il mercato globale del gas ha assistito nel corso del 2025 a un graduale ribilanciamento derivante - sul fronte dell'offerta - dalla crescita della disponibilità di GNL grazie sia all'entrata in funzione di nuovi impianti di liquefazione che al ramp-up di impianti esistenti e - sul fronte della domanda - dalla debolezza dell'import GNL in Asia, in particolare Cina, che ha liberato carichi per il mercato europeo. Questo ha consentito di attenuare la volatilità del prezzo in Europa a fronte di consumi in crescita moderata (>2%) e scorte sotto la media degli ultimi cinque anni nel corso dell'intero 2025.
Il prezzo del gas naturale in Europa (TTF) ha registrato una media di 36 €/MWh leggermente superiore alla media del 2024 (34 €/MWh nel 2024, +5%), con livelli di prezzo che nel corso dell'anno si sono quasi dimezzati (dai 50 €/MWh medi in gennaio/febbraio a 28 €/MWh di media nel mese di dicembre). Nel 2026 è prevista una significativa volatilità per i recenti sviluppi in Medio Oriente; nel medio termine i prezzi dovrebbero essere caratterizzati da un trend di declino a causa della continua crescita dell'offerta di GNL (nell'ipotesi di rispetto delle tempistiche di start-up annunciate) principalmente da USA, Qatar e Canada (in particolare con gli USA previsti quasi raddoppiare la capacità di liquefazione entro il 2030).

Lo scenario commodity adottato per le valutazioni di recuperabilità degli attivi della Relazione Finanziaria Annuale 2025 è sostanzialmente in linea con quello utilizzato nell'esercizio precedente; pertanto, non si evidenziano impairment indicator sistemici delle proprietà oil & gas.
I risultati del Gruppo, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e, in misura minore, del gas naturale. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sui flussi di cassa a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno. Nel portafoglio corrente Eni, l'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 40% della produzione di petrolio e gas del Gruppo. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. Nel 2025 la flessione del prezzo del petrolio ha determinato un effetto di riduzione dell'utile operativo adjusted e del flusso di cassa operativo pari rispettivamente a €1,7 miliardi e €1 miliardo.
La parte restante della produzione del Gruppo non è esposta direttamente al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement ("PSA") che garantisce il recupero di un ammontare fisso dei costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio legato al numero di barili.
Il Gruppo aggiorna ogni anno sulla base dell'evoluzione del portafoglio l'analisi di variabilità dei principali risultati consolidati (utile operativo e flusso di cassa operativo) ai movimenti del prezzo del petrolio: per il 2026 Eni stima che una variazione del prezzo del petrolio Brent di 1 $/bbl rispetto al prezzo previsivo di 70 $/bbl, comporta una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,11 miliardi e dell'utile operativo di €0,2 miliardi; mentre è necessario un movimento di prezzo del gas di circa il 5% per avere effetti analoghi a quelli del petrolio. Tali analisi di sensitività sono ritenute valide per variazioni di prezzo limitate rispetto alla previsione.
L'attività Oil & Gas è un business che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Storicamente, gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento attraverso l'emissione di nuove obbligazioni o utilizzando le linee di credito. I flussi di cassa operativi e l'accesso al mercato dei capitali del Gruppo sono soggetti a diverse variabili, quali: (i) l'ammontare delle riserve certe del Gruppo; (ii) il volume di petrolio e di gas naturale che il Gruppo è in grado di produrre e vendere dai pozzi esistenti; (iii) i prezzi di vendita; (iv) la capacità di scoprire e mettere in produzione nuove riserve; (v) la capacità e la disponibilità delle banche e delle istituzioni finanziarie e degli investitori a concedere credito/sottoscrivere le obbligazioni emesse da Eni per sostenere i programmi di sviluppo del Gruppo, considerato il rischio strategico della transizione energetica e i sempre più stringenti vincoli nella valutazione delle metriche ESG delle aziende creditrici applicate dalle istituzioni finanziarie.
Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla redditività, i flussi di cassa e le prospettive industriali del Gruppo, poiché uno scenario di contrazione potrebbe limitare la capacità del Gruppo di finanziare i progetti di espansione, riducendo la capacità di crescere in futuro in termini di produzione e ricavi e di rispettare gli obblighi contrattuali. Ove ciò si verificasse, il Gruppo potrebbe essere costretto a rivedere le decisioni di investimento e la fattibilità dei progetti di sviluppo e dei piani di investimento e, a seguito di tale revisione, potrebbe riprogrammare, rinviare, ridurre o cancellare i progetti. Un calo strutturale dei prezzi degli idrocarburi potrebbe determinare una revisione dei valori contabili delle proprietà di petrolio e gas, con la conseguente registrazione di significative svalutazioni delle attività, nonché revisioni negative (debooking) delle riserve di idrocarburi, qualora diventassero antieconomiche in questo tipo di contesto.
Nonostante Eni adotti presidi di controllo della redditività dei progetti per verificarne la sostenibilità anche in presenza di scenari prezzo depressi, nonché un framework finanziario basato sulla selettività nelle decisioni d'investimento e sul mantenimento di un adeguato livello di leverage e di riserve di liquidità, il verificarsi di tali rischi potrebbe influenzare negativamente le prospettive di business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità del Gruppo e i ritorni per gli azionisti.

I settori della raffinazione di prodotti petroliferi e della chimica da idrocarburi sono esposti alla volatilità del ciclo economico e ai fattori di debolezza strutturale delle rispettive industrie europee

Il settore della raffinazione oil e la Chimica sono business ciclici, privi di vantaggi competitivi e con deboli barriere d'ingresso, i cui risultati dipendono dall'andamento della domanda e dell'offerta, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dai relativi margini di vendita.
Nel corso del 2025 il margine di raffinazione (SERM) ha registrato forte volatilità, raggiungendo nella seconda parte dell'anno valori molto remunerativi (16 $/bbl a novembre) a causa della tightness del mercato dei distillati medi per rischio geopolitico (sanzioni EU: divieto da gennaio 2026 import prodotti da greggio russo anche da paesi terzi; sanzioni USA contro Rosneft e Lukoil, attacchi con droni alle infrastrutture energetiche russe) e fermi straordinari in un contesto di chiusure di capacità e scorte limitate nel Bacino Atlantico. Il 2025 ha registrato una media annua di 7,3 $/bbl, in significativo aumento rispetto ai 5,1 $/bbl del 2024 (circa +43%). Il settore della raffinazione europea dove operano gli impianti Eni si conferma un business caratterizzato da fattori di strutturale debolezza a causa dell'eccesso di capacità globale, della competizione da parte di produttori con maggiori economie di scala e minori costi operativi per oneri ambientali, nonché in considerazione dell'atteso declino della domanda di carburanti tradizionali nei mercati serviti per effetto delle politiche di decarbonizzazione dell'EU.
Il business della Chimica Eni gestito da Versalis è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità globale, pressione competitiva da parte di produttori che beneficiano di economie di scala e altri vantaggi di costo (Cina, Medio Oriente e USA),

accentuarsi dei fattori di strutturale debolezza della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali, nonché all'evoluzione delle preferenze dei consumatori verso prodotti maggiormente ecocompatibili. La recessione del settore chimico europeo iniziata nel 2023 si è aggravata nel biennio 2024-2025 a causa della stagnazione economica dell'Eurozona e dell'intensificarsi della pressione competitiva da parte dei produttori di Usa e Cina.
Eni ha avviato dei piani industriali finalizzati a ridurre l'esposizione verso i settori commodity della raffinazione oil e della chimica di base attraverso ristrutturazioni, riconversioni e, nel caso della chimica, la diversificazione verso segmenti dove può contare su vantaggi competitivi (es. chimica bio, prodotti specializzati). L'esecuzione di tali piani è soggetta a rischi operativi e di esecuzione, nonché ai rischi di ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni.

RISCHI CONNESSI AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

L'ambiente operativo di Eni è influenzato in maniera rilevante dalle politiche di contrasto al cambiamento climatico adottate dai governi in coerenza con gli impegni dell'Accordo di Parigi e con l'evoluzione delle politiche climatiche globali e nazionali, nonché dall'evoluzione delle preferenze dei consumatori verso prodotti sempre più decarbonizzati

La transizione energetica, che intende traguardare la neutralità carbonica del sistema economico attraverso l'espansione delle fonti energetiche rinnovabili o a zero emissioni e la diffusione di modelli di consumo sostenibili (mobilità elettrica, prodotti "plastic-free" e maggiore efficienza energetica) potrebbero determinare una diminuzione strutturale della domanda di petrolio e gas nel medio-lungo termine con eventuali effetti negativi sui risultati e le prospettive dell'Eni qualora la Società non fosse in grado di allineare il portafoglio prodotti al mutato contesto. Le incertezze legate all'evoluzione del mix energetico e alla fattibilità/redditività delle tecnologie di decarbonizzazione rendono più rischiose le decisioni di investimento in relazione alla velocità del processo di transizione del sistema economico. Un disallineamento tra il ritmo della transizione del sistema economico e la capacità di decarbonizzazione del portafoglio prodotti di Eni potrebbe comportare impatti negativi significativi sui risultati e sulle prospettive della Società. Viceversa, una decarbonizzazione del portafoglio prodotti Eni più rapida dell'evoluzione del sistema, potrebbe esporre la Società al rischio di investimenti in prodotti e tecnologie a ridotto contenuto di carbonio che non avrebbero domanda sufficiente sul mercato.
La crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico e lo scrutinio sempre più rigoroso da parte di vari stakeholder potrebbero limitare l'accesso al mercato dei capitali e mettere in discussione la "license to operate" delle società petrolifere. In tale ambito, singoli cittadini, associazioni e organizzazioni non governative hanno promosso contenziosi climatici nei confronti delle società petrolifere per accertare una possibile responsabilità climatica delle imprese, anche in connessione alle strategie industriali ritenute incompatibili con gli accordi internazionali sul clima, nonché con la tutela dell'ambiente e dei diritti umani. I contenziosi mirano a ottenere risarcimenti per i danni economici attribuibili a eventi metereologici o naturali riconducibili al cambiamento climatico e/o di modificare i percorsi di decarbonizzazione delle società coinvolte.
Eni è impegnata nell'esecuzione di una strategia di evoluzione del portafoglio orientata alla progressiva decarbonizzazione, attraverso l'integrazione di prodotti e soluzioni a minore intensità emissiva, tra cui energie rinnovabili, biocarburanti e prodotti chimici a minore impatto ambientale, nonché mediante lo sviluppo di tecnologie di cattura/abbattimento delle emissioni climalteranti. Tale strategia è soggetta a vari rischi: l'inefficacia della fase esecutiva, la maggiore incertezza sui ritorni economici degli investimenti in nuove tecnologie e nuovi vettori energetici (ad es. la cattura della CO_2 oppure la fusione a confinamento magnetico) e la disponibilità di fondi necessari per finanziare lo sviluppo della capacità produttiva di prodotti a minore contenuto carbonico (elettricità da fonti rinnovabili, biocarburanti).
I rischi connessi al cambiamento climatico sono valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (normativo, legale, scenario di mercato, tecnologico e reputazionale) sia ai rischi fisici (acuti e cronici) connessi al cambiamento climatico.

Eni è esposta al rischio di un contesto normativo propenso a introdurre restrizioni, divieti e altri oneri a carico del settore del petrolio e del gas con possibili aumenti di costi, minori opportunità di accedere alle riserve ed effetti negativi sulla domanda petrolifera a lungo termine

Nel contesto degli impegni internazionali in materia di decarbonizzazione, l'adozione delle politiche climatiche particolarmente ambiziose ha accentuato la competizione tra Stati per il controllo delle filiere e tecnologie a basse emissioni di carbonio. In tale scenario, il ricorso a misure protezionistiche potrebbe intensificarsi, con il rischio di inasprire la competizione internazionale e favorire una frammentazione delle politiche climatiche. Tale evoluzione normativa e regolatoria potrebbe tradursi nell'introduzione di divieti, restrizioni, obblighi e altri oneri a carico del settore petrolifero, determinando un aumento dei costi operativi e delle passività. In particolare, provvedimenti volti a ridurre il consumo di idrocarburi o limitare l'attività estrattiva potrebbero ridurre le prospettive di crescita del business tradizionale, rendendo necessaria un'accelerazione dei processi di diversificazione del portafoglio.
Nel contesto europeo, gli obiettivi di decarbonizzazione e le politiche climatiche più ambiziose rispetto ai Paesi concorrenti, potrebbero generare costi aggiuntivi e ridurre la competitività dei settori industriali. Nel medio-lungo termine, è ipotizzabile un'evoluzione normativa che porti alla diffusione di nuovi meccanismi di carbon pricing e/o obblighi di introduzione di quote minime di combustibili rinnovabili/lower carbon nel mercato. Nello specifico, Eni è soggetta all'European Emission Trading Scheme (EU ETS) e all'UK Emission Trading Scheme (UK ETS). Secondo tali schemi, l'impresa ha l'onere di acquistare quote di emissione a copertura dell'eccesso rispetto a quanto assegnato su base gratuita. Nel 2025 lo sbilancio del gruppo Eni è stato pari a circa 11 mln/ton, di cui circa l'80% è attribuibile al settore termoelettrico che non riceve quote gratuite. Nell'area extra UE, diverse economie in via di sviluppo hanno annunciato l'implementazione di meccanismi di carbon pricing, tuttavia, almeno in una fase iniziale, si prevede che tali strumenti siano caratterizzati da livelli contenuti del prezzo della CO_2, con un impatto non significativo sulle attività Eni.

Eni è esposta al rischio legale in relazione al crescente numero di contenziosi nei confronti delle società petrolifere incardinati sulla presunta responsabilità da cambiamento climatico e di connessa violazione dei diritti umani

Soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti giudiziali nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas sulla base di asserite responsabilità per gli impatti Climate-related, anche connessi ai diritti umani, nonché per lamentate pratiche di c.d. "greenwashing". Nel contesto europeo, la giurisprudenza, sebbene non consolidata, si sta evolvendo nel senso di affermare l'esistenza di un dovere, in capo alle imprese, di contribuire al contrasto al cambiamento climatico, anche nella fase di valutazione degli impatti dei progetti di investimento e pur nell'asserita impossibilità da parte dell'Autorità giudiziaria di quantificare a danno delle imprese gli obiettivi di riduzione delle emissioni GHG. Quanto sopra dimostra come le istituzioni e gli stakeholder stiano mettendo in discussione la"license to operate"delle società petrolifere occidentali, percepite poco virtuose o restie ad adattare il proprio modello di business e i processi di capital allocation allo scenario di decarbonizzazione, incrementando i rischi legali. Infine, anche l'introduzione della CSDDD e il recepimento, da parte degli Stati Membri dell'UE, della CSRD potrebbero influire sull'evoluzione del rischio di contenzioso climatico.
Per gli aggiornamenti sui contenziosi di Eni in ambito climatico, si rinvia alle note al bilancio consolidato.

Eni è esposta al rischio reputazionale legato alla percezione da parte di diverse categorie di stakeholders e dei mercati finanziari che le società petrolifere non rappresentino attori industriali sostenibili

Nella crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico, una parte della società civile (movimenti ambientalisti, ONG e giovani generazioni), istituzioni governative e altri stakeholder percepiscono le compagnie Oil & Gas tra i principali responsabili dei presunti danni all'ambiente dovuti alle emissioni GHG e pertanto come attori industriali non sostenibili. Ciò porta a una crescente pressione sui board delle compagnie petrolifere affinché accelerino i piani di transizione. Parallelamente, tali dinamiche incidono sul settore finanziario (asset manager, banche e società assicurative) che si trova a dover allineare i propri portafogli ai target "net zero", anche in risposta agli obblighi normativi introdotti dalla UE in ambito ESG, come la Sustainable Finance Disclosures Regulation (EU Reg. 2019/2088). Tale normativa impone alle istituzioni finanziarie obblighi di rendicontazione sulle modalità con le quali hanno considerato i rischi sociali ed ambientali nelle decisioni di investimento. Il disimpegno del mondo finanziario dagli idrocarburi potrebbe comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e una crescente pressione sui titoli delle società Oil & Gas, con conseguente aumento dei costi di finanziamento e del rischio equity.

Eni è esposta al rischio mercato dovuto alla possibile contrazione della domanda petrolifera nel lungo termine causata dall'evoluzione delle preferenze degli operatori industriali e dei consumatori finali verso alternative a minore contenuto emissivo

L'evoluzione verso modelli di produzione e consumo maggiormente compatibili con l'ambiente e con l'obiettivo di contrasto al cambiamento climatico (es. acquisti di energia "green" da parte degli operatori industriali, nuovi metodi di produzione ad es. nell'industria dell'acciaio, mobilità elettrica, prodotti alternativi alle plastiche, efficienza energetica) potrebbero determinale nel lungo termine una strutturale riduzione della domanda di petrolio e gas. Tuttavia, le modalità e le tempistiche della transizione energetica sono soggette alle incertezze del mercato globale a causa dell'interazione di diverse variabili, tra cui le tensioni geopolitiche, le politiche per la decarbonizzazione (estremamente disomogenee a livello geografico), l'andamento di domanda e offerta. Tale incertezza accentua la difficoltà delle decisioni di investimento. Pertanto, qualora i meccanismi che regolano la domanda e l'offerta presente e futura delle diverse tecnologie (sia quelle attualmente disponibili che quelle a differenti stadi di sviluppo o commercializzazione) si muovano più rapidamente di quanto previsto da Eni, ciò potrebbe incidere sostanzialmente sulle prospettive di crescita, sui risultati operativi, sul cash flow e sui ritorni per gli azionisti.
Le incertezze del mercato e l'estensione degli orizzonti temporali rendono complessa la previsione dei prezzi degli idrocarburi a lungo termine. Tale previsione rappresenta un'assunzione critica ai fini della valutazione di recuperabilità degli investimenti Oil & Gas iscritti nel bilancio consolidato. La variabilità delle assunzioni di prezzo può determinare ampie oscillazioni dei valori equi degli investimenti, con impatti potenzialmente significativi sul bilancio consolidato. Ai fini dell'apprezzamento di tale rischio, la Direzione ha verificato mediante analisi di sensitività (c.d. "stress test") la tenuta dei valori contabili degli attivi Oil & Gas ad assunzioni di prezzo alternative rispetto allo scenario base adottato per i processi di pianificazione e controllo aziendali (base case"). Tra gli scenari considerati sono inclusi la curva dei prezzi dello scenario IEA Net Zero 2050 (integrata dalle previsioni Eni per gli anni non coperti dall'IEA) e il c.d. "haircut del 10%". Gli stress test eseguiti nel bilancio 2025 prevedono di modificare solo le variabili prezzo/costo della CO_2, mantenendo invariate le altre assunzioni (profili, investimenti e costi operativi). Nonostante questi limiti, i risultati nel complesso confermano la recuperabilità dei valori di bilancio (si rinvia alla nota integrativa n. 15 del bilancio consolidato).

Eni è esposta al rischio tecnologico connesso al possibile sviluppo da parte del mercato di soluzioni energetiche a ridotto contenuto emissivo in anticipo rispetto ai programmi di transizione della Società

Nel medio-lungo termine, diverse tecnologie finalizzate a costruire un modello di consumo energetico lower carbon potrebbero raggiungere la fase commerciale, ad esempio, nella mobilità elettrica, nello stoccaggio di energia da fonti rinnovabili, e nello sviluppo di nuovi vettori energetici. Per tale motivo, l'innovazione tecnologica riveste un ruolo chiave nei piani di transizione delle società Oil & Gas.
Eni è attiva nella ricerca e nello sviluppo di nuove tecnologie e vettori energetici volti a trasformare il proprio portfolio. Tra le iniziative intraprese da Eni figurano la cattura e stoccaggio della CO_2, la produzione/trasporto di idrogeno, e la fusione a confinamento magnetico. Tuttavia, il mancato presidio di tecnologie che si riveleranno essenziali per la transizione energetica e, d'altra parte, il fallimento o il ritardo nello sviluppo delle tecnologie in cui Eni investe potrebbe comportare rischi finanziari significativi e ricadute sulle prospettive di crescita della Società.

Il rischio fisico in dipendenza di eventi metereologici estremi acuti o cronici associati dalla comunità scientifica al cambiamento climatico potrebbero comportare rilevanti interruzioni delle attività industriali Eni con ricadute sui risultati e sulle prospettive della Società

Diversi studi della comunità scientifica hanno associato l'aumento della frequenza di fenomeni meteoclimatici acuti e il verificarsi di eventi cronici alla influenza del cambiamento climatico. Gli eventi metereologici estremi, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani e scioglimento dei ghiacciai perenni, hanno un impatto sull'economia e sulla vita della comunità. Questi eventi possono anche comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture dell'Eni, con conseguente perdite finanziarie, riduzione di cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione, compresi gli effetti sulla catena di fornitura, nonché sulle prospettive del business.

RISCHI CONNESSI AL CONTESTO ECONOMICO GLOBALE E AL QUADRO GEOPOLITICO

I risultati economici e i flussi di cassa previsti dal Gruppo nel 2026 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale, all'incertezza dovuta al complesso quadro geopolitico in relazione al protrarsi dell'aggressione militare da parte della Russia nei confronti dell'Ucraina, alle tensioni in Medio Oriente culminate con gli atti di aperta ostilità a fine febbraio-inizi marzo '26, alle controversie commerciali tra Stati Uniti, Europa e Cina, nonché alle variabili finanziarie (sostenibilità dei debiti pubblici, elevati tassi d'interesse a lungo termine, aspettative inflazionistiche, eccetera) che potrebbero innescare shock macroeconomici globali, quali ad es. recessioni o crisi finanziarie. La persistenza di rischi sistemici e di incertezza e volatilità nei mercati finanziari ed energetici possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena delle forniture e sulla fiducia dei consumatori, delle imprese e degli investitori con conseguenti ritardi o arresti nelle decisioni di spesa e d'investimento. Tali condizioni potrebbero determinare una riduzione della domanda delle materie prime energetiche e una conseguente riduzione dei prezzi, con ricadute negative sui risultati economici, i flussi di cassa e la realizzazione dei piani industriali del Gruppo.

RISCHIO MERCATO, RISCHIO CREDITO, RISCHIO LIQUIDITÀ

Eni è esposta ai rischi di fluttuazioni dei prezzi delle commodity, dei tassi di cambio dell'euro con le principali valute, in particolare il dollaro statunitense, e dei tassi di interesse che potrebbero comportare una diminuzione del valore di bilancio delle attività o un incremento delle passività o un impatto negativo sui cash flow attesi. Tali esposizioni sono normalmente gestite dal Gruppo tramite l'utilizzo di strumenti derivati, ad eccezione delle esposizioni strategiche relative alle produzioni delle riserve di idrocarburi, ai margini di raffinazione e a una quota dei volumi di gas naturale approvvigionati dai contratti long-term venduti al mercato grossista, salvo particolari situazioni di mercato, nonché l'esposizione al dollaro USA relativa alla conversione in euro dei bilanci delle società del settore E&P che hanno il dollaro come valuta funzionale. Con riguardo a quest'ultima, l'analisi di sensitività per l'anno 2026 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,4 miliardi a fronte di variazioni di 5 centesimi del tasso di cambio USD/EUR rispetto all'assunzione del management per il 2026 pari a un cambio euro/dollaro di 1,15.

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire adeguate fonti di finanziamento o che il Gruppo non sia in grado di liquidare le proprie attività sul mercato per far fronte alle esigenze finanziarie di breve termine. Tale situazione potrebbe avere un impatto negativo sui risultati economici e sui flussi di cassa del Gruppo, in quanto comporterebbe per Eni un aumento degli oneri finanziari per far fronte alle proprie obbligazioni, o nel peggiore degli scenari, una situazione di insolvenza che pone a rischio la continuità aziendale.

Il Gruppo è esposto al rischio di potenziali perdite derivanti dall'inadempienza delle controparti di pagare gli importi dovuti a Eni alla scadenza contrattuale in relazione alle forniture di prodotti o servizi Eni o altri addebiti da parte del Gruppo nel normale svolgimento delle operazioni. In caso di tali rischi o di situazioni di default delle controparti, il Gruppo incorre in perdite su crediti con impatti negativi sulla generazione di cassa. Per maggiori informazioni sul rischio mercato si rinvia alle Note al bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale (nota n. 28 Garanzie Impegni e Rischi).

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2025, circa l'84% delle riserve certe di idrocarburi del Gruppo risulta localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale e Medio Oriente, che per varie ragioni sono caratterizzati, rispetto all'area OCSE, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica e anche del quadro normativo e legale. Tale instabilità e incertezza può causare eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici, disordine sociale, scioperi, atti di vandalismo alle infrastrutture e altre forme di disordine civile e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

I principali rischi connessi all'attività svolta in tali paesi esteri sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset del Gruppo, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) complessi iter di rilascio/rinnovo di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo; (vi) sistema di sanzioni adottate dagli USA e dall'UE nei confronti di determinati paesi che possono compromettere la capacità di Eni di continuare a svolgere le proprie attività o a svolgerle con talune limitazioni.

Nel corrente scenario, il Gruppo Eni presenta una maggiore esposizione al rischio paesi in Libia, Venezuela ed Egitto.

Per quanto riguarda la Libia, uno dei Paesi a più elevato rischio politico nel recente passato, nonostante l'assenza di un governo di unità nazionale e il permanere di conflittualità interna, la situazione di complessiva stabilità nelle aree operative ha consentito un sostanziale svolgimento delle attività estrattive nel 2025, nonché la prosecuzione di diversi progetti di sviluppo. La produzione Eni in Libia nell'esercizio è stata di 162 mila boe/giorno, pari a circa il 10% della produzione complessiva della Società.
L'attuale contesto in Medio Oriente ha impattato la crescita economica e le disponibilità finanziarie dell'Egitto, influenzando la solvibilità delle Compagnie di Stato che acquistano la quota equity delle produzioni delle società petrolifere internazionali. Eni vanta un significativo ammontare di crediti scaduti verso le società di Stato, il cui incasso è progredito nel 2025 sulla base di un piano di rientro concordato nel luglio 2024, che ha consentito di stabilizzare la posizione creditoria e di ridurre significativamente le posizioni di scaduto.
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. 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 con l'ingresso delle compagnie petrolifere internazionali, pertanto rendendo meno incerto rispetto al passato il contesto operativo per il recupero dei crediti commerciali Eni vs la società petrolifera statale PDVSA.
Il recupero dell'investimento Eni nel giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, è soggetto a rischi a causa dello stato d'insolvenza di PDVSA alla quale è venduta l'intera produzione di gas naturale del progetto. Alla data di bilancio, l'esposizione nominale creditoria Eni verso PDVSA al netto degli interessi maturati ammonta a circa $2,3 miliardi nominali, esposti in bilancio al valore recuperabile di circa $1 miliardo stimato da parte del management sulla base dei tempi di dilazione dei rimborsi considerando il mutato scenario geopolitico, meno incerto rispetto al passato.
In generale, l'evoluzione del contesto economico, finanziario e politico dei vari Paesi in cui opera il Gruppo potrebbe influire sulle scelte operative e di investimento di Eni che potrebbe anche, in ultima istanza, decidere di ridimensionare la presenza del Gruppo in determinate aree, con conseguenti possibili ripercussioni negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

La complessità tecnica e operativa delle attività del Gruppo, la loro scala e portata geografica, nonché la natura dei prodotti espongono il Gruppo a rilevanti rischi in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le attività Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono causare danni alle persone, all'ambiente e alle proprietà di proporzioni anche rilevanti come nel caso di esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nel suolo, nelle falde e nell'ambiente acquatico, emissioni nocive e altre similari avverse conseguenze.
Tali rischi sono influenzati dalle caratteristiche degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline.
Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, a livello nazionale/locale, europeo e attraverso protocolli e convenzioni internazionali. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante il Gruppo svolga la propria attività nel rispetto di tali leggi e regolamenti, il rischio di incorrere in incidenti, violazioni di complesse normative e altri oneri imprevisti, ivi comprese le richieste di risarcimento dei danni a cose e persone, nonché il rischio reputazionale, sono legati alla natura delle attività poste in essere dal Gruppo; pertanto non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti o di incorrere in passività ambientali che potrebbero avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione a diversi siti oggi inattivi o dismessi che in passato ospitavano attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse, dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con la corrente normativa ambientale. In oltre l'80% delle aree di proprietà, Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative in qualità di soggetto interessato alla bonifica ma non responsabile della contaminazione in quanto relativa a produzioni storiche conferite ex lege o acquisite con fusioni societarie, e subito chiuse da Eni, durante l'operazione di salvataggio industriale disposta dal Governo a fine anni 80 e inizi 90, quando la Società era ancora Ente di Stato. In altri siti, più recenti, Eni è stata coinvolta nella partecipazione delle attività di bonifica dall'autorità pubblica (mediante ordinanze ex art. 244 del TUA, adottate a seguito di istruttoria provinciale), da soggetti privati (nell'ambito di giudizi civili) o in procedimenti penali.
Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.
Inoltre, il mancato adeguamento alla normativa ambientale (che risulta peraltro in rapida e continua evoluzione) ovvero il mancato adempimento a provvedimenti e imposizioni di adeguamento delle attività svolte, può esporre il Gruppo al rischio di essere ritenuto responsabile civile di eventuali danni e conseguenti richieste di risarcimento. L'eventuale soccombenza in relazione ai procedimenti in corso potrebbe determinare l'applicazione di sanzioni pecuniarie e/o interdittive, quali l'interdizione dall'esercizio dell'attività, la sospensione o la revoca di autorizzazioni, licenze o concessioni, con possibili conseguenti effetti negativi sull'attività, le prospettive, la reputazione nonché la situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI ALL'AUMENTO DELLE IMPOSTE SUL REDDITO E DELLE ROYALTIES

Le operazioni nel settore Oil & Gas sono soggette al pagamento di royalties e imposte sul reddito, la cui incidenza sull'utile ante imposte tende a essere più elevata rispetto alle altre attività commerciali. Il possibile aumento dell'aliquota fiscale marginale nel settore Oil & Gas connesso all'aumento dei prezzi del petrolio potrebbe rendere più difficile per Eni traslare un eventuale ripresa dei prezzi del petrolio in un aumento dell'utile netto. Inoltre, in tali fasi sono possibili prelievi straordinari sui profitti delle compagnie petrolifere, quali windfall taxes, contributi solidaristici e oneri similari, con l'intento da parte delle amministrazioni finanziarie di ripartire i costi della bolletta energetica. Sfavorevoli variazioni dell'aliquota fiscale applicabile all'utile prima delle imposte del Gruppo nelle attività Oil & Gas comporterebbero un impatto negativo sui futuri risultati economici e sui flussi di cassa. Eventuali ulteriori inasprimenti della pressione fiscale o eventuali prelievi straordinari una tantum sulla base di provvedimenti che potrebbero essere emanati dai governi dei Paesi in cui opera il Gruppo potrebbero determinare un incremento, anche significativo delle imposte cui è soggetto il Gruppo, con conseguenti impatti significativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI AL QUADRO COMPETITIVO NEL SETTORE IN CUI OPERA IL GRUPPO

Il contesto competitivo in cui Eni opera è caratterizzato da prezzi e margini volatili delle commodity energetiche, limitata differenziazione dei prodotti e complessi rapporti con le Compagnie di Stato e le agenzie nazionali dei Paesi in cui sono localizzate le riserve di idrocarburi per l'ottenimento di diritti di sfruttamento minerario. Poiché i prezzi delle materie prime sono al di fuori del controllo di Eni, la competitività della compagnia in tale contesto richiede una continua attenzione all'innovazione tecnologica, al raggiungimento e mantenimento di efficienze nei costi operativi, a una gestione efficace delle risorse di capitale e alla capacità di fornire servizi agli acquirenti di energia.
Nel caso in cui il Gruppo non sia in grado di gestire efficacemente i rischi competitivi, che possono aumentare in caso di crisi, recessioni, eccesso di offerta e altri avversi sviluppi di mercato, il Gruppo potrebbe non essere in grado di mantenere i volumi e i margini di vendita.

RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi richiedono elevati investimenti con tempi di ritorno medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario e di insufficienti ritorni del capitale per l'esposizione alla volatilità dei prezzi, nonché a rilevanti rischi operativi in funzione della natura delle operazioni.

Le attività Eni nella ricerca e produzione di idrocarburi sono esposte al rischio minerario. I progetti di sviluppo sono caratterizzati da lunghi tempi di esecuzione e sono esposti alla volatilità del prezzo.

Il rischio minerario è rappresentato dall'incertezza dell'attività esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi non economiche o insufficienti a giustificare il completamento dei pozzi esplorativi come produttori. Nelle attività di sviluppo il rischio minerario è dovuto alla possibile sotto performance dei reservoir e al recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo sono sfidanti e peculiari per le tempistiche necessarie alla realizzazione e al relativo payback nonché per l'impegno finanziario richiesto nella fase di costruzione che li espone al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di aumenti non pianificati dei costi di investimento/operativi, di possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità dei prezzi degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto alle assunzioni sottostanti la decisione finale di investimento (FID). Inoltre, numerosi rischi di execution possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning.
I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'Azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati sui termini economici dei progetti con gli Stati possessori delle riserve. L'insuccesso nel conseguimento di adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni potrebbe influenzare in maniera negativa le prospettive di crescita del Gruppo, i risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.
Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti, l'anticipazione finanziaria durante la fase realizzativa, il differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dall'inizio della produzione consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni e l'esposizione alla volatilità dei prezzi. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta normalmente un insieme complesso di attività con lunghi tempi di realizzazione, i cd. "long lead time projects": verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato ospitante, talora il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, limitati dati per la progettazione, ritardi nel recupero di costi di investimento per difficoltà della first party o altri eventi similari possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. Le eventuali complessità dell'ambiente circostante sono un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni metereologiche, temperature, offshore profondo e ultra-profondo, tutela dell'ecosistema, ecc.). I progetti di sviluppo sono esposti ai rischi di cost overrun in funzione dell'evoluzione dell'ambiente operativo. L'industria è esposta ai rischi di strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica, ridotta disponibilità di yard di costruzione, nonché incrementi del costo dei fattori produttivi quali materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input, come si è verificato negli ultimi anni in relazione alla pressione inflazionistica in tutti i settori produttivi a partire dalle materie prime. Per il 2026 è prevedibile un allentamento della pressione inflazionistica per alcuni beni; tuttavia, le daily rate di rig e altri mezzi navali di perforazione e sviluppo sono attesi rimanere su elevati livelli a causa della disciplina finanziaria adottata dal settore dei servizi all'industria in risposta alla contrazione degli investimenti da parte del settore petrolifero durante i recenti downturn e al mantenimento di un approccio selettivo al capital budget. Pertanto, le società petrolifere sono esposte al rischio di competere rispetto a un'offerta limitata di unità di perforazione e altri mezzi.

Nel caso in cui Eni non sia in grado di assicurare un adeguato rimpiazzo delle riserve prodotte, ne potrebbero conseguire effetti significativi sulle prospettive di crescita e di redditività

La redditività futura di Eni dipende dall'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai futuri costi operativi/di sviluppo. Tali stime dipendono da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, quali: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le assunzioni sui futuri tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) le modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e i tassi reali di produzione dei giacimenti successivamente alla data della stima che potrebbero determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso delle riserve; (v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Oltre a dipendere dalla produzione, dalle revisioni e dalle nuove scoperte, il rimpiazzo delle riserve del Gruppo è influenzato dal meccanismo di attribuzione previsto dai "PSA", in base al quale il Gruppo ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire i costi sostenuti dalla compagnia petrolifera per lo sviluppo e la gestione del giacimento. Sulla base di tali meccanismi contrattuali previsti nei PSA, maggiori sono i prezzi di riferimento del Brent utilizzati per stimare le riserve certe della compagnia, minore è il numero di

barili necessari per recuperare lo stesso ammontare di costo, e viceversa. La produzione futura di petrolio e gas dipende dalla capacità del Gruppo di accedere a nuove riserve attraverso nuove scoperte, l'applicazione di miglioramenti tecnici, il successo delle attività di sviluppo, le trattative con le compagnie petrolifere nazionali e altri proprietari di riserve note e le acquisizioni.
Il Gruppo potrebbe non ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle riserve prodotte con nuove riserve scoperte o un migliore rendimento da parte dei giacimenti ovvero potrebbe incorrere in insuccessi delle attività di esplorazione o nella mancata scoperta di ulteriori riserve commerciali con una conseguente riduzione della produzione futura di petrolio e gas naturale, che dipende in larga misura dal tasso di successo dei progetti di esplorazione e dall'efficienza delle attività di sviluppo nel recuperare i volumi inizialmente stimati.
Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono comportare significative revisioni negative di stima delle riserve certe per il fatto che esse potrebbero diventare non economiche al variare dei fattori suddetti, determinando un impatto negativo sulle prospettive di business, sui risultati operativi, sui flussi di cassa e sulla liquidità del Gruppo.

Le attività di ricerca e sviluppo del petrolio e gas sono esposte a particolari rischi operativi

L'attività di ricerca, sviluppo ed estrazione degli idrocarburi è esposta a specifici rischi gestionali in relazione alle caratteristiche chimico-fisiche degli idrocarburi (infiammabilità, instabilità, tossicità, ecc.), alle condizioni operative dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità) e alla complessità delle attività di estrazione e trattamento dei prodotti. Sono rischi di possibili eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà, quali esplosioni con rilascio incontrollato di petrolio o gas naturale dai pozzi incidentati (c.d. "blowout"), contaminazioni, malfunzionamenti delle apparecchiature con conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, incendi di pozzi, piattaforme o unità galleggianti di produzione, collisioni marine e altri eventi similari che potrebbero essere di entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze negative. Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore a causa della maggiore complessità e difficoltà delle operazioni di contenimento e recupero delle fuoriuscite di petrolio in mare aperto. Al 31 dicembre 2025 la produzione offshore del Gruppo ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva pari a circa il 73%. Al riguardo, si segnala che il Gruppo adotta tecnologie, procedure e best practices internazionali al fine di mantenere elevati standard operativi dei propri impianti ed ha in essere coperture assicurative per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi e alla proprietà, agli attivi industriali, e da responsabilità di bonifica e ripristino dell'ambiente in caso di incidente. Ciononostante, un evento dannoso di ampia portata o di proporzioni catastrofali, quale fu l'esplosione del pozzo Macondo nel Golfo del Messico nel 2010 operato da una grande compagnia petrolifera internazionale, sarebbe coperto solo in minima parte dalla capacità assicurativa disponibile sul mercato e comporterebbe a carico del Gruppo il riconoscimento di oneri e passività di ammontare straordinario determinando impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione.

Il Gruppo è esposto al rischio competitivo per l'accesso alle riserve di idrocarburi

Nel settore Exploration & Production il Gruppo è esposto alla concorrenza di società petrolifere internazionali e compagnie di Stato per l'ottenimento dei diritti di esplorazione e sviluppo. La capacità competitiva di Eni dipende anche dal grado di sviluppo e applicazione industriale di nuove tecnologie sostenibili per massimizzare l'estrazione di idrocarburi. A causa delle dimensioni inferiori di Eni rispetto ad altre compagnie petrolifere internazionali, il Gruppo potrebbe trovarsi in uno svantaggio competitivo in presenza di progetti di dimensioni rilevanti o a elevata intensità di capitale che richiedono un'ampia disponibilità di risorse tecniche e finanziarie. Il Gruppo potrebbe essere esposto al rischio di ottenere minori risparmi di costi in un contesto deflazionistico rispetto ai concorrenti di maggiori dimensioni, in considerazione di un minore potere di mercato, mentre in caso di aumento dei costi dovuti alla carenza di materiali, manodopera e altri fattori produttivi, Eni potrebbe subire maggiori pressioni da parte dei propri fornitori per aumentare il prezzo di beni e servizi rispetto ai principali concorrenti.

RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ DI GENERAZIONE ELETTRICA DA FONTI DI ENERGIA ALTERNATIVE E RINNOVABILI

Il Gruppo è attivo nello sviluppo e nella realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'ambito della strategia di diversificazione e trasformazione del modello di business per ridurre l'esposizione del portafoglio al settore degli idrocarburi.
I progetti di sviluppo e realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono esposti ai rischi autorizzativi e di incremento dei costi e di ritardi nella catena di approvvigionamento con ricadute negative sulla redditività attesa degli investimenti. Inoltre, il ritorno dei progetti nel campo delle rinnovabili è influenzato da fattori quali (i) le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, (ii) eventuali malfunzionamenti e interruzioni dell'operatività degli impianti di trasmissione e generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili anche in relazione a fenomeni meteorologici estremi (c.d. rischio fisico), (iii) l'evoluzione tecnologica e (iv) le variazioni climatiche.

Lo sviluppo e la realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono soggetti a processi autorizzativi lunghi e complessi e richiedono investimenti di rilevante entità che vengono recuperati in base ai ricavi generati nel corso della vita utile degli impianti. Gli investimenti necessari per lo sviluppo e la costruzione di un impianto variano, tra l'altro, in base ai costi dei materiali e delle componenti impiantistiche, approvvigionate sui mercati internazionali, dei servizi per la realizzazione delle opere civili e per l'installazione e l'interconnessione con la rete di trasmissione, nonché alle tempistiche e disponibilità dei suddetti elementi. Il settore ha registrato in passato incrementi, anche repentini, dei costi di alcune materie prime, della componentistica e dei servizi, nonché strozzature e ritardi nella catena di approvvigionamento, anche a seguito di politiche restrittive del commercio internazionale, con ricadute negative sulla redditività attesa degli investimenti. Un eventuale rilevante incremento di tali costi di sviluppo e realizzazione degli impianti, ovvero una significativa dilatazione dei tempi di reperimento dei principali materiali e componenti potrebbe comportare effetti negativi sulla redditività di tali progetti e, in aggiunta, ove il Gruppo non dovesse essere in grado di realizzare gli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili secondo criteri di economicità, il Gruppo potrebbe incontrare difficoltà nel perseguimento dei propri obiettivi di sviluppo e di transizione energetica.
Le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, adottate dalla maggior parte dei Paesi in cui il Gruppo opera, possono incidere in maniera significativa, insieme alla normale variabilità dei prezzi di vendita dell'energia elettrica, sulle prospettive reddituali della produzione da fonti rinnovabili per gli operatori del settore. Eventuali mutamenti o ridimensionamenti di tali politiche, anche attraverso misure fiscali temporanee o straordinarie, potrebbero indurre il Gruppo a modificare o ridurre i suoi piani di sviluppo, nonché incidere negativamente sull'economicità della produzione da alcune fonti.
Il Gruppo è esposto a rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione dei suddetti impianti, causati da eventi sia operativi quali incidenti, guasti o malfunzionamento di apparecchiature o sistemi di controllo, sia di natura straordinaria quali difetti di fabbricazione dei componenti degli impianti, calamità naturali, eventi catastrofici, fenomeni climatici estremi, sabotaggi e altri eventi straordinari similari. Le interruzioni possono altresì derivare dalla incapacità delle reti di trasmissione di garantire il prelievo dell'energia (curtailment), specialmente nei periodi di picco produttivo. Il verificarsi di eventi di tale natura, non del tutto prevedibili e/o non completamente evitabili, potrebbe causare un aumento dei costi e una perdita di ricavi, l'insorgenza di potenziali perdite, la necessità di modificare il piano di investimenti del Gruppo, nonché avere effetti negativi sulla reputazione del Gruppo.
Il rendimento degli impianti di energia rinnovabile varia in funzione delle condizioni climatiche, quali la ventosità o l'irraggiamento dei siti produttivi. Eventuali condizioni climatiche avverse ovvero non in linea con quelle attese possono comportare una minore produttività e redditività degli impianti del Gruppo. L'eventuale perdurare di condizioni meteorologiche avverse potrebbe comportare una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotti dal Gruppo ovvero, al contrario, un eccesso dei volumi offerti che potrebbe comportare una riduzione, anche significativa, dei prezzi, con conseguenti effetti negativi sulla redditività.

RISCHI CONNESSI ALLE SANZIONI ECONOMICHE E FINANZIARIE

Nel 2025 non sono state irrogate sanzioni nei confronti del Gruppo nell'ambito dei programmi di sanzioni economiche e finanziarie adottate da USA, EU e UK nei confronti di determinati Paesi. Il Gruppo è esposto attualmente a questo tipo di rischio esclusivamente per le attività condotte in Venezuela e Russia.
Sebbene le sanzioni siano generalmente volte a colpire l'economia del Paese oggetto del programma sanzionatorio e il Gruppo adotti misure volte a garantire che le proprie attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, non si può escludere che il possibile deterioramento della situazione economica, sociale e politica del singolo Paese sanzionato, il protrarsi dell'applicazione delle sanzioni, la modifica ovvero l'inasprimento delle stesse possano limitare l'operatività del Gruppo, anche in modo significativo, con impatti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. Inoltre, esistono possibili rischi di compliance con il regime sanzionatorio.

RISCHI CONNESSI AL MERCATO GGP

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) di Eni opera nel mercato all'ingrosso del gas prevalentemente in ambito europeo e nel mercato del GNL a livello globale. I risultati di tale business sono influenzati dalle dinamiche globali e regionali della domanda e dell'offerta di gas naturale e dal contesto competitivo. L'attuale fase di mercato è caratterizzata da eccesso di offerta dovuta al rilevante numero di progetti GNL finalizzati negli Usa offrendo uno sbocco alle produzioni landlocked con esportazioni al livello record di 18 BCF/d, nonché Qatar e Canada e alla minore richiesta dell'Asia dovute all'incerta ripresa economica della Cina. L'afflusso di GNL ha incrementando il grado di liquidità globale del gas. Il mercato europeo è stato caratterizzato da una debole domanda, a parte gli effetti stagionali, connessa alla recessione del comparto manifatturiero e alla competizione delle rinnovabili. Nel 2025 i prezzi del gas ai principali hub europei si sono attestati, nella media, su livelli sostanzialmente in linea con il 2024.

Il settore GGP è esposto ai rischi dovuti alla rilevante presenza nel portafoglio di approvvigionamento di contratti long-term con clausola take-or-pay. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato e intende stipulare in futuro contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato ad un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa a significativi rischi finanziari nel caso in cui, a causa di un eventuale eccesso di offerta i prezzi di mercato non fossero remunerativi rispetto alla quota di minimum take non coperta da contratti di vendita e attività di risk management, facendo scattare l'applicazione della clausola. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. In tale scenario, il management di Eni è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario. Relativamente ai contratti di fornitura take-or-pay con le società di Stato russe (Gazprom e le sue affiliate), dal 2023 Eni ha cessato dal fare prelievi di gas naturale dai contratti in essere con Gazprom per la commercializzazione nei mercati UE nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti (occorre risalire al 2022 per registrare volumi significativi di gas naturale di provenienza russa nel portafoglio Eni, che in quell'anno avevano coperto il 18% degli acquisti totali di gas naturale del Gruppo al servizio del mercato europeo). I piani commerciali del Gruppo già dai tempi dell'aggressione militare dell'Ucraina avevano scontato possibili scenari di zero forniture dalla Russia per il mercato EU, dimensionando coerentemente gli impegni di vendita. Il Gruppo ha adempiuto ai propri obblighi contrattuali di vendita e al soddisfacimento dei fabbisogni di gas interni (feedgas per le centrali termiche di Gruppo e i volumi per il settore retail gas gestito da Plenitude) e per le attività di trading attraverso varie iniziative commerciali, quali ad esempio l'utilizzo delle flessibilità contrattuali per aumentare i prelievi da altre geografie e l'aumento delle produzioni equity con l'avvio/entrata a regime di diverse iniziative GNL (Congo, Indonesia, ramp-up progetto Coral South in Mozambico) e le decisioni di investimento in nuovi progetti e con azioni a sostegno della produzione nazionale. Eni intende completare il processo di uscita dai contratti di approvvigionamento di lungo termine con la Russia. Il complessivo processo di sostituzione del gas russo nel portafoglio Eni potrebbe far emergere eventuali rischi operativi e finanziari.
Anche le vendite di gas alla società di stato turca Botas, approvvigionate da Gazprom e gestite attraverso il gasdotto Blue Stream che attraversa il Mar Nero, sono state interrotte nel corso dell'anno. I contratti e gli accordi commerciali sottostanti sono giunti a scadenza naturale a fine 2025. Eni sta vagliando la possibilità di dismettere la partecipazione in Blue Stream che ha un peso molto limitato nei risultati e nell'attivo del Gruppo.

RISCHI CONNESSI A PROCEDIMENTI GIUDIZIARI E ARBITRALI DEL GRUPPO

Eni è parte di procedimenti legali civili o penali o arbitrali caratterizzati normalmente da lunghi tempi di giudizio, con conseguente impiego di risorse, costi e oneri legali. Eni ha rilevato in bilancio le passività associate ai procedimenti per i quali è probabile la soccombenza e l'onere possa essere stimato in maniera attendibile. Nel caso in cui i fondi stanziati a bilancio relativi ai procedimenti pendenti risultassero insufficienti a coprire gli oneri, le spese, le sanzioni e le varie richieste risarcitorie e restitutorie formulate in caso di soccombenza in dipendenza ad esempio di nuovi elementi informativi e di sviluppi non previsti al momento della stima iniziale, si potrebbero avere effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.
Non può escludersi che l'esito dei procedimenti in corso alla data di bilancio, nonché degli eventuali ulteriori procedimenti che si dovessero instaurare successivamente in relazione a controversie pendenti con terze parti non risolte in via extragiudiziale, possano avere un esito sfavorevole per il Gruppo, con accoglimento, in tutto o in parte, delle pretese avanzate dalle controparti per un ammontare superiore alle ragionevoli stime operate dal Gruppo – che, in tal caso, si troverebbe a dover far fronte a passività non previste, con possibili conseguenti effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.
Non è possibile escludere che, nel caso in cui la responsabilità amministrativa di Eni fosse concretamente accertata, oltre alla conseguente applicazione delle relative sanzioni, si verifichino ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI AL FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI INFORMATICI E ALLA SICUREZZA INFORMATICA

L'operatività del Gruppo dipende in misura significativa dai sistemi informatici, inclusi quelli di terze parti, che supportano in maniera pervasiva tutti i processi aziendali. I suddetti sistemi sono esposti al rischio di malfunzionamenti, virus, accessi non autorizzati, sottrazione di informazioni sensibili che possono causare danni operativi, economici e reputazionali.

Nello specifico il rischio legato alla cyber security è considerato elevato in quanto:

- Eni è un obiettivo particolarmente appetibile per i cyber criminali in ragione del settore in cui opera e del contesto geopolitico attuale;
- gli attacchi informatici, attuati anche mediante l'utilizzo dell'intelligenza artificiale, sono in costante aumento (ad esempio spear phishing, malware, deep fake ecc.).

Per Eni quindi la gestione dei rischi di cyber security risulta essere prioritaria ed ha come obiettivo la protezione dei sistemi informatici, reti, software e dati garantendo la riservatezza, l'integrità e la disponibilità delle informazioni, in particolare:

- Riservatezza: assicurare che le informazioni siano protette da accessi non autorizzati. La diffusione di informazioni riservate o una violazione di informazioni sensibili di dipendenti e clienti potrebbe causare danni reputazionali ed economici al gruppo oltre a gravi ripercussioni legali (ad es. sanzioni), dovute al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- Integrità: assicurare che le informazioni non siano soggette a modifiche e/o cancellazioni non autorizzate. La compromissione della qualità delle informazioni aziendali può avere conseguenze di vasta portata su vari aspetti dell'operatività e della sostenibilità aziendale oltre a causare potenziali danni reputazionali ed economici al Gruppo;
- Disponibilità: assicurare che le informazioni e i servizi siano sempre disponibili e accessibili ai soggetti autorizzati. La indisponibilità dei sistemi potrebbe avere un impatto significativo sul business, in particolare se coinvolge i sistemi business critical. In generale, malfunzionamenti dei sistemi informatici potrebbero rallentare la produzione o i piani di digitalizzazione e ostacolare l'innovazione tecnologica aumentando i costi dei progetti digitali e riducendo i benefici attesi.

RISCHI RELATIVI AL QUADRO LEGALE E NORMATIVO

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore in Italia. Tra l'altro ARERA svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti vulnerabili).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale nei confronti dei clienti ammessi al servizio di tutela. Fino al 31.12.2023, i clienti cd. tutelati gas erano i clienti domestici e i condomini con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità aveva riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Dato il contesto di prezzi crescenti verificatosi fra 2021 e 2022 ARERA ha avviato una serie di indagini per valutare interventi sui prezzi delle commodity a favore dei consumatori, con particolare riferimento al gas. In esito ad una ricognizione effettuata sui contratti di importazione di gas, ARERA con delibera 374/2022/R/GAS ha determinato il passaggio del riferimento della materia prima da TTF a PSV con aggiornamento mensile della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso per i clienti in condizioni di tutela.

La bozza del DL Bollette/Reti prospetta un allineamento del differenziale PSV–TTF tramite l'istituzione, da parte di ARERA, di un servizio di liquidità basato su impegni di offerta di gas a pronti a prezzi coerenti con un meccanismo di riferimento, remunerati con un premio. La copertura degli oneri è ricondotta a componenti tariffarie di trasporto e ai proventi da vendite di gas stoccato (anche da parte di Snam). ARERA è chiamata a definire entro il 31/01/2026 una riduzione, limitata al 2026, degli oneri regolati e delle ulteriori componenti di trasporto e distribuzione per i clienti industriali, con potenziali benefici per le PMI.

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power, nel corso degli anni sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte generalizzate di gas ed energia elettrica disponibili; su questa area di regolazione ARERA di recente ha proposto orientamenti – non ancora deliberati ufficialmente – mirati ad aumentare la possibilità di comparazione delle offerte commerciali sulla base del prezzo.

Dal 1° gennaio 2024, i clienti domestici non vulnerabili, precedentemente serviti in tutela gas, e che non hanno sottoscritto un contratto di mercato libero, vedono applicarsi l'offerta PLACET definita ad hoc dagli operatori per tali clienti.

Per quanto riguarda il settore elettrico, il Decreto legge n. 181 del 9 dicembre 2023, che reca disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, ha posticipato lo svolgimento delle procedure concorsuali per il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili al 10 gennaio 2024 (prima previste in data 11 dicembre 2023). Di conseguenza, l'ARERA con Delibera 600/2023/R/eel, ha differito al 1° luglio 2024 l'attivazione del servizio a tutele graduali in esito all'asta a turno unico svoltasi il 10 gennaio e ridotto a 2 anni e 9 mesi la durata del servizio di tutela graduale, il cui termine rimane fissato al 31 marzo 2027 per legge.

La Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2023 (L. 193/2024, art. 24) ha previsto che i clienti domestici vulnerabili (di cui all'articolo 11, comma 1, del Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210) abbiano la facoltà di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso al servizio a tutele graduali (di cui alla delibera ARERA n. 362/2023/R/eel del 3 agosto 2023), fornito dall'operatore aggiudicatario dell'area ove è situato il punto di consegna interessato. In data 22 gennaio 2025, ARERA ha pubblicato la delibera 10/2025/R/ eel stabilendo le modalità di attuazione, ivi comprese quelle concernenti l'attestazione circa la sussistenza dei requisiti di vulnerabilità dandone evidenza nel proprio sito internet istituzionale. La facoltà riguarda tutti i clienti aventi i requisiti di vulnerabilità, anche se serviti sul mercato libero. In data 27 marzo 2025, ARERA ha pubblicato la delibera 110/2025/R/eel, con cui ha dato attuazione delle disposizioni dell'articolo 2, comma 3 del decreto-legge 19/25, in tema di permanenza dei clienti domestici vulnerabili nel servizio a tutele graduali.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione GNL, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. I criteri di regolazione del trasporto sono stati ridefiniti per il quadriennio 2024-2027 in Paesi quali Italia, Francia e Belgio, ma la ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto, a scadenze pluriennali prestabilite, come anche la puntuale definizione su base annuale dei relativi valori tariffari applicabili, è un elemento che accomuna tutti i Paesi europei e che anche in futuro potrà determinare impatti sui costi logistici. Modifiche di regole di accesso e di livelli tariffari possono riguardare anche il settore della rigassificazione e dello stoccaggio, rappresentando fattori di rischio come anche potenziali opportunità per il business.

L'attività sui mercati gas all'ingrosso è inoltre esposta ai rischi determinati da alcune evoluzioni – sia temporanee che strutturali - del quadro regolatorio che possono incidere sulle dinamiche dei mercati stessi e comportare obblighi specifici: tra queste, misure normative che, sia a livello europeo che di singoli Paesi, sono state introdotte a partire dalla crisi energetica del 2022 con la finalità di contenere i prezzi o migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti (ad esempio, obblighi sui livelli di riempimento degli stoccaggi), come anche nuovi e crescenti obblighi normativi posti in capo agli importatori.

Per quanto riguarda il settore elettrico Eni, per le aste del mercato della capacità elettrica (c.d. "Capacity Market") è venuto meno il rischio di annullamento delle aste che si erano tenute per i periodi fino al 2024 poiché tutti gli operatori che avevano presentato ricorso l'hanno ritirato per carenza d'interesse. Si sono tenute le aste per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027 in cui Eni si è aggiudicata in ciascuna asta circa 3.600 MW di capacità esistente. Per l'asta 2028, si dovrà attendere il 2026. Terna deve ancora definire il calendario per le aste con consegna successiva al 2028, Dal 2029 dovrà intervenire una revisione del meccanismo perché l'attuale disciplina ha ottenuto una valutazione di conformità ai principi europei sugli aiuti di Stato dalla Commissione UE fino al 31 dicembre 2028.

Con riferimento ai mercati dell'energia e dei servizi di bilanciamento sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business, connesse in particolare alle riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie: l'avvio del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) il cui periodo di applicazione transitorio, iniziato l'1 gennaio 2025, terminerà l'1 febbraio 2026 con l'inizio della fase di consolidamento; l'ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete; l'avvio del nuovo mercato degli accumuli gestito da Terna di cui la prima asta per la consegna 2028 si è tenuta per il 30 settembre 2025. L'attuale quadro regolatorio riduce per ora la probabilità di accadimento di prezzi negativi in MGP mentre l'aumento della frequenza dei fenomeni di overgeneration dovuti all'eccesso di produzione da fonti rinnovabili collegato in situazioni di domanda contenuta, concentrati soprattutto in primavera e nei giorni festivi, potrebbe comportare il rischio di misure volte a ridurre la produzione, oltre che delle rinnovabili, degli impianti termoelettrici must run.

Per quanto riguarda il superamento del PUN, dal 1° gennaio 2025 è stata introdotta una componente perequativa sugli acquisti MGP (acquisti nel Mercato Del Giorno Prima) relativi ai portafogli zonali di prelievo che neutralizza gli effetti legati al superamento del PUN. È previsto che tale componente possa essere eliminata a seguito di una consultazione con almeno 24 mesi di anticipo. Si segnala inoltre la possibile riduzione dei ricavi nel Mercato del Bilanciamento e Ridispacciamento (MBR, nuova ridenominazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento "MSD") per effetto degli incentivi riconosciuti da ARERA a Terna per la riduzione dei costi di MBR nonché per l'ingresso di risorse al momento escluse dalla partecipazione a tale mercato (accumuli, fonti rinnovabili non programmabili, demand side response).

Il principale fattore di rischio per lo sviluppo delle rinnovabili Eni rimane la complessità degli iter autorizzativi. Al riguardo si segnala che a seguito dell'entrata in vigore del D.lgs. 190/2024 c.d. Testo Unico FER (anche T.U. FER), che ha racchiuso e semplificato in un unico testo normativo i regimi amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonte rinnovabile, si sono avvicendate numerose novelle normative che hanno impattato tanto sul tale testo quanto su normative collaterali, comunque corollarie e di riferimento per la corretta pianificazione degli interventi e individuazione degli iter da seguire per la realizzazione di impianti rinnovabili.

Tra le novelle che hanno impattato direttamente su TU FER si ricordano il c.d. Decreto Bollette (DL n.19 del 28 febbraio 2025 convertito in Legge 24 aprile 2025 n. 60) e il c.d. Decreto Infrastrutture (DL 21 maggio 2025 convertito in Legge 19 luglio 2025 n. 105) e da ultimo il c.d. Correttivo del TU FER (D.lgs. 26 novembre 2025 n. 178, in vigore dall'11 dicembre 2025). Tutti i predetti interventi normativi hanno apportato modifiche significative al Testo Unico; modifiche che, tuttavia, che non è possibile riassumere in questa sede sia in ragione della loro portata e ampiezza sia per la loro complessità. A ciò si aggiunga che la versione attualmente in vigore del T.U. FER non rappresenta ad oggi quella definitiva, essendo attesi ulteriori interventi novativi in sede di:

- conversione in legge, entro il 20 gennaio 2026, del c.d. Decreto Transizione 5.0– DL 21 novembre 2025 n. 175 – che contiene importanti disposizioni di modifica in punto di aree idonee;
- recepimento formale a livello nazionale della c.d. Direttiva RED III – Dir (UE) 2023/2413 rispetto alla quale pendono ben due procedure di infrazione sullo Stato italiano per ritardato ed inesatto adempimento.

Il DL Transizione 5.0, in particolare, andrà a modificare l'intero quadro regolatorio definito in materia di aree idonee così come fino ad oggi disciplinato da fonte ministeriale (DM 21 luglio 2024 – c.d. Decreto aree idonee) ridefinendo l'assetto delle aree in cui gli impianti potranno avere iter accelerati di autorizzazione e l'intera pianificazione regionale per l'installazione di impianti FER.

Si conferma, pertanto, che alla luce delle modifiche intervenute nel 2025 e di quelle attese nel 2026, le procedure autorizzative rappresentano il principale profilo di rischio per la pianificazione e lo sviluppo del business rinnovabili, anche alla luce del fatto che le singole Regioni, in ragione delle funzioni loro attribuite, potranno modificare sotto taluni profili (anche se non l'impianto complessivo) la disciplina nazionale prevista dal Testo Unico menzionato.

Con specifico riferimento alla generazione eolica off-shore, il T.U. FER prevede che le aree idonee all'installazione di tali impianti siano individuate dal Piano di Gestione dello Spazio Marittimo (c.d. PGSM). Con DM n. 237 del 25 settembre 2024 è stato adottato e approvato il PGSM in relazione alle seguenti tre aree marittime: 1.Mare Mediterraneo occidentale; 2. Mare Adriatico; 3. Mare Ionio e Mediterraneo centrale.

Lo stesso T.U. FER, nella versione ad oggi in vigore, prevede che entro il 21 febbraio 2026 il GSE individui all'interno della mappatura del territorio nazionale (già effettuata dal GSE a maggio 2025) le zone di accelerazione marine dove gli iter amministrativi per la realizzazione di impianti offshore beneficeranno di semplificazioni normative e tempistiche autorizzative dimezzate rispetto quelle ordinarie.

Valutazioni e considerazioni in ordine al possibile e favorevole sviluppo della tecnologia off-shore saranno, tuttavia, possibili solo a valle degli adempimenti menzionati e ogni conclusione in tema di raccordo e coordinamento con la disciplina contenuta nel Piano di Gestione dello Spazio Marittimo sarà consentita solo a valle delle modifiche al Testo Unico FER accennate e di cui si è in attesa.

Lo scenario, ad oggi, si conferma incerto anche e specificamente con riferimento alla generazione eolica off-shore.

Per quanto concerne le misure incentivanti (ulteriori rispetto al Mercato della Capacità di cui si è già accennato sopra) si osserva sinteticamente quanto segue:

- il 31 dicembre 2025 è scaduto l'arco temporale per beneficiare degli incentivi di cui al Fer X transitorio.
- non è ancora stato approvato in via definitiva il decreto FER X (a regime) che prevede l'incentivazione di impianti con costi di generazione vicini a competitività. Ad oggi vi è solo uno schema di decreto (versione risalente al 2024 che prevede la copertura di un arco temporale sino al 31 dicembre 2028).
- a novembre 2025, in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 7-bis del D.lgs. n. 199 del 2021 il MASE ha aperto la consultazione per la definizione del meccanismo c.d. FER Z, avente la finalità di promuovere gli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, mediante messa a disposizione di predefinite quantità di energia da fonte rinnovabile in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione, la disponibilità attesa di risorse di flessibilità e la sicurezza del sistema elettrico al minore costo per il consumatore finale. Il decreto ministeriale che da avvio al meccanismo è atteso per il 2026.
- nel 2025 Eni e Plenitude sono risultate assegnatarie di energia in anticipazione secondo la dinamica prevista dal meccanismo di incentivazione Energy Release 2.0 (c.d. ER 2.0). La disciplina di questo meccanismo "incentivante" ha subito numerosi interventi di modifica sia a livello regolamentare sia a livello regolatorio nel corso dell'anno 2025. A gennaio 2026 saranno sottoscritti i Contratti con il GSE, previsti dalle regole operative e si stima, a fronte dello sviluppo di nuova capacità di generazione e a fronte dell'energia già assegnata in anticipazione, un impegno di restituzione pari a 20 (più eventuali ulteriori 20) anni, per le parti contraenti che hanno assunto i relativi obblighi restitutori.
- Infine, con riferimento al nuovo meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico c.d. MACSE, si segnala che nel corso dell'anno 2025 si è svolta la prima asta MACSE dedicata ai Sistemi di Stoccaggio Batterie ioni al litio e con COD all'anno 2028, la quale ha visto Eni Plenitude Storage Italy S.r.l. assegnataria di 205 MWh di capacità in Sardegna e 250 MWh in Sicilia.
- Nell'anno 2026 è attesa la seconda asta.

Effetti del decreto-legge n.162 cd. “DL Bollette”

Il decreto-legge n. 162 (cd. “DL Bollette”) del Consiglio dei Ministri pubblicato in Gazzetta il 21 febbraio 2026 introduce nel sistema energetico italiano una serie di misure finalizzate a ridurre il costo delle forniture di energia elettrica e gas per le imprese/famiglie. Le principali misure del decreto mirano a ridurre/annullare lo spread tra il prezzo del gas all’ingrosso nei mercati europei e quello italiano (cd. spread PSV-TTF), a disincentivare il mantenimento opportunistico di capacità produttiva di riserva nel termoelettrico e sollecita gli operatori retail a introdurre per il bienno 2026-2027 uno sconto volontario sulle forniture di energia elettrica a certe fasce di clientela residenziale. Inoltre, è introdotta sempre per il biennio considerato un incremento dell’aliquota IRAP (due punti percentuali) per le imprese del settore energia. Tali misure introducono un fattore di rischio per i risultati economici del Gruppo in relazione principalmente alla possibile riduzione dello spread PSV-TTF con ricadute sui margini del gas equity e commercializzato e in misura minore allo sconto volontario sulle forniture elettriche residenziali, i cui effetti potrebbero essere compensati dai minori costi per gli input energetici degli impianti Eni di raffinazione, bioraffinazione e complessi petrolchimici. Considerando come più probabile lo scenario prezzi all’ingrosso del gas espresso dall’evoluzione delle curve forward nei giorni successivi all’emanazione del decreto, l’impatto sui risultati operativi del Gruppo sarebbe nel complesso poco significativo. Per quanto riguarda l’incremento dell’aliquota Irap l’impatto è trascurabile, anche in relazione all’evoluzione attesa della base imponibile.

RISCHI CONNESSI ALLA NORMATIVA IN MATERIA DI PROTEZIONE DEI DATI PERSONALI

Il Gruppo è esposto al rischio di violazioni della normativa di riferimento in tema di gestione, trattamento e protezione dei dati personali, con potenziali effetti pregiudizievoli sull’attività e sulle prospettive del Gruppo.

Il Gruppo commercializza gas, energia elettrica e prodotti presso clienti retail e business, che rappresentano una fonte importante di ricavi e di redditività per il bilancio consolidato. Il Gruppo gestisce in maniera sostanziale e continuativa dati personali e, pertanto, è tenuto a rispettare le disposizioni normative e regolamentari di volta in volta applicabili. In caso di violazioni di tali normative sul trattamento dei dati personali, la Società potrebbe essere ritenuta responsabile delle conseguenze derivanti da illecito trattamento dei dati e da ogni altra violazione di legge (quali carente o inidonea informativa e notificazione, violazione delle norme in materia di adozione di misure di sicurezza, false rappresentazioni). Il verificarsi di tali rischi potrebbe avere effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

La normativa di riferimento è rappresentata dal Regolamento (UE) n. 2016/679 (“GDPR”) che ha introdotto varie modifiche ai processi da adottare per garantire la protezione dei dati personali (tra cui un efficace modello organizzativo privacy, la nuova figura del Responsabile della protezione dei dati (Data Protection Officer - “DPO”), obblighi di comunicazione di particolari violazioni dei dati, la portabilità dei dati), aumentando il livello di tutela delle persone fisiche e inasprendo, tra l’altro, le sanzioni applicabili al titolare e all’eventuale responsabile del trattamento dei dati, in caso di violazioni delle previsioni del regolamento.

Nonostante i controlli in essere, il Gruppo è esposto al rischio derivante dalla potenziale violazione della disciplina vigente in ragione della sottrazione, divulgazione, perdita o il trattamento per finalità diverse da quelle autorizzate dalla clientela, dei dati personali anche ad opera di soggetti non autorizzati (sia terzi sia dipendenti del Gruppo) o a causa di attacchi cyber.

Pertanto, qualora la Società non fosse in grado di attuare i presidi e gli adempimenti in materia privacy, conformemente a quanto prescritto dal GDPR e dalla ulteriore normativa anche regolamentare applicabile concernente la protezione dei dati personali, inclusi i provvedimenti emanati dall’Autorità Garante per la Protezione dei Dati di volta in volta applicabili, il Gruppo sarebbe esposto a un rischio sanzionatorio nonché a un rischio di perdita di clienti attuali e futuri, con conseguenti possibili effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale, finanziaria e sulla reputazione e le prospettive del Gruppo.

Nel caso in cui venisse accertata una responsabilità del Gruppo per eventuali casi di violazione di dati personali e delle leggi poste a loro tutela, ciò potrebbe dare luogo a richieste di risarcimento danni nonché all’erogazione di sanzioni amministrative, con possibili effetti negativi significativi sui risultati e la posizione finanziaria della Società e sulla sua reputazione.

Nonostante le misure intraprese dalla Società, non è escluso che queste in futuro si rivelino inadeguate, non conformi e che non siano tempestivamente o correttamente implementate da parte dei dipendenti e collaboratori e, pertanto, che i dati possano essere danneggiati o perduti, oppure sottratti, divulgati o trattati per finalità diverse da quelle autorizzate dalla clientela.

RISCHI CONNESSI ALLA VIOLAZIONE DI NORME ANTICORRUZIONE VIGENTI NEI PAESI IN CUI IL GRUPPO SVOLGE LA PROPRIA ATTIVITÀ

Eni, operando in diversi Paesi del mondo, è tenuta ad agire nel rispetto delle leggi anticorruzione applicabili a livello nazionale e internazionale. Nonostante il Gruppo abbia adottato un sistema di controllo interno, procedure e un codice etico per prevenire la commissione di reati corruttivi da parte dei propri dipendenti, che avrebbero riflessi su Eni per via del D.Lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa e le varie altre normative internazionali, non è possibile escludere completamente il rischio di violazione delle leggi anticorruzione e la conseguente applicazione delle sanzioni previste, con possibili ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sui risultati dell'Eni.

Evoluzione prevedibile della gestione

Per le principali evoluzioni di business ed economico-finanziarie si rinvia ai capitoli: Strategia, Commento ai risultati economico-finanziari e Fattori di rischio.

Rendicontazione di Sostenibilità

LEGENDA

- Link alla Relazione sulla Gestione e al Bilancio Consolidato
- Link interni alla Rendicontazione di Sostenibilità
- Link esterni

La Rendicontazione di Sostenibilità 2025 è un documento redatto e pubblicato con cadenza annuale contenente dichiarazioni previsionali (forward-looking statement) relative alle diverse tematiche ivi trattate, formulate in conformità a quanto previsto dal D.lgs. 125/2024 e dagli European Sustainability Reporting Standards. I forward-looking statement sono fondati su valutazioni, previsioni e convinzioni del management di Eni ritenuti ragionevoli alla luce delle informazioni disponibili al momento della formulazione degli stessi. Tuttavia, i forward-looking statement hanno per loro natura una componente di incertezza, in quanto dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri che sono, in tutto o in parte, fuori dal controllo e dalla ragionevole prevedibilità di Eni. Pertanto, i risultati effettivi potrebbero differire rispetto a quelli annunciati in ragione di molteplici fattori, tra cui, a titolo esemplificativo e non esaustivo, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, lo sviluppo della ricerca scientifica, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business. In particolare, la rendicontazione delle emissioni GHG e i relativi target, impegni e ambizioni non devono intendersi quale assunzione di qualsivoglia responsabilità giuridica rispetto agli impatti effettivi o potenziali ad esse connessi. La sezione "Glossario" riporta le principali nozioni utilizzate nel documento, tratte dal consenso scientifico internazionale, al fine di garantire chiarezza nella descrizione dei concetti chiave richiamati ivi richiamati. La Rendicontazione di Sostenibilità può contenere termini utilizzati per mero riferimento e senza una connotazione tecnico giuridica. In tutto il documento per "Eni" si intendono Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento. Il testo originale della Rendicontazione di Sostenibilità è redatto in lingua italiana. In caso di difformità rispetto alla traduzione inglese, fa fede la versione originale in italiano.

Indice

EXECUTIVE SUMMARY **137**
IL SISTEMA DI REPORTING DI ENI *[ESRS 2 BP-1; BP-2]* 141
STATEMENT ON DUE DILIGENCE *[ESRS 2 GOV-4]* 142
ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT *[ESRS 2 SBM-2]* 143
PROCESSO E RISULTATI DELL'ANALISI DI DOPPIA MATERIALITÀ *[ESRS 2 GOV-2; SBM-3; IRO-1]* 146
CAMBIAMENTO CLIMATICO *[ESRS E1]* **151**
AMBIENTE E SISTEMA DI GESTIONE ENI **169**
INQUINAMENTO *[ESRS E2]* 170
GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE *[ESRS E3]* 176
BIODIVERSITÀ *[ESRS E4]* 179
USO DELLE RISORSE ED ECONOMIA CIRCOLARE *[ESRS E5]* 184
TASSONOMIA EUROPEA **189**
I DIRITTI UMANI PER ENI **191**
FORZA LAVORO DI ENI *[ESRS S1]* 195
SALUTE & SICUREZZA *[ESRS S1;S2;Entity Specific]* 203
LAVORATORI NELLA CATENA DEL VALORE DI ENI *[ESRS S2]* 209
COMUNITÀ LOCALI *[ESRS S3]* 213
CLIENTI E CONSUMATORI *[ESRS S4]* 219
INFORMAZIONI DI GOVERNANCE *[ESRS G1]* **223**
CONDOTTA D'IMPRESA *[G1-1]* 223
LA GESTIONE SOSTENIBILE DELLA CATENA DI FORNITURA *[G1-2]* 229
TRASPARENZA NEI PAGAMENTI E TAX STRATEGY *[Entity Specific]* 232
CYBERSECURITY *[Entity Specific]* 233
PRINCIPI E CRITERI METODOLOGICI *[ESRS 2 BP-1, BP-2]* **235**
ALLEGATI ALLA TASSONOMIA EUROPEA **238**
CONTENT INDEX *[ESRS 2 IRO-2]* **252**

Executive Summary

In un contesto globale caratterizzato da sfide energetiche, ambientali e sociali sempre più complesse, Eni riconosce il ruolo centrale dell'energia come leva di sviluppo e inclusione. In coerenza con la propria Mission e il Codice Etico, l'azienda integra nelle proprie attività industriali un approccio responsabile orientato alla creazione di valore per gli stakeholder e per le comunità. Eni conferma nel 2025 il suo impegno nel raggiungimento della Neutralità Carbonica entro il 2050. Tra le principali direttrici di azioni figurano la diminuzione delle emissioni GHG (scope 1, 2 e 3), lo sviluppo e l'adozione di tecnologie di mitigazione, l'ampliamento dell'offerta di servizi e prodotti a minore intensità carbonica, nonché la compensazione delle emissioni residue. Inoltre, Eni valuta i rischi e le opportunità connessi al cambiamento climatico anche attraverso analisi di scenario di medio e lungo termine e si impegna a mantenere trasparenza informativa sulle tematiche connesse al clima e dialogo con gli stakeholder. Eni ha definito la propria strategia prevedendo una progressiva diversificazione del portafoglio energetico, facendo leva su un insieme di soluzioni industriali e tecnologiche orientate alla progressiva riduzione delle emissioni GHG e allo sviluppo di soluzioni a minor intensità emissiva, tra cui produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, biocarburanti e chimica da rinnovabili, e a cui si affianca il contributo del gas naturale. Le tematiche ambientali, insieme a quelle di Salute e Sicurezza, sono gestite all'interno di un modello HSE integrato che, anche tramite i sistemi di gestione certificati, definisce i ruoli, le responsabilità e le modalità di gestione delle attività di tutti i settori per gli aspetti ambientali. Eni promuove la gestione delle risorse naturali attraverso l'adozione di soluzioni innovative per limitare gli impatti delle proprie attività, valorizzando il recupero dei materiali secondo i principi dell'economia circolare e riducendo l'utilizzo di risorse vergini ed esauribili e tramite iniziative di sensibilizzazione e diffusione di una cultura aziendale. Sul fronte sociale, prosegue l'attenzione ai diritti umani lungo la catena del valore e nei confronti di lavoratori, comunità e clienti. L'approccio di Eni ai diritti umani è stato considerato particolarmente solido e strutturato da parte della World Benchmarking Alliance, che ha assegnato all'azienda il primo posto nel Corporate Human Rights Benchmark[1]. Per quanto riguarda i dipendenti, Eni ha continuato a supportare l'aggiornamento delle competenze con programmi di upskilling e reskilling a sostegno del percorso di transizione e trasformazione industriale. L'attenzione e le azioni realizzate sugli aspetti di diversità e inclusione hanno portato al conseguimento, per Eni SpA, della certificazione per la parità di genere secondo la norma UNI/PdR 125:20022. Nei Paesi in cui opera, l'azienda porta avanti iniziative finalizzate allo sviluppo sostenibile delle comunità, con progetti dedicati all'accesso all'energia e all'acqua, alla crescita economica locale, all'istruzione e alla tutela ambientale; nel 2025 sono stati raggiunti complessivamente circa 3 milioni di persone. Eni offre, attraverso la società Plenitude, energia, soluzioni di efficienza energetica e servizi di mobilità elettrica a 10 milioni di clienti, integrando produzione rinnovabile, vendita di energia e un ampio network di punti di ricarica. Inoltre, nel 2025 è proseguito il coinvolgimento della catena di fornitura in un percorso di miglioramento e sviluppo sostenibile, grazie ad una serie di iniziative quali: Open-es[2], il supporto finanziario tramite "Sustainable Supply Chain Finance" e la valorizzazione delle eccellenze, tramite il Supply Chain Award, per condividere best practices e premiare le imprese più distintive e innovative in ambito ESG, nonché un'applicazione di criteri di sostenibilità in tutte le fasi del processo di approvvigionamento. Per quanto riguarda la governance, nel 2025 sono proseguite le verifiche di compliance su attività a rischio continuando le attività di formazione e sensibilizzazione in materia anti-corruzione. Inoltre, al fine di promuovere l'evoluzione e il progressivo rafforzamento dei sistemi di controllo e gestione dei rischi lungo la catena del valore, nel corso del 2025, Eni ha lanciato l'iniziativa "G·row – Evolving through Risk & Control Governance". Gli impegni e le azioni messe in campo da Eni sugli aspetti ESG si integrano in modo strutturale all'interno del ▶ Modello di business, supportando sia l'evoluzione e la crescita delle proprie attività, che la generazione di valore per i propri stakeholder. Per una visione complessiva della strategia di business Eni, in cui si inserisce la strategia di sostenibilità, si rimanda alla sezione ▶ Strategia.

(1) CHRB valuta circa 100 aziende che operano in cinque settori ad alto rischio e ne esamina le prestazioni in cinque aree di misurazione: impegni assunti a livello di policy aziendali, responsabilità a livello di consiglio di amministrazione, integrazione del rispetto dei diritti umani nella cultura aziendale e nei sistemi di gestione, due diligence in materia di diritti umani e meccanismi di rimedio e reclamo.
(2) Piattaforma per supportare le imprese nel percorso di misurazione e crescita in ambito ESG con l'obiettivo di creare valore e benefici per l'intero tessuto imprenditoriale.

IL CONTESTO DI RIFERIMENTO E LA SOSTENIBILITÀ IN ENI

Le sfide che il sistema energetico mondiale deve affrontare, nell'immediato e nei prossimi anni, appaiono sempre più complesse, anche alla luce dell'attuale contesto geopolitico. Al tema della sostenibilità ambientale e climatica del mix energetico si affiancano con crescente urgenza i temi della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'accessibilità economica dell'energia, delineando quello che viene definito trilemma energetico. La transizione energetica — basata sull'integrazione crescente di fonti rinnovabili, tecnologie a ridotte emissioni e soluzioni più efficienti e innovative — è influenzata da specificità geografiche, politiche di supporto, evoluzione tecnologica e dinamiche della domanda energetica. Il sistema energetico è inoltre strettamente connesso a questioni ambientali e sociali, quali la biodiversità, la gestione delle risorse idriche e il benessere delle comunità. L'accesso all'energia rimane una criticità in numerose aree, in particolare nell'Africa subsahariana. Allo stesso tempo, i cambiamenti climatici e le pressioni sugli ecosistemi incidono sulla disponibilità delle risorse naturali, generando impatti per le comunità, con circa metà della popolazione mondiale esposta a periodi di forte stress idrico nel corso dell'anno. In questo contesto complesso, che richiede soluzioni concrete e differenziate in grado di rispondere alle esigenze dei vari territori, Eni si impegna attivamente per una Just Transition, considerata una delle principali sfide strategiche del settore energetico. La transizione energetica è profondamente legata all'innovazione tecnologica e richiede capacità industriale e collaborazione lungo tutta la filiera, con l'obiettivo di generare benefici per persone e comunità coinvolte nei processi di trasformazione. Per questo Eni opera responsabilmente, coinvolgendo gli stakeholder e lavorando per prevenire e ridurre i potenziali impatti negativi sociali e ambientali connessi sia alle attività tradizionali, sia ai nuovi progetti energetici. Il percorso di trasformazione industriale e finanziaria avviato nel 2014 permette all'azienda di rispondere con maggiore efficacia alle sfide globali e di sviluppare una strategia finalizzata ad implementare soluzioni progressivamente più sostenibili dal punto di vista ambientale, sociale ed economico. In tale quadro si inserisce il percorso di Eni verso la Neutralità Carbonica entro il 2050, con obiettivi intermedi, puntando su ricerca scientifica, innovazione e diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Parallelamente, Eni promuove una solida cultura della salute e sicurezza, orientata alla prevenzione dei rischi e alla tutela delle persone — dipendenti e contrattisti — e dei propri asset. Viene valorizzato inoltre il capitale umano attraverso l'aggiornamento delle competenze, necessario per affrontare le nuove sfide del settore. L'azienda si impegna anche a operare con trasparenza, contrastare i fenomeni corruttivi e collaborare con partner, fornitori e clienti, accompagnandoli nel loro percorso di sviluppo sostenibile. Infine, Eni contribuisce alla crescita dei Paesi in cui opera attraverso progetti di sviluppo locale, realizzati anche in collaborazione con attori nazionali e internazionali della cooperazione allo sviluppo nonché tramite l'attivazione di filiere locali, la messa a disposizione di fonti di energia ai mercati locali, attività di formazione e di capacity building. Questi impegni sono alla base del ▶ Modello di business di Eni, nel quale la sostenibilità è integrata attraverso le cinque leve: Neutralità carbonica al 2050, Protezione dell'ambiente, Valore delle nostre persone, Alleanze per lo sviluppo e Sostenibilità nella catena del valore.

Principali Policy e target

Per promuovere una transizione giusta e sostenibile, Eni, all'interno del piano strategico, definisce da anni target misurabili e con tempistiche definite o impegni, che rappresentano un contributo concreto alla creazione di valore condiviso per le comunità locali, alla tutela dell'ambiente e alla promozione di una governance responsabile e trasparente. Per l'elenco completo dei target e delle metriche di sostenibilità, le relative metodologie e commenti alle performance, si rimanda ai singoli capitoli tematici della presente Rendicontazione.

LEVA DEL MODELLO DI BUSINESS	ESRS DI RIFERIMENTO	PRINCIPALI TARGET E IMPEGNI[a]	PRINCIPALI DATI 2025
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	Cambiamento climatico E1	• Net Zero Scope 1+2 Emission Upstream al 2030 (milioni di tonnellate di CO2eq.) • Net Zero Scope 1+2 Emission Eni al 2035 (milioni di tonnellate di CO2eq.) • Net Zero Intensity Scope 1+2+3 Emission al 2050 (grammi di CO2eq./MJ) • Zero routine flaring Emission upstream al 2026 e mantenimento del livello di performance al 2030 • Emissioni fuggitive di metano Upstream -80% al 2025 • Intensità emissiva di metano upstream al di sotto di 0,2% al 2025 e mantenimento del livello di performance al 2030	• Net Scope 1+2 Emission Upstream: 4,7 milioni di tonnellate di CO2eq. (-68% vs 2018) • Net Scope 1+2 Emission Eni: 21,4 milioni di tonnellate di CO2eq. (-40% vs 2018) • Intensity Net Scope 1+2+3 Emission 59 grammi di CO2eq./MJ (-6% vs 2018) • Zero routine Flaring Emission Upstream: obiettivo raggiunto su asset operati al 2025 • Emissioni fuggitive di metano Upstream: -97% vs 2014 (obiettivo raggiunto) • Intensità emissiva di metano Upstream: 0,09% (obiettivo raggiunto)
PROTEZIONE DELL'AMBIENTE	Inquinamento E2	• Salvaguardia della risorsa idrica e del suolo, della qualità dell'aria, minimizzazione dei rischi e impatti delle emissioni in tali matrici ambientali	• Emissioni in atmosfera in calo vs 2024: SOx (-7%), NOx (-16%), NMVOC (-26%) e PM (-33%) • Emissioni di idrocarburi nelle acque di scarico: 53,4 tonnellate, in marcata riduzione (-50%) vs 2024 • Oil spill operativi >1 barili: -68% vs 2024
	Gestione delle risorse idriche E3	• Positività idrica al 2035 in almeno il 30% dei siti operati con prelievi maggiori di 0,5 Mm^3/anno di acqua dolce di alta qualità in aree a stress idrico al 2023, con l'ambizione di raggiungere la positività idrica al 2050 nei propri siti operati	• Prelievi di acqua dolce: oltre -10% vs 2024
VALORE DELLE NOSTRE PERSONE	Forza lavoro propria S1	• +4 p.p. della popolazione femminile e +3,8 p.p. della popolazione femminile in posizioni di responsabilità (Dirigenti e Quadri) al 2030 vs 2020 • +6,5 p.p. popolazione under 30 al 2030 vs 2020 • +10% ore di formazione al 2029 vs 2025 • +2 p.p. presenza dipendenti non italiani in posizione di responsabilità al 2030	• 31.523 dipendenti (head count) • 9.028 dipendenti donne; +4 p.p. vs 2020 • 2.965 dipendenti <30 anni; +2,8 p.p. vs 2020 • 30,8% popolazione femminile in posizioni di responsabilità (Dirigenti e Quadri); +4,2 p.p. vs 2020 • 33,5 ore di formazione fruite medie per dipendente +4,4% vs 2024 • 7,5% tasso di Turnover • 10% Gender pay gap (+3% p.p. vs 2024) • 16,7% dipendenti non italiani in posizione di responsabilità (-1,9 p.p. vs 2020)
	Salute & Sicurezza S1	• Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ≤0,50 al 2026-30 • 85% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico in Italia e all'estero al 2028	• Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR): 0,55, in miglioramento rispetto al 2024 (0,70) • 80% dipendenti con accesso al servizio psicologico
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	Comunità locali S3	• Oltre 20 milioni di persone raggiunte al 2030 attraverso iniziative a sostegno delle comunità locali	• ~3 milioni di persone raggiunte • € 81 milioni Investimenti per lo sviluppo locale
SOSTENIBILITÀ NELLA CATENA DEL VALORE	Clienti e Consumatori (Plenitude) S4	• 30.000 punti di ricarica per veicoli elettrici proprietari installati al 2030	• ~23.000 Punti di ricarica per veicoli elettrici proprietari installati
	Condotta d'impresa - Gestione sostenibile della catena di fornitura G1	• Mantenimento delle valutazioni ESG nei procedimenti per oltre il 90% del procurato Italia • Mantenimento del 100% dei fornitori worldwide strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile • Nuovo target: 90% del valore dei contratti attivi assegnato a fornitori coinvolti in nuove iniziative in ambito Safety, in ottica di miglioramento continuo	• 97% procedimenti con valutazione ESG per il procurato Italia • 100% dei fornitori worldwide strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile

a) Nei capitoli tematici viene chiarito, per ciascun elemento della tabella, se si tratta di un target, che rispetta tutti i requisiti ESRS oppure un impegno.Inoltre, per maggiori dettagli in merito al perimetro dei target si rimanda alla sezione Principi e Criteri metodologici.

Per attuare la propria mission e raggiungere i target e gli impegni assunti, Eni ha sviluppato un sistema normativo strutturato[3] che disciplina tutte le attività aziendali, declinando ruoli e responsabilità. Un riferimento centrale di questo assetto è il Codice Etico[4], aggiornato nel 2020. Questo documento non solo elenca i valori fondamentali dell'azienda — tra cui integrità, rispetto dei diritti umani, trasparenza e innovazione — ma stabilisce anche norme di comportamento concrete. La sua applicazione è estesa a tutti i livelli dell'organizzazione, dai membri degli organi sociali ai dipendenti di Eni e delle sue controllate, fino a includere partner esterni come fornitori e consulenti. Su queste basi si articola l'intero sistema normativo, che comprende i seguenti documenti chiave: i) **Policy ECG**[5]: documenti pubblici, approvati nelle loro linee fondamentali dal Consiglio di Amministrazione (di seguito CdA), che definiscono le regole applicabili a Eni SpA e alle sue controllate; ii) **Management System Guidelines** (MSG): documenti interni che indirizzano la gestione dei processi di Eni SpA e delle controllate. Sono redatti con il coinvolgimento degli stakeholder interni e approvati dai responsabili di processo e sottendono tutti i processi aziendali. Inoltre, per indirizzare le proprie azioni e raggiungere gli obiettivi definiti, Eni ha definito anche dei **Posizionamenti Pubblici**, ossia dichiarazioni ufficiali dell'azienda su temi specifici (es. biodiversità, acqua), proposte dai responsabili di processo e approvate dal top management. Di seguito un recap delle principali policy e posizionamenti approfonditi nei capitoli tematici.

POLICY E/O POSIZIONAMENTI	CAPITOLI TEMATICI
POLICY ECG E ALTRI DOCUMENTI DEL SISTEMA NORMATIVO	
Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni	• I Diritti Umani per Eni • Forza lavoro di Eni • Salute & Sicurezza • Lavoratori nella catena del valore • Comunità locali • Clienti e consumatori • La gestione sostenibile della catena di fornitura
Policy ECG Anticorruzione	• Condotta d'impresa
Policy ECG Privacy e data protection	• Clienti e consumatori
Policy ECG Consumer Protection & Green Claims	• Clienti e consumatori
Policy ECG Diversity & Inclusion	• Forza lavoro di Eni
Policy ECG Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro	• Forza lavoro di Eni
Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate	• Condotta d'impresa
POSIZIONAMENTI PUBBLICI	
Posizionamento di Eni sull'acqua	• Gestione delle risorse idriche • Biodiversità
Policy Eni sulla Biodiversità e servizi ecosistemici	• Biodiversità
Eni's No-Go Commitment	• Biodiversità
Posizione di Eni sulle biomasse	• Biodiversità • Uso delle risorse ed economia circolare
Posizione Eni sui conflict minerals	• Lavoratori nella catena del valore
Linee guida in ambito fiscale (tax strategy e tax control)	• Tax strategy e trasparenza nei pagamenti
Codice di condotta fornitori	• Cambiamento climatico • I Diritti Umani per Eni • Salute & Sicurezza • Lavoratori nella catena del valore • La gestione sostenibile della catena di fornitura
Codice di Condotta Agri-Feedstock	• Lavoratori nella catena del valore

(3) Per un approfondimento del sistema normativo si rimanda alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2025.
(4) Il Codice Etico esprime i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani e dell'ambiente, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione. Tali valori supportano la Società nella definizione dell'assetto di amministrazione e controllo adeguato, nell'adozione di un sistema efficace di controllo interno e gestione dei rischi, nella comunicazione con gli azionisti e altri stakeholder.
(5) Policy Ethics, Compliance & Governance (ECG): definiscono i valori e principi di Eni (ethics); un quadro sistematico di riferimento per l'attuazione di requisiti normativi specifici regolamenti o framework internazionali (compliance); le regole di riferimento del governo societario (governance).

IL SISTEMA DI REPORTING DI ENI [ESRS 2 BP-1; BP-2]

La Rendicontazione consolidata di Sostenibilità 2025 di Eni (di seguito Rendicontazione di Sostenibilità o RdS) è redatta in conformità al D.Lgs. 125/2024 e agli European Sustainability Reporting Standards (ESRS), includendo gli obblighi informativi previsti dall'art.8 del Regolamento UE 852/2020 (Tassonomia Europea). La RdS, redatta su base consolidata, è approvata dal CdA ed è soggetta a revisione limitata da parte dello stesso revisore del bilancio finanziario. I contenuti riportati sono definiti sulla base dell'analisi di doppia materialità (di seguito definita anche come "analisi di materialità") al fine di fornire una visione complessiva degli impatti, rischi ed opportunità connessi alle tematiche di sostenibilità, nonché alle relative azioni, risultati, andamenti, posizionamenti e prospettive del Gruppo. Per evitare la duplicazione di contenuti, la RdS rinvia ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione per tematiche già trattate o per ulteriori approfondimenti; in particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi e impatti, con le relative azioni di trattamento. Il documento è strutturato secondo i temi degli standard ESRS e organizzato nei tre capitoli tematici in materia ambientale, sociale e di governance. Per agevolare la consultazione, all'interno della RdS sono stati esplicitati i riferimenti ai requisiti specifici di informativa previsti dagli standard; in modo analogo anche le tematiche e gli indicatori "Entity-specific" sono chiaramente identificati come tali. Nella tabella sottostante sono riportati i riferimenti ai requisiti ESRS rendicontati all'interno di altre sezioni della Relazione sulla Gestione, richiamati tramite cross-reference. Tali rimandi sono raccolti anche nel Content Index, che include: la lista di tutti i datapoint, i relativi cross-reference, l'adozione di misure transitorie, i c.d. phase-in, le informazioni derivanti da altre leggi EU egli indicatori entity-specific.

TABELLA DI RACCORDO PER LE SEZIONI IN CROSS REFERENCE

RICHIESTE DEGLI STANDARD ESRS	RIFERIMENTI	SEZIONE DEL DOCUMENTO
Principi e criteri metodologici	ESRS 2 BP-1; ESRS 2 BP-2	Rendicontazione di Sostenibilità
Modello di gestione aziendale, governance e remunerazione	ESRS 2 GOV-1; ESRS 2 GOV-2; ESRS 2 GOV-3	▶ Relazione sulla Gestione/Governance Rendicontazione di Sostenibilità
Dichiarazione di due diligence	ESRS 2 GOV-4	Rendicontazione di Sostenibilità
Sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità	ESRS 2 GOV-5	▶ Relazione sulla Gestione / Sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità obbligatoria
Modello di business, strategia e Value chain	ESRS 2 SBM-1	▶ Relazione sulla Gestione /Attività, Modello di Business e Strategia
Attività di stakeholder engagement	ESRS 2 SBM-2	Rendicontazione di Sostenibilità
Analisi di materialità e IRO materiali	ESRS 2 GOV-2; SBM-3; IRO -1	Rendicontazione di Sostenibilità
Modello di gestione dei rischi	ESRS 2 SBM-3	▶ Relazione sulla Gestione / Risk Management Integrato
Content Index	ESRS 2 IRO-2	Rendicontazione di Sostenibilità
Standard tematici e Tassonomia	ESRS 2 IRO-2; TAS UE	Rendicontazione di Sostenibilità

La struttura di ciascun capitolo tematico segue l'impostazione suggerita dagli standard: **Politiche; Target e impegni; Impatti, Rischi e Opportunità (IRO) materiali; Azioni intraprese sugli IRO materiali; Metriche**. Si segnala che, nei capitoli tematici, il termine "target" viene utilizzato solo quando gli obiettivi rispettano i requisiti informativi definiti dagli standard ESRS; negli altri casi si fa riferimento a "impegni". Le metodologie di calcolo dei singoli indicatori sono riportate in calce alle relative tabelle della sezione Metriche[6], mentre una descrizione completa degli obblighi di informativa relativi alle politiche è disponibile nella sezione Codice Etico e Politiche, in chiusura del documento. Per quanto riguarda il perimetro di rendicontazione, i dati e le informazioni della RdS sono allineati al principio generale previsto dagli standard, secondo cui tale perimetro deve coincidere con quello finanziario. Oltre al perimetro obbligatorio previsto dagli standard ESRS, il documento presenta anche il perimetro operato per gli indicatori ambientali e di sicurezza al fine di favorire la comparabilità settoriale, nonché alcuni perimetri specifici[7]. Per ulteriori dettagli sulle modalità di redazione, si rimanda alla sezione Principi e criteri metodologici, in calce al documento. Infine, si ricorda che, in continuità con quanto avvenuto negli scorsi anni, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli Azionisti anche il report di sostenibilità volontario Eni for. Questo documento affiancherà la Rendicontazione di Sostenibilità offrendo approfondimenti su progetti specifici e casi studio. Inoltre, alcune società del Gruppo redigeranno, come gli scorsi anni, report dedicati con l'obiettivo di allinearsi alle esigenze dei propri stakeholder e illustrare in modo più dettagliato il contributo della singola realtà alla strategia complessiva di Eni, condividendo attività e risultati rilevanti.

(6) In generale, i trend relativi agli indicatori di performance delle sezioni "Metriche" sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento.
(7) Per dettagli si rimanda alla tabella di raccordo sui perimetri utilizzati all'interno dell'RdS presente nella sezione Perimetro di rendicontazione e ai capitoli tematici.

STATEMENT ON DUE DILIGENCE *[ESRS 2 GOV-4]*

Eni ha istituito da tempo processi e sistemi aziendali di gestione in ambito sociale, ambientale, climatico e di condotta di business, ispirati agli standard di settore più evoluti. Tali processi e sistemi sono integrati nella governance e nella strategia aziendale per garantire che le operazioni di Eni rispettino le normative nazionali e internazionali e promuovano pratiche responsabili nella conduzione delle proprie attività. In particolare, in materia di diritti umani il processo di due diligence posto in essere da Eni è in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani e con le Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali. Per quanto riguarda il dovere di diligenza con riferimento al cambiamento climatico, esso è stato esplicitato nelle Linee Guida OCSE (OECD Guidelines for Multinational Enterprises on Responsible Business Conduct - giugno 2023); ad oggi le sue modalità di attuazione risentono dell'assenza di norme prescrittive e di best practice di riferimento[8] e pertanto sono tuttora oggetto di interpretazione. In tale contesto, sulla base delle analisi svolte, Eni ritiene di essere sostanzialmente in linea con i principi espressi dall'OCSE nei termini rappresentati nel capitolo Cambiamento climatico, fermo restando l'attenzione e il monitoraggio permanente sull'evoluzione del corpus normativo di riferimento e delle best practice. Allo scopo di agevolare la consultazione del documento, di seguito si riporta la mappatura delle informazioni fornite all'interno della RdS in merito al processo di Due Diligence, tenendo presente che talune attività potrebbero non essere univocamente riconducibili a una delle "fasi della due diligence" di seguito indicate.

FASI DELLA DUE DILIGENCE	SEZIONI DELLO STATEMENT
1. INTEGRARE LA DUE DILIGENCE NELLA GOVERNANCE, NELLA STRATEGIA E NEL MODELLO DI BUSINESS	• GOVERNANCE (RFA) • CODICE ETICO E POLITICHE • PROCESSO DI MATERIALITÀ • AMBIENTE E SISTEMA DI GESTIONE ENI • I DIRITTI UMANI PER ENI
2. COINVOLGERE GLI STAKEHOLDER	• PROCESSO E RISULTATI DELL'ANALISI DI MATERIALITÀ • ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT • CODICE ETICO E POLITICHE
3. INDIVIDUARE E VALUTARE GLI IMPATTI NEGATIVI	• PROCESSO DI MATERIALITÀ • SEZIONI MATERIALITÀ DEI CAPITOLI TEMATICI
4. INTERVENIRE PER FAR FRONTE AGLI IMPATTI NEGATIVI	• AMBIENTE E SISTEMA DI GESTIONE ENI • I DIRITTI UMANI PER ENI • AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI NEI SINGOLI CAPITOLI
5. MONITORARE L'EFFICACIA DEGLI INTERVENTI E COMUNICARE	• AMBIENTE E SISTEMA DI GESTIONE ENI • I DIRITTI UMANI PER ENI • TARGET E IMPEGNI NEI SINGOLI CAPITOLI • METRICHE NEI SINGOLI CAPITOLI

(8) Le principali fonti OCSE di riferimento riguardanti la buona condotta delle imprese sono "Guida dell'OCSE sul dovere di diligenza per la condotta d'impresa responsabile" (2018), "OECD Guidelines for Multinational Enterprises on Responsible Business Conduct" (2023), "Managing Climate Risks and Impacts Through Due Diligence for RBC - a tool for Institutional Investors" (2023), "Responsible Business Conduct for Climate Action" (2024). Si tratta di un corpo normativo di soft law che enuncia principi generali e non, declinati per settore, con risvolti tecnico-scientifici tuttora oggetto di studi.

ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT *[ESRS 2 SBM-2]*

Il coinvolgimento e il dialogo con gli stakeholder sono considerati da Eni come fondamentale non solo per raggiungere i propri obiettivi di sostenibilità, definiti all'interno del Piano strategico e di lungo termine, ma anche per prevenire e minimizzare eventuali impatti negativi della transizione energetica, come, ad esempio, sulla forza lavoro. In linea con il Codice Etico, Eni promuove con i suoi stakeholder rapporti basati su principi di correttezza, legalità, trasparenza, tracciabilità, rispetto dei diritti umani, inclusione, parità di genere e tutela dell'ambiente e delle comunità. Inoltre, operando in 62 Paesi con diversi contesti socio-economici, la comprensione delle aspettative degli stakeholder interessati dalle attività del Gruppo (affected stakeholder), in particolare quelle dei gruppi vulnerabili, la partecipazione e il dialogo continuo basato sulla trasparenza e l'informativa sugli obiettivi e risultati aziendali, sono funzionali a favorire rapporti solidi e di reciproca fiducia. Tale approccio risponde alla Raccomandazione del Codice di Governance, cui Eni ha aderito, secondo cui il CdA promuove, nelle forme più opportune, il dialogo con gli azionisti e gli altri stakeholder rilevanti per la società e si fonda sui principi stabiliti dal Consiglio stesso, nel Codice Etico e nella Politica per la gestione del dialogo con gli investitori. In particolare, l'impegno di Eni verso la Neutralità Carbonica e verso una transizione energetica giusta richiede un forte coinvolgimento: i) della Forza lavoro, anche attraverso un dialogo sociale adeguato e con iniziative di ascolto e programmi di reskilling e upskilling anche a supporto di eventuali processi di ricollocazione; ii) dei Fornitori, per identificare e gestire gli impatti della trasformazione energetica, supportando in particolare le piccole e medie imprese, accompagnandole nel percorso di trasformazione e nel mantenimento della competitività; iii) delle Comunità locali nella prospettiva di contribuire a sviluppare opportunità economiche e sociali, massimizzando le ricadute positive delle attività di Eni sul territorio, iv) dei Consumatori, per promuovere un consumo energetico consapevole ed efficiente e offrire soluzioni energetiche innovative. In relazione a tali gruppi di right-holder, Eni ha sviluppato un modello di gestione dei Diritti umani che è stato integrato nei principali processi aziendali. Infine, a supporto della relazione con gli stakeholder locali, Eni ha adottato uno "Stakeholder Management System"[9] (SMS), operativo a livello centrale e nelle società controllate, attraverso il quale sono mappati oltre 7.400 stakeholder, e che consente di supportare la definizione di strategie di engagement e la gestione delle richieste e delle criticità sollevate da ogni stakeholder. Nella tabella sotto riportata si dà informazione, per ogni categoria di stakeholder, sugli obiettivi, le attività portate avanti nell'anno e i risultati conseguenti a questo dialogo. Tale dialogo è tenuto in considerazione nella definizione della strategia aziendale e degli ▶ Altri impegni e target sulle tematiche ESG, nonché del ▶ Modello di business. Eni adotta diverse modalità e livelli di coinvolgimento degli stakeholder — tra cui workshop, incontri istituzionali, consultazioni, programmi di formazione, eventi informativi, collaborazioni con altri enti, canali dedicati e partnership per lo sviluppo sostenibile e l'innovazione — gestiti da specifiche funzioni aziendali cui sono attribuite responsabilità specifiche nel rapporto con ciascuna categoria di stakeholder. Questo approccio varia in base alla tipologia di stakeholder e garantisce un dialogo strutturato, coerente e in linea con i principi del Codice Etico. Al fine di condividere l'approccio di Eni alla sostenibilità e il percorso di transizione energetica con i diversi stakeholder di riferimento, nel 2025 sono state realizzate numerose iniziative sia a livello locale (Ravenna, Costa d'Avorio, Messico e Mozambico) sia a livello centrale (Gazometro a Roma e Bruxelles), facendo anche ricorso ai report di sostenibilità volontari. Infine, per facilitare ulteriormente l'interazione, è stata inoltre istituita un'unica piattaforma per le Segnalazioni, condivisa tra Eni e le Società Controllate e accessibile sia online sia tramite intranet, che permette a tutti gli stakeholder – interni ed esterni – di segnalare, anche in forma anonima, eventuali sospette violazioni del Codice Etico; per ulteriori dettagli si rimanda a Condotta d'impresa.

(9) Strumento gestionale per tracciare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti.

PRINCIPALI CATEGORIE DI STAKEHOLDER COINVOLTI E MODALITÀ DI ENGAGEMENT *[ESRS S1 SBM-2; ESRS S2 SBM-2; ESRS S3 SBM-2; ESRS S4 SBM-2]*

CATEGORIA	OBIETTIVO DELL'ENGAGEMENT	TEMI E ASPETTI DI CONFRONTO[a]
PERSONE E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI	• Rafforzare il rapporto di fiducia tra la società, i lavoratori e i sindacati • Sostenere la protezione sociale dei lavoratori e il rispetto dei Diritti umani (DU) • Condividere i cambiamenti e lo sviluppo delle competenze • Promuovere l'equilibrio vita privata – professionale	• Capitale umano • Salute e sicurezza sul lavoro e di processo • Economia circolare e gestione dei rifiuti
COMUNITÀ FINANZIARIA	• Assicurare l'adeguata comprensione di: I. scelte strategiche, driver di valore e contesto operativo II. performance economico- finanziaria e ESG	• Performance economico-finanziaria • Cambiamento climatico • Salute e sicurezza sul lavoro e di processo • Biodiversità ed ecosistemi • Lavoratori della catena del valore
COMUNITÀ LOCALI, COMMUNITY BASED ORGANIZATION E ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE ALLO SVILUPPO	• Considerare aspettative e necessità locali e implementare progetti di sviluppo • Identificare potenziali impatti negativi, misure di prevenzione e mitigazione, assicurando il rispetto dei diritti umani • Promuovere e sostenere il dialogo e la cooperazione attiva anche coinvolgendo le autorità • Instaurare relazioni e partnership forti e durature con tutti gli attori del territorio	• Sviluppo locale e accesso all'energia • Cambiamento climatico • Parità di trattamento • Salute delle comunità
CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI	• Supportare i fornitori nella gestione degli impatti su persone e ambiente, assicurando il rispetto dei diritti umani • Promuovere la sicurezza sul lavoro lungo tutta la filiera, garantendo condizioni lavorative sicure e dignitose • Accompagnare i fornitori nel percorso di transizione energetica • Ottimizzare la compliance in ottica due diligence anti-corruzione e DU sulle potenziali terze parti a rischio • Favorire la competitività della filiera attraverso l'adozione di pratiche sostenibili che rafforzino la resilienza dei fornitori nei mercati globali	• Salute e sicurezza sul lavoro e di processo • Cambiamento climatico (transizione energetica) • Diritti umani • Gestione responsabile delle filiere • Anti-corruzione • Competitività
CLIENTI E CONSUMATORI	• Supportare e promuovere azioni a favore della transizione energetica giusta • Creare e diffondere la cultura dell'uso responsabile dell'energia, per consumi consapevoli ed efficienti	• Cambiamento climatico • Clienti e consumatori
ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE E INTERNAZIONALI	• Contribuire al dibattito pubblico su temi di interesse, tra cui la transizione, sostenibilità e sicurezza energetica, rappresentando la posizione aziendale • Favorire il dialogo istituzionale e la creazione di partnership e membership che promuovano lo sviluppo di attività e progetti Eni e/o il posizionamento aziendale • Sostenere il dialogo trasparente • Creare partnership per i progetti volti a contribuire all'accesso all'energia e allo sviluppo socio-economico e sanitario dei paesi di presenza	• Cambiamento climatico, (transizione energetica e decarbonizzazione di industria, residenziale e trasporti; sicurezza energetica; mobilità sostenibile) • Disciplina di settore e normativa con impatti su attività aziendali e Progetti industriali strategici • Innovazione, digitalizzazione e cyber security
UNIVERSITÀ E ISTITUTI, CENTRI DI RICERCA E HUB DI INNOVAZIONE	• Promuovere lo sviluppo di competenze e know-how tecnologico per garantire la transizione sostenibile • Attivare un ecosistema innovativo per la transizione e le nuove filiere energetiche • Valutare e monitorare i rischi legati alle attività di business sulla salute dei lavoratori	• Diritti umani • Cambiamento climatico • Sviluppo locale e accesso all'energia (Local content) • Salute • Innovazione
ORGANIZZAZIONI DI ADVOCACY E DI CATEGORIA, ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI	• Supportare il business nel percorso di trasformazione e transizione energetica • Condividere conoscenze ed esperienze nel percorso di transizione energetica • Promuovere la discussione sulle soluzioni per la produzione energetica, ricerca e sviluppo	• Cambiamento climatico (transizione energetica; mobilità sostenibile) • Gestione sostenibile della catena di fornitura (sostenibilità di filiera) • Sviluppo locale e accesso all'energia

a) I temi e gli aspetti prioritari per le diverse categorie di stakeholder informano il processo di materialità.

ATTIVITÀ 2025	RISULTATI
• Sensibilizzazione su diversità e su policy Zero Tolerance • Diffusione dei Principi e Regole d'Oro della Sicurezza • Team building e valorizzazione dei giovani • Engagement Survey 2025 su ~31.000 persone (~21.700 in Italia) e avvio di azioni specifiche • Sensibilizzazione sul tema della violenza di genere e sulle misure di sostegno per supportare le dipendenti vittime • Incontri di Comitati/sindacati/azienda a livello nazionale/internazionale, in particolare su andamento operativo, temi occupazionali e contrattuali e tematiche HSE • Realizzato il Job Transition Book in cui sono mappate oltre 1.000 conoscenze e competenze sulla transizione energetica e digitale	• Raggiungimento degli obiettivi strategici • Up/reskilling delle competenze • Informazione e consultazione dei sindacati nei processi strategici e operativi • Eventuali aggiornamenti delle policy interne • Adesione ad iniziative e campagne globali per il benessere delle persone
• Presentazioni trimestrali e Capital Markets Day • Partecipazione a road show e conferenze specializzate • Incontri individuali con investitori • Ingaggio investitori e Proxy advisor su temi assembleari • Ingaggio con agenzie di rating ESG per l'emissione dei rating • **~800** fondi contattati	• Predisposte comunicazioni e presentazioni allineate alle aspettative della comunità finanziaria • Considerato il riscontro della comunità finanziaria per il miglioramento dei rating ESG
• Comunicazioni periodiche su avanzamento progetti • Gestione di richieste e grievance • Attività di monitoraggio • Studi di baseline, studi di fattibilità, valutazioni di progetti • Presentazione di obiettivi e risultati • Collaborazioni con Agenzie delle Nazioni Unite (UNIDO, UNESCO, ILO, IOM) e organizzazioni della società civile (IRC, E4Impact, AVSI, Istituto Oikos, Medici con l'Africa Cuamm e AISPO) e Agenzie di cooperazione nazionali (AICS) • **17** accordi firmati per iniziative di sviluppo socioeconomico e **7** per iniziative di salute delle comunità	• Diffusione di informazioni trasparenti delle attività Eni • Promozione e implementazione di Programmi di Sviluppo locale in linea con le necessità locali e i framework strategici delle Nazioni Unite, condividendo know-how e promuovendo sinergie con i principali attori di cooperazione • Valutazione e misurazione dello sviluppo locale attraverso l'uso di strumenti e metodologie
• Ampliamento della community di Open-es: **>40.000** imprese aderenti • Messa a disposizione della Human Rights Card e formazione specifica sui Diritti Umani aperta a tutta la filiera • Lancio dell'iniziativa "Committed to Safety" e formazione specifica sugli aspetti di sicurezza rivolta ai fornitori • Programma "Sustainable Supply Chain Finance" • Eni Supply Chain Award • Programma formativo "Open-es Competenze ESG" rivolto a tutta la filiera • Programma "Energia di filiera"	• Identificazione, prevenzione e mitigazione dei rischi in ogni fase del processo di approvvigionamento • Costruzione di una filiera sicura, responsabile, innovativa e internazionale per una transizione energetica equa e sostenibile • Rafforzamento delle competenze dei fornitori in ambito ESG con particolare focus all'ambito sicurezza e diritti umani
• Mantenimento della soddisfazione dei clienti e della qualità del servizio • **17** incontri periodici con Associazioni dei Consumatori su gas e energia (**~500** referenti in Italia) • Workshop e progetti con le Associazioni dei Consumatori sui temi della sostenibilità e transizione energetica	• Fornitura di prodotti e servizi di qualità in linea con le esigenze specifiche del cliente • Sostegno dei clienti finanziariamente vulnerabili, in particolare i giovani
• Rappresentazione posizionamento Eni su tematiche di interesse verso policymaker in tavoli istituzionali/associativi ed eventi pubblici • Presentazione di progetti, visite di associazioni, delegazioni istituzionali e politiche presso impianti industriali, siti operativi e centri di ricerca • Accordi di collaborazione • Partecipazione al dibattito e alle consultazioni pubbliche rappresentando il posizionamento istituzionale Eni	• Rappresentazione del posizionamento istituzionale e degli eventuali impatti di policy e normative su attività e progetti • Contribuire al miglioramento degli effetti e dell'efficacia delle policy • Partecipazione al dialogo istituzionale
• Collaborazioni e accordi con università italiane e straniere (**>50**) • Partecipazione ai principali hub di innovazione nazionale e internazionale (es. Centri Nazionali PNRR ed Ecosistemi Innovazione e Cluster Tecnologici Nazionali) • Lancio della prima Rete Internazionale sulla Transizione Energetica Africana • **8** hub di sviluppo imprenditoriale attivi in Italia e **4** all'estero (Kenya, Congo, Rwanda, Costa d'Avorio) • **>150** startup innovative incubate/accelerate • Attività di ricerca in ambito sanitario	• Sviluppo di soluzioni innovative • Promozione di attività di ricerca scientifica • Sostegno al dialogo e alle competenze per la transizione • Promozione di iniziative per lo sviluppo imprenditoriale interno e esterno (es. Joule Discovery Lab, programmi di accelerazione di startup innovative)
• **> 200** imprese coinvolte dalle associazioni in un percorso di crescita sostenibile • Adesione di **4** associazioni territoriali e di categoria ad Open-es • Eventi e workshop per promuovere l'utilizzo dei biocarburanti (HVO e GNL/bioGNL), accelerazione della decarbonizzazione del settore marittimo e terrestre • Attività in ambito di blue economy con le associazioni di categoria • Valorizzazione e sviluppo del network associativo non confindustriale (partecipazione a gruppi di lavoro e seminari a supporto della strategia di decarbonizzazione di Eni)	• Definizione di strategie a supporto della transizione energetica • Supporto alle politiche e normative globali nel contrasto al cambiamento climatico • Promozione di mobilità sostenibile con carburanti alternativi • Promozione di nuove tecnologie nella blue economy • Promozione presso associazioni territoriali e di categoria della piattaforma Open-es e della strategia di gestione sostenibile della catena di fornitura

PROCESSO E RISULTATI DELL'ANALISI DI DOPPIA MATERIALITÀ *[ESRS2 IRO-1; GOV-2]*

L'analisi di materialità 2025, volta a individuare i temi di sostenibilità più rilevanti per Eni e per i propri stakeholder, considera gli esiti dell'analisi 2024, già predisposta secondo gli standard ESRS e il principio della doppia rilevanza. Tale principio prevede l'identificazione degli impatti più significativi – positivi e negativi, effettivi e potenziali – generati dall'organizzazione su ambiente e persone, inclusi quelli sui diritti umani (prospettiva di "materialità d'impatto" o "inside-out"), e l'identificazione dei rischi e delle opportunità connessi ai temi di sostenibilità che possono influenzare in modo significativo lo sviluppo, la performance e la situazione finanziaria dell'azienda, con effetti nel breve, medio o lungo periodo (prospettiva di "materialità finanziaria" o "outside-in"). Nel corso del 2025 sono stati esaminati i cambiamenti intervenuti sia nelle attività di business del Gruppo sia nel contesto esterno; tali valutazioni non hanno evidenziato l'emergere di nuovi temi materiali rispetto al precedente esercizio, confermando l'applicabilità delle analisi svolte lo scorso anno. Per ottenere ulteriori conferme sui risultati della materialità legate alle attività dell'azienda, sono stati esaminati i temi e le istanze delle diverse categorie di stakeholder mediante il coinvolgimento delle funzioni aziendali che gestiscono le relative relazioni, così da verificare l'eventuale emergere di nuovi aspetti non rilevati nel ciclo precedente (si veda Attività di Stakeholder Engagement). Per quanto riguarda gli impatti non materiali del 2024, questi sono stati oggetto di ulteriori approfondimenti, condotti anche insieme alle funzioni aziendali e alle società rappresentative dei diversi business: tali impatti sono stati confermati come non materiali anche per il 2025. In termini redazionali, al fine di garantire una maggiore fruibilità delle informazioni, è stata aggiornata la rappresentazione degli impatti sociali operando un'aggregazione rispetto a quanto pubblicato nella Rendicontazione di Sostenibilità Eni 2024, senza tuttavia modificarne i contenuti. L'analisi di materialità finanziaria è stata aggiornata sulla base dei risultati del processo di Risk Management Integrato (di seguito processo RMI), che non ha evidenziato modifiche nei rischi materiali rispetto al 2024. È stata, inoltre, svolta una verifica di coerenza delle opportunità risultate materiali lo scorso anno rispetto al Piano Strategico attuale, al fine di valutarne la validità anche per il 2025. Infine, ad ampliamento dell'analisi di materialità della catena del valore svolta nel precedente ciclo di reporting, nel corso del 2025 sono stati svolti approfondimenti mirati sui potenziali impatti ambientali, come illustrato in seguito.

Le fasi del processo di materialità

Il processo di materialità di Eni, definito nello scorso esercizio e rimasto valido per l'anno corrente, è stato strutturato prevedendo le seguenti fasi:

- **Identificazione della lista dei temi potenzialmente rilevanti connessi alle attività di Eni e alla propria catena del valore, a monte e a valle,** con un approccio top-down che ha tenuto in considerazione gli obiettivi aziendali, i riscontri forniti da analisi di benchmark e di contesto, gli aspetti previsti dagli standard ESRS e dagli standard GRI di settore, nonché i risultati del processo di due diligence sui diritti umani ed in particolare l'aggiornamento della mappatura dei c.d. Salient Human Rights Issue[10] di Eni (si veda I diritti umani per Eni); sono state considerate anche le valutazioni di materialità svolte l'anno precedente da Eni, a livello di Gruppo, e dalle società controllate che hanno predisposto un report di sostenibilità. Inoltre, per tenere conto degli interessi degli stakeholder, sono state considerate le tematiche prioritarie segnalate dalle funzioni che si interfacciano con le diverse categorie di stakeholder durante l'anno;
- **Identificazione di impatti, rischi e opportunità (IRO) associati ai temi potenzialmente rilevanti.** Per l'analisi degli impatti, sono state analizzate fonti pubbliche e sono stati coinvolti i responsabili interni che, grazie alla loro esperienza sui temi di competenza, hanno identificato gli impatti in relazione alle attività dell'azienda, considerando anche eventuali aspetti rilevanti lungo la catena del valore. Nel corso dell'analisi è stata inoltre valutata, e ove necessario effettuata, una disaggregazione degli impatti per individuare specifiche aree geografiche o di business in cui tali impatti risultano particolarmente rilevanti. Il processo di identificazione dei rischi associati ai temi potenzialmente rilevanti si avvale del più ampio processo RMI (si veda Risk Management Integrato), nel quale i rischi sono identificati e valutati in relazione al raggiungimento dei principali obiettivi di Eni. Gli esiti dell'assessment includono anche rischi riconducibili a temi ESG, tra cui quelli derivanti dalle dipendenze da risorse naturali, umane, sociali e i rischi connessi ad impatti sull'ambiente e sulle persone. Le opportunità sono state individuate con riferimento al Piano Strategico, identificando quindi iniziative effettivamente perseguite dall'azienda;
- **Definizione del Modello di valutazione degli impatti, rischi e opportunità (IRO),** nel quale, secondo quanto previsto dagli standard ESRS e dalla Linea Guida EFRAG sulla materialità, sono state identificate delle scale di valutazione, basate su specifici driver a seconda della tematica, definiti: i) per la materialità d'impatto, in termini di significatività, espressa come combinazione delle valutazioni assegnate ad entità (scale), portata (scope) e natura irrimediabile (irremediable character, quest'ultima esclusivamente per gli impatti negativi) di ciascun impatto, e alla probabilità di accadimento[11]. L'impatto negativo legato al cambiamento climatico è stato considerato rilevante sulla base del consenso scientifico riconosciuto; ii) per la materialità finanziaria, in linea con il modello di Risk Management Integrato, la valutazione dei rischi è ottenuta combinando la probabilità dei rischi con la magnitudo degli effetti, misurata sulla base di metriche quantitative e qualitative (ad esempio, rispettivamente, economico-finanziarie, basate sulla riduzione di cash flow operativo o utile netto, e reputazionali, basate sugli effetti reputazionali in termini di durata e stakeholder coinvolti). Per entrambe le prospettive, il modello prevede sia valutazioni di probabilità,

(10) Limitatamente ai temi sociali, l'analisi ha considerato la mappatura dei c.d. Salient Human Rights Issues, e quindi, comprende gli impatti negativi potenziali sui temi più significativi in materia di diritti umani, in linea con quanto previsto dagli strumenti internazionali di riferimento; la rendicontazione degli impatti effettivamente verificati nell'anno è fornita nelle sezioni "Azioni", all'interno dei diversi capitoli tematici sociali.
(11) La probabilità degli impatti attuali non è stata valutata, in quanto l'impatto si è realizzato.

sia di significatività (materialità d'impatto) e di magnitudo degli effetti (materialità finanziaria) secondo scale da 1 a 5. Per le opportunità, la verifica della rilevanza è operata considerando la combinazione tra la valutazione di probabilità e la rilevanza, quest'ultima valutata mediante una scala qualitativa (definita da due livelli di rilevanza) e una quantitativa basata su livello di Capex ed Opex. Relativamente alla probabilità di accadimento, si utilizza una scala bidimensionale, il cui livello più alto è associato ad opportunità inserite nel piano strategico;

- **Valutazione della materialità degli IRO:** i) per la materialità d'impatto la valutazione è stata effettuata dalle funzioni aziendali competenti a livello centrale tramite una piattaforma informatica[12] che traccia il processo di valutazione. A seguire sono state coinvolte le società rappresentanti i diversi business per identificare e valutare eventuali impatti aggiuntivi specifici della loro attività/settore[13]. Sulla base delle valutazioni complessive, sono stati selezionati come materiali quegli impatti che, sulla base di una matrice bidimensionale che considera probabilità e rilevanza, hanno superato la soglia di materialità definita internamente (corrispondenti ai Tier 1 e 2 su un totale di 3); ii) per la materialità finanziaria, i rischi sono valutati in termini di probabilità e magnitudo degli effetti e rappresentati in una matrice che distingue tre aree (Tier 1, 2, 3 in ordine decrescente di rilevanza); i rischi che si trovano in Tier 1 e Tier 2 sono i principali rischi di Eni (Top Risk- si veda sezione Risk management integrato) che sono considerati materiali ai fini della materialità finanziaria. Le valutazioni si basano su dati e assunzioni che variano a seconda della natura del rischio e che valorizzano, ove disponibili e in base alla loro significatività, sia serie storiche degli eventi accaduti, sia stime prospettiche definite anche con il supporto di funzioni specialistiche (es. previsioni di scenari di mercato). L'ambito delle attività di valutazione dei rischi è determinato selezionando su base di driver quali-quantitativi le società controllate rientranti nel processo di assessment, al fine di garantire adeguati livelli di copertura degli obiettivi aziendali. La valutazione delle opportunità è un processo integrato che prevede il coinvolgimento delle funzioni Sostenibilità, Risk Management Integrato e Pianificazione Strategica in relazione alla coerenza con le previsioni dei piani aziendali e con le effettive iniziative attuate o programmate. Sulla base della valutazione di rilevanza strategica ed economica effettuata, sono state considerate solo le opportunità che ricadono nel Tier 1;
- **Confronto sui risultati della materialità d'impatto emersi a valle della valutazione condotta dai referenti attraverso il coinvolgimento diretto, con incontri mirati, di esperti** delle tematiche oggetto di valutazione e/o della CSRD, quali ad esempio organizzazioni internazionali impegnate sulle tematiche di sostenibilità, società di revisione/consulenza, istituzioni finanziarie;
- **Definizione della lista di IRO rilevanti e calibrazione dei risultati,** che prevede, sulla base delle valutazioni effettuate e, ove applicabili, delle soglie stabilite, la prioritizzazione degli impatti, rischi e opportunità rilevanti per l'azienda e l'esclusione di tutti gli IRO sotto la soglia di materialità. Infine, gli esiti dell'analisi sono stati analizzati in ottica complessiva, anche tenendo conto degli spunti emersi con gli esperti, al fine di calibrare la lista finale degli impatti ed opportunità, qualora fosse necessario. Le risultanze dell'analisi, con riferimento in particolare agli IRO rilevanti, sono state condivise[14] con il Comitato Controllo e Rischi, il Comitato Sostenibilità e Scenari ed il Collegio Sindacale e, con il CdA in sede di approvazione della Rendicontazione di Sostenibilità.

I TEMI MATERIALI PER ENI E I PROPRI STAKEHOLDER *[ESRS 2 SBM-3]*

Nella tabella seguente sono evidenziati i risultati dell'analisi di materialità, in termini di impatti, rischi e opportunità, associati a temi degli ESRS e/o ad aspetti rilevanti per il business e settore. Rispetto allo scorso anno, gli esiti tengono conto di un approfondimento dell'analisi condotta sugli impatti associati alla catena del valore, descritti in seguito. Sulla base dell'identificazione degli IRO materiali, sono stati identificati i temi e sottotemi nonché i relativi datapoint materiali degli standard ESRS, di cui viene data disclosure nei capitoli tematici, dove vengono approfonditi gli impatti specifici e gli effetti degli IRO sul modello di business e sulla strategia (ad esempio viene trattata la connessione tra la strategia climatica, il modello di business e la strategia di coinvolgimento dei fornitori per una supply chain sostenibile). Per maggiori dettagli sulle attività di business connesse agli impatti materiali e sulle relative azioni per rispondere agli IRO identificati, si rimanda agli approfondimenti in particolare nelle sezioni dedicate agli IRO e alle azioni nei singoli capitoli tematici. Relativamente ai principali rischi ai quali è esposto il Gruppo, si rimanda alle sezioni ▶ Risk management integrato e ▶ Fattori di rischio e incertezza, mentre per approfondimenti sui risultati del Gruppo nel 2025, si rimanda al ▶ Commento ai risultati economico-finanziari. Per quanto riguarda gli effetti finanziari correnti derivanti da rischi, non si segnalano particolari conseguenze nell'anno; per quanto riguarda l'impairment test e gli accantonamenti ai fondi di bilancio, in particolare relativi ai fondi abbandono e ripristino di giacimenti esausti e smantellamento/rimozione di impianti industriali nonché per gli approfondimenti sugli impatti dei rischi di transizione valutati in termini di analisi di sensitività si veda la ▶ Nota 15 del Bilancio Consolidato. Per quanto riguarda gli effetti connessi alle opportunità si vedano le voci di ricavi riportate all'interno della sezione Tassonomia. Inoltre, si rinvia al paragrafo dedicato alla Tassonomia Europea per una riclassificazione degli investimenti sulla base dei criteri tecnici previsti dal Regolamento Europeo. A supporto del processo di analisi di materialità sono stati definiti gli appropriati presidi di controllo, integrati nel complessivo sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria e non finanziaria. Nello specifico, è stato definito un controllo trasversale a livello di Gruppo, che verifica l'individuazione e la valutazione dei temi di sostenibilità rilevanti secondo gli ESRS, l'applicazione del modello IRO, il coinvolgimento dei soggetti competenti e l'adeguata informativa verso i Comitati preposti, nonché l'aggiornamento periodico dell'analisi di doppia materialità.

(12) Tale piattaforma permette la valutazione degli impatti da parte delle funzioni interne, con conseguente tracciabilità delle valutazioni e relative modifiche, ed al suo interno, in ottica di completezza, è stata tracciata anche la valutazione di materialità dei KPI associati alle diverse tematiche.
(13) Per ulteriori approfondimenti sull'eventuale connessione tra impatti rilevanti e attività/rapporti commerciali, si vedano le sezioni di descrizione degli IRO nei singoli capitoli.
(14) Il coinvolgimento degli organi di amministrazione e controllo è avvenuto in fase di condivisione degli IRO materiali. Il management è stato coinvolto, per gli aspetti di competenza, nei processi di valutazione degli IRO.

TEMA	IMPACT MATERIALITY DESCRIZIONE DELL'IMPATTO (+) positivo o (-) negativo (P) potenziale[a] o (E) effettivo[b]
CAMBIAMENTI CLIMATICI *[ESRS E1]*	(-) Emissioni climalteranti. (E)
INQUINAMENTO *[ESRS E2]*	(-) Rilascio di inquinanti in aria. (E) (-) Rilascio di inquinanti nel suolo, inclusi spill. (E) (-) Rilascio di inquinanti in acqua. (E)
ACQUE E RISORSE MARINE *[ESRS E3]*	(-) Consumo di acqua dolce. (E)
BIODIVERSITÀ ED ECOSISTEMI *[ESRS E4]*	(-) Degrado e/o perdita di biodiversità (habitat, ecosistemi e specie) e di servizi ecosistemici. (E)
USO DELLE RISORSE ED ECONOMIA CIRCOLARE *[ESRS E5]*	(-) Produzione e trattamento di rifiuti. (E) (+) Contributo alla conservazione delle risorse e beneficio ambientale tramite riconversione e riqualificazione di asset e uso di materie prime secondarie o rinnovabili. (E)
FORZA LAVORO PROPRIA *[ESRS S1]*	(+) Sviluppo delle competenze dei dipendenti finalizzato alla crescita professionale. (E) (-) Mancato rispetto dei diritti in materia di lavoro (tra cui: orario di lavoro; salari; libertà di associazione e contrattazione collettiva; sicurezza). (P) (-) Violenza, molestie, discriminazioni sul lavoro e mancata equità di trattamento e opportunità. (P) (-) Impatto sulla forza lavoro con riferimento a conversioni e trasformazioni industriali alla luce del percorso di transizione energetica (P). (+) Impatto sul benessere dei lavoratori grazie ad iniziative di welfare. (E)
SALUTE E SICUREZZA *[ESRS S1, ESRS S2, ENTITY SPECIFIC[E]]*	(-) Malattie professionali e Infortuni sul lavoro nella forza lavoro propria (E) (+) Iniziative per promuovere la salute per i lavoratori, contrattisti e famigliari. (E) (-) Infortuni sul lavoro dei lavoratori nella catena del valore (E) (-) Interruzioni del servizio e impatti sull'ambiente e sulle persone causati da incidenti (incluso sicurezza di processo) e guasti agli asset e alle infrastrutture (P). (-) Malattie professionali e impatti sulla salute dei lavoratori della catena del valore. (P)
LAVORATORI NELLA CATENA DEL VALORE *[ESRS S2]*	(-) Mancato rispetto dei diritti in materia di lavoro (tra cui: orario di lavoro; salari; libertà di associazione e contrattazione collettiva; informalità dell'impiego; condizioni contrattuali non chiare; etc). (P) (-) Ricorso a forme di lavoro sotto coercizione o impiego di minori. (P) (-) Violenza, molestie, discriminazioni sul lavoro e mancata equità di trattamento e opportunità. (P)
COMUNITÀ INTERESSATE *[ESRS S3]*	(+) Sviluppo delle comunità, anche grazie ad iniziative di promozione della salute e del tessuto imprenditoriale locale. (E) (-) Impatti sul godimento del diritto alla terra (compresi spostamenti involontari) e sull'accesso a risorse essenziali e mezzi di sostentamento. (P) (-) Impatti sui diritti delle comunità generati dall'utilizzo improprio della forza in ambito security e dalle aggressioni e limitazioni alla libertà di espressione a danno degli Human Rights Dedender. (P) (-) Violenza e molestie di natura fisica, piscologica o verbale (incluse quelle di genere). (P) (-) Impatto sulla salute delle comunità dovuto alle attività di business. (P) (-) Impatti sui diritti specifici delle popolazioni indigene. (P) (-) Esacerbare/contribuire indirettamente a gravi violazioni dei diritti umani a causa della situazione di conflitto. (P)
CONSUMATORI E UTILIZZATORI FINALI *[ESRS S4]*	(+) Offerta di prodotti e servizi di qualità e in linea con le esigenze dei clienti, nel rispetto delle pratiche commerciali trasparenti e corrette, promuovendo allo stesso tempo una cultura dell'uso consapevole dell'energia. (E) (-) Campagne pubblicitarie non chiare o di pratiche commerciali ingannevoli o aggressive. (P)
CONDOTTA DELLE IMPRESE *[ESRS G1]*	(+) Crescita sostenibile del sistema imprenditoriale attraverso la diffusione di principi di sostenibilità. (E) (-) Episodi di corruzione nazionale e/o internazionale accertati con sentenza passata in giudicato. (P) (+) Attività di ingaggio istituzionale sui temi della transizione energetica. (E)
TRASPARENZA NEI PAGAMENTI *[ENTITY SPECIFIC]*	(+) Trasparenza e corretto uso delle revenues dei governi a beneficio della popolazione locale e prevenzione dei fenomeni corruttivi. (E)
CYBERSECURITY *[ENTITY SPECIFIC]*	(-) Perdita di riservatezza e/o integrità di informazioni, ovvero indisponibilità dei sistemi informatici a supporto del business a seguito di un incidente di cybersecurity con possibile propagazione ai sistemi informatici di fornitori e partner. (P)
INNOVAZIONE *[ENTITY SPECIFIC]*	(+) Sviluppo tecnologico e innovazione del settore energetico grazie a investimenti in Ricerca e Sviluppo e brevetti. (E)

a) Impatti potenziali: impatti che hanno una probabilità di accadimento nel breve, medio e lungo termine. Ci si riferisce alle sole attività proprie.
b) Impatti effettivi: impatti che si sono verificati nell'ultimo anno di reporting o si stanno attualmente verificando. Ci si riferisce alle sole attività proprie.
c) Gli orizzonti temporali di riferimento possono essere di breve (B), medio (M) e lungo (L) termine.
d) Questa opportunità, a differenza delle altre, è stata valuta su un orizzonte temporale di medio-lungo termine.
e) Nell'ambito del tema Salute e Sicurezza, gli aspetti relativi ad incidenti di sicurezza di processo e guasti agli asset vengono trattati come entity-specific.
f) L'impatto relativo alla salute si riferisce ad un orizzonte temporale di breve, medio, lungo termine e alla sola catena del valore a monte.
g) Tale opportunità, già riportata per il tema Cambiamento climatico, è presente anche per i clienti in quanto rivolta anche a questa categoria di stakeholder.

FINANCIAL MATERIALITY

ORIZZONTE TEMPORALE[c]	VALUE CHAIN	RISCHI	OPPORTUNITÀ
● ● ●	▲ ▲ ▲	Climate Change (rischi fisici e di transizione)	Opportunità di sviluppare prodotti e servizi a ridotto impatto emissivo e tecnologie per la mitigazione e la compensazione delle emissioni GHG, tra cui: • Sviluppo capacità Rinnovabile • Punti di ricarica per veicoli elettrici • Bioraffinazione con Agri-feedstock • Sviluppo chimica da rinnovabili • Sviluppo progetti CCUS • Fusione a confinamento magnetico[d]
● ● ● ● ● ● ● ● ●	▲ ▲ ▲ ▲ ▲	Blow out e altri incidenti agli asset industriali e nella logistica	-
● ● ●	▲	-	-
● ● ●	▲ ▲	-	-
● ● ● ● ●	▲ ▲	-	Espansione del business attraverso lo sviluppo di soluzioni di economia circolare, inclusi il trattamento e la valorizzazione dei rifiuti, la bioraffinazione e la chimica da materia prima secondaria
● ● ● ● ●	▲ ▲	-	Attrazione e retention di qualificate risorse umane per i nuovi business
● ● ● ● ● ● ● ● ●	▲ ▲ ▲ ▲		
● ● ● ● ● ● ● ● ● ● ● ●	▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲	Blow out e altri Incidenti agli asset industriali e nella logistica Rischio Biologico -diffusione di pandemie ed epidemie Global Security Risk - azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset	-
● ●	▲	-	-
● ● ● ●	▲		
●[f]	▲ ▲	Rapporti con gli stakeholder locali del settore energy Blow out e altri Incidenti agli asset industriali e nella logistica	Assicurare accesso a nuove opportunità di business attraverso il confronto ed engagement con gli stakeholder locali ed in collaborazione con organizzazioni della società civile e istituzioni
● ● ● ● ● ● ● ● ● ● ● ●	▲ ▲ ▲ ▲		
● ●	▲	-	Opportunità di sviluppare prodotti e servizi a ridotto impatto emissivo e tecnologie per la mitigazione e la compensazione delle emissioni GHG[g]
●	▲		
● ● ● ● ● ● ● ● ●	▲ ▲ ▲ ▲ ▲	-	Crescita della performance di sostenibilità della filiera Eni e del sistema imprenditoriale, con un ruolo di leadership di Eni grazie alla conduzione dell'alleanza di sistema e piattaforma digitale Open-es
● ●	▲	-	-
●	▲ ▲ ▲	Cybersecurity - attacchi informatici	-
● ●	▲	-	Utilizzo di collaborazioni, competenze e spunti tecnologici provenienti dall'esterno, sviluppando e potenziando internamente tecnologie per rispondere alle esigenze operative provenienti dal business

● Orizzonti temporali di riferimento di breve termine. ● Orizzonti temporali di riferimento di medio termine. ● Orizzonti temporali di riferimento di lungo termine.

▲ Value chain a monte ▲ Own Operation ▲ Value chain a valle

VALUE CHAIN E PRINCIPALI IMPATTI

Eni è presente lungo tutta la catena del valore dell'energia: dall'esplorazione allo sviluppo e all'estrazione di risorse[15], fino alla commercializzazione di energia, prodotti e servizi ai clienti finali (per maggiori dettagli, si veda ▶ Attività). Attraverso il proprio ▶ Modello di Business, Eni coniuga l'utilizzo di tecnologie, in larga parte proprietarie, con lo sviluppo di un innovativo modello satellitare, che prevede la creazione di società dedicate in grado di accedere autonomamente al mercato per finanziare la propria crescita. Nel contesto in cui opera Eni, la capacità di costruire una rete di partnership e alleanze con gli stakeholder e con i Paesi in cui è presente rappresenta un elemento cruciale per garantire il loro coinvolgimento nelle attività dell'azienda e nel complesso processo di trasformazione del sistema energetico. In questa prospettiva, Eni sviluppa e gestisce le proprie attività in stretta interconnessione con i soggetti a monte e a valle della catena del valore, monitorando gli impatti potenzialmente rilevanti che possono derivare da tali interconnessioni. Per identificare gli impatti più significativi lungo la propria catena del valore, infatti, l'analisi di materialità non si è concentrata esclusivamente sulle attività dirette dell'azienda, che già coprono un'ampia parte dell'intera catena del valore dell'energia, ma ha incluso, già dallo scorso anno, approfondimenti specifici sulla filiera. Per l'anno 2025 sono stati confermati i risultati emersi dall'analisi condotta nel precedente ciclo di reporting, che si era focalizzata sugli impatti che si manifestano in modo diffuso lungo l'intera catena del valore, indipendentemente dal business, dalle attività specifiche e dalle aree geografiche. In particolare, tra gli impatti identificati, si conferma, per l'ambiente, la rilevanza della tematica **cambiamento climatico** a monte e a valle, con i principali impatti emissivi concentrati nella fase di utilizzo dei prodotti e dei servizi venduti (Emissioni Scopo 3; per approfondimenti si veda ▮ Cambiamento climatico/Metriche). Per le tematiche sociali, sono risultati rilevanti gli impatti connessi ai **diritti umani**, alla **salute e** alla **sicurezza dei lavoratori**, in particolare nelle attività c.d. "labour intensive" della catena di fornitura, quali ad esempio la realizzazione e la manutenzione di impianti e i servizi generali[16]. Per quanto riguarda la filiera a valle, sono emersi potenziali impatti nelle **relazioni con clienti e consumatori**, dovuti a pratiche commerciali o comunicative non chiare. Infine, in ambito governance, sono stati identificati impatti legati alla **cybersecurity**, alla perdita di riservatezza delle informazioni e a episodi corruttivi, soprattutto nelle attività a monte. D'altro canto, come potenziali impatti positivi, si segnalano il supporto alla crescita sostenibile del sistema imprenditoriale attraverso la diffusione di principi di sostenibilità, la promozione dell'uso sostenibile dell'energia verso i clienti e consumatori, e lo sviluppo di progetti volti alla tutela della salute dei lavoratori della catena del valore e alla promozione della salute delle comunità, realizzati in partnership con attori della propria catena del valore e con altri stakeholder di riferimento. Inoltre, nel corso del 2025, l'analisi della catena del valore è stata ampliata ed approfondita, al fine di individuare ulteriori **potenziali impatti ambientali** specifici per la filiera Oil & Gas. Tale approfondimento, specifico per i fornitori strategici della suddetta filiera, è stato sviluppato su più filoni: i) l'analisi delle informazioni di sostenibilità pubblicate dalle società; ii) il coinvolgimento diretto di alcuni fornitori attraverso interviste; iii) l'identificazione dei risultati delle analisi di materialità dei fornitori disponibili tramite Open-es[17]; e iv) l'analisi di alcuni data provider, come Encore, che, a seconda del settore di appartenenza, supporta l'identificazione di impatti, rischi e dipendenze relative alle tematiche ambientali. Sulla base degli esiti emersi dai vari filoni d'analisi, oltre ai temi già identificati lo scorso anno, sono stati considerati materiali per la catena del valore di Eni anche i potenziali impatti ambientali risultati ricorrenti e sostanziati in tutte le analisi svolte (riportati nella tabella dei risultati di materialità). In particolare, sono stati inclusi gli aspetti relativi al potenziale **inquinamento delle acque e del suolo**, dovuto a **sversamenti accidentali** e ai potenziali impatti sulla **biodiversità**, entrambi connessi alle attività di perforazione, realizzazione degli impianti, produzione di componenti e attrezzature, produzione di sostanze chimiche e trasporto marittimo, svolte dai fornitori per conto di Eni.

LA RESILIENZA DELLA STRATEGIA AGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 SBM-3]*

La valutazione della resilienza della strategia rispetto agli impatti, rischi e opportunità materiali è integrata nel processo di definizione del Piano Strategico a partire dall'elaborazione della proposta, considerando il profilo di rischio sottostante, fino all'esame da parte del Consiglio di Amministrazione, che è chiamato a valutare il grado di compatibilità dei rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati. La valutazione di compatibilità dei rischi rispetto agli obiettivi strategici è supportata dal processo di Risk Management Integrato che fornisce una visione complessiva dei principali rischi aziendali, inclusi quelli legati ai temi di sostenibilità, e della loro valutazione tenuto conto delle azioni di trattamento attuate. Il profilo di rischio sottostante il Piano Strategico è ulteriormente approfondito attraverso la valutazione integrata degli effetti dei rischi sugli obiettivi finanziari, nonché tramite l'analisi delle azioni di de-risking del Piano relative ai rischi strategici dell'azienda. Inoltre, nel processo di definizione del Piano strategico aziendale, vengono integrate le considerazioni in merito alle misure di mitigazione degli impatti negativi, nonché gli aspetti inerenti alla perseguibilità degli impatti positivi e delle opportunità rilevanti identificate, al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi preposti. Relativamente alle azioni di trattamento, la Società adotta una serie di soluzioni volte a mitigare gli impatti rilevanti nonché l'esposizione ai principali rischi a cui è soggetta, descritti in sintesi nel capitolo ▶ Risk Management Integrato e nei singoli capitoli della RdS. Inoltre, Eni conduce analisi di scenario dedicate, finalizzate a verificare la resilienza della strategia rispetto a impatti e rischi legati al clima (approfondite nel capitolo ▮ Cambiamento Climatico), e delle analisi analoghe con riferimento ai rischi legati alla natura e alla ▮ Biodiversità. Per le tematiche sociali, Eni si è dotata di processi e sistemi aziendali di ▮ Due Diligence in linea con i framework e le best practice di riferimento, che consentono all'azienda di individuare i potenziali impatti negativi legati alle proprie operazioni, alla propria catena del valore, nonché ai propri prodotti o servizi e alle proprie relazioni commerciali (si veda ▮ I Diritti Umani per Eni).

(15) Per maggiori informazioni relative alle tipologie dei ricavi, si veda ▶ Commento ai risultati economico-finanziari.
(16) Per servizi generali si intende l'insieme dei servizi di supporto operativo e organizzativo alle attività aziendali, non direttamente legati al core business, spesso caratterizzati da elevato impiego di manodopera (es. sicurezza, mensa, building management).
(17) Piattaforma per supportare le imprese nel percorso di misurazione e crescita in ambito ESG con l'obiettivo di creare valore e benefici per l'intero tessuto imprenditoriale.

Cambiamento Climatico [ESRS E1]

POLITICHE [ESRS 2 MDR-P; E1-2]

Eni, come esplicitato nella **Mission**, "sostiene concretamente una transizione energetica socialmente equa, [...] e promuove l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile"; questo impegno si declina nelle politiche aziendali, così come nel Codice Etico, nonché in termini sostanziali, attraverso la definizione e l'implementazione di un Piano di decarbonizzazione.

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Impegno a contribuire positivamente al raggiungimento dei Sustainable Development Goals e a sostenere una transizione energetica low carbon e socialmente equa, anche grazie a soluzioni innovative volte a ridurre l'impatto delle proprie operazioni mediante un uso efficiente delle risorse naturali, la tutela della biodiversità e della risorsa idrica, e supportando azioni di mitigazione e di adattamento nei contesti locali in cui operiamo. • Impegno, in qualità di firmatario del Paris Pledge, a sostenere gli obiettivi contenuti nell'Accordo di Parigi.
Codice di Condotta dei fornitori	• Richiesto ai propri fornitori l'impegno nella salvaguardia dell'ambiente, nell'ottimizzazione dell'uso delle risorse e nel contribuire al raggiungimento degli obiettivi di efficienza degli impianti e di riduzione delle emissioni, supportando così Eni nel proprio percorso verso la Neutralità Carbonica al 2050.
Corpo Normativo Interno	• Specifiche procedure che definiscono, in linea con i principali standard internazionali, le modalità di rendicontazione delle emissioni (per maggiori informazioni, si rimanda alla sezione Metriche).

GOVERNANCE CLIMATICA [ESRS 2 GOV-3; E1 GOV-3]

Il piano di decarbonizzazione costituisce parte integrante della strategia d'impresa, in linea con la Mission aziendale di Eni. Nel modello di governance adottato, la gestione della Società è affidata dal Consiglio di Amministrazione (CdA) all'Amministratore Delegato (AD), fatta eccezione per le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, che restano riservate al CdA. In questo quadro, l'AD e il CdA hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. L'AD è responsabile della definizione e, a valle dell'approvazione da parte del CdA, dell'implementazione della strategia climatica e dei relativi target di decarbonizzazione, assicurandone l'integrazione nel Piano Strategico e nei processi decisionali aziendali. Il CdA esamina e approva, su proposta dell'AD, il Piano Strategico che include i target industriali di business, nonché i risultati economici finanziari e gli obiettivi di sostenibilità, tra cui i target di decarbonizzazione. In tale ambito il CdA si avvale del Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS), comitato endoconsiliare dedicato, che supporta le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione in materia di processi, iniziative e attività finalizzate a presidiare l'impegno della Società per lo sviluppo sostenibile lungo l'intera catena del valore. Per gli argomenti approfonditi dal CSS nell'anno e per altri dettagli sul ruolo degli Organi, si rimanda al paragrafo ▶ Governance. L'effettiva realizzazione della strategia aziendale è supportata dalla Politica sulla Remunerazione Eni attraverso sistemi di incentivazione rivolti agli Amministratori, ai Direttori Generali e ai Dirigenti con responsabilità strategica e agli altri Executive Manager. In particolare: i) il Piano di Incentivazione di Lungo Termine, di tipo azionario, prevede specifici obiettivi di sostenibilità ambientale e transizione energetica, (peso complessivo del 35%), articolati su traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica (20% Emissioni nette GHG upstream scope 1 e 2 e 15 % Capacità di produzione di biojet fuel); ii) il Piano di Incentivazione di Breve Termine è anch'esso strettamente connesso agli obiettivi di trasformazione strategica di Eni, includendo un obiettivo di sostenibilità ambientale che si focalizza sulla riduzione di emissioni nette GHG upstream scope 1 e 2, in coerenza con il Piano di Incentivazione di Lungo Termine, con un peso pari al 20% per l'AD, mentre per il management con pesi definiti in base alle responsabilità attribuite. Per maggiori informazioni si rimanda alla Relazione sulla Politica di Remunerazione 2026 e sui compensi corrisposti 2025[18]. Anche l'assetto organizzativo di Eni si sta evolvendo in funzione del percorso di transizione energetica intrapreso; infatti, a partire dal 2024, le attività di business sono state raggruppate in tre strutture: i) Transition & Financial a cui fa capo l'elaborazione e l'implementazione della strategia economica e finanziaria di Eni e a cui riferiscono Plenitude ed Enilive; ii) Global Natural Resources che gestisce il portafoglio upstream Oil&Gas, lo sviluppo dei business della CCS e degli agri-hub. Inoltre, controlla il business Power Generation & Marketing e le attività del Trading; iii) Industrial Transformation focalizzata sull'accelerazione delle attività di trasformazione industriale della Chimica (Versalis), sulla riconversione del downstream tradizionale (Raffinazione) e sull'evoluzione delle attività di risanamento ambientale (Eni Rewind). Infine, un aspetto altrettanto rilevante nel percorso di transizione è il dialogo con i policymaker, sia direttamente che indirettamente attraverso le associazioni di categoria, per contribuire, nel rispetto dei ruoli e funzioni, con la propria esperienza di società internazionale dell'energia, ai processi di definizione di strategie e norme mirate a promuovere il percorso verso la Neutralità Carbonica al 2050 (si veda il capitolo Condotta d'Impresa).

(18) I compensi relativi ai piani di incentivazione di Breve e di Lungo Termine per il 2025 sono stati corrisposti sulla base della performance dell'indicatore Net Carbon Footprint Upstream definito su perimetro equity, si veda sezione Metriche.

TARGET E IMPEGNI *[ESRS 2 MDR-T; E1-4]*

Si rimanda alla sezione Piano di decarbonizzazione per un quadro dettagliato e completo dei target e degli impegni di Eni in merito alla riduzione delle emissioni GHG.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI *[ESRS 2 SBM-3; E1 IRO-1]*

Impatti materiali

Il processo svolto da Eni per individuare i propri impatti legati ai cambiamenti climatici ha considerato i riferimenti scientifici[19], normativi[20] e linee guida[21], dai quali emerge che la stima delle **emissioni GHG** è il parametro indicato per valutare l'impatto negativo dell'impresa verso l'esterno. Consapevole della necessità di una risposta collettiva alla sfida globale della decarbonizzazione, Eni è da tempo impegnata in un percorso di riduzione delle emissioni GHG verso il traguardo della Neutralità Carbonica al 2050 (si veda Piano di decarbonizzazione). In coerenza con i principali standard internazionali e best practice di settore[22], Eni ha implementato procedure interne per l'identificazione delle sorgenti emissive e la definizione di metodologie per il calcolo delle emissioni di GHG dirette e indirette che, partendo dalle valutazioni degli operatori dei singoli siti industriali, vengono poi successivamente consolidate a livello centrale (approccio bottom-up). Attraverso la mappatura delle sorgenti emissive, Eni ha definito un inventario per le emissioni GHG effettive dirette e indirette e, al fine di rendere il processo di raccolta e controllo dei dati solido e strutturato, sono state implementate specifiche procedure e adeguati presidi nell'ambito del sistema di controllo della Rendicontazione di Sostenibilità. L'impatto emissivo del Gruppo è valutato anche a livello prospettico stimando le emissioni GHG potenziali sulla base del Piano Strategico definito fino al 2050 (per ulteriori dettagli si rimanda alla sezione Metriche).

PROCESSO DI PRIORITIZZAZIONE DEGLI IMPATTI EMISSIVI

Dai primi anni 2000 Eni si è dotata di un inventario emissivo strutturato, che include informazioni articolate, tra l'altro, per tipologia di business e di sorgente, funzionali a identificare gli ambiti di intervento prioritario, tenendo conto anche dell'evoluzione del dibattito climatico internazionale. A titolo di esempio, le decisioni prese nei consessi internazionali, incluse quelle adottate in occasione delle Conferenze delle Parti - COP, nonché gli scenari energetici e climatici e gli studi delle Nazioni Unite, tra cui i rapporti scientifici pubblicati dall'IPCC[23], forniscono indicazioni sulle principali leve di decarbonizzazione utilizzabili (si veda Principali scenari di riferimento). In particolare, dall'analisi del contesto esterno emerge l'orientamento a focalizzare prioritariamente le azioni sulla riduzione delle emissioni Scope 1, 2 per le quali sussistono margini di mitigazione tecnologicamente traguardabili. In tale ambito rientra anche la riduzione delle emissioni di metano, gas serra con un potere climalterante[24] superiore a quello dell'anidride carbonica, per il quale sono disponibili soluzioni già economicamente e tecnicamente perseguibili. In coerenza con tale impostazione e con l'analisi del proprio inventario emissivo, a partire dal 2015 Eni ha definito una serie di target volti a migliorare le performance relative alle emissioni GHG dei propri asset, con focus specifico su metano e flaring. Successivamente, dal 2020 Eni ha definito un percorso di decarbonizzazione che include target anche sulle emissioni indirette, al fine di raggiungere la Neutralità Carbonica al 2050. Tale estensione riflette un approccio incrementale che, dopo aver prioritariamente indirizzato le emissioni direttamente controllabili (Scope 1 e 2), ha successivamente ampliato l'attenzione alle emissioni indirette lungo la catena del valore che per loro natura sono governabili solo indirettamente. Il processo di individuazione, valutazione e prioritizzazione degli impatti emissivi viene aggiornato con cadenza annuale; negli anni tale processo ha registrato un progressivo affinamento, in linea con il maturare delle evidenze scientifiche e con la crescita della consapevolezza climatica a livello internazionale.

Rischi materiali

Il rischio connesso al cambiamento climatico identifica la possibilità che si verifichino **modifiche di scenario/condizioni climatiche** che possono generare **rischi di transizione** (di mercato, normativi e legali, tecnologici e reputazionali) e **rischi fisici** (acuti e cronici) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo. Vengono altresì considerati i rischi connessi alla realizzazione delle iniziative previste nel Piano Strategico, che potrebbero influire sul raggiungimento dei target di decarbonizzazione in termini di tempistiche, performance o sostenibilità economica, ad esempio in caso di ritardi nella realizzazione di progetti industriali, performance tecnologiche inferiori alle attese o costi di sviluppo più elevati del previsto. Il processo per identificare e valutare i rischi connessi al clima è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni, come descritto nel paragrafo Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità. Questo processo assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi dei rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio-lungo termine, monitorando l'evoluzione dei rischi principali e delle azioni di de-risking. I rischi, incluso il climate change, sono valutati considerando sia la probabilità di accadimento

(19) La posizione prevalente della comunità scientifica individua nelle emissioni GHG la causa dei cambiamenti climatici, riconoscendo in ogni caso che non vi sia un rapporto lineare tra emissioni GHG e gli impatti dei cambiamenti climatici. (Cfr. AR6 IPCC e, ad esempio, Rial et al., 2004; Trudinger and Enting, 2005; Millar et al., 2017).
(20) Come, ad esempio, lo standard sul clima (ESRS E1) che indica le emissioni GHG dell'impresa come impatto sul cambiamento climatico (Obbligo di informativa relativo all' ESRS 2 IRO-1, paragrafo 20, comma a).
(21) Linee guida OCSE per le imprese multinazionali sulla condotta responsabile d'impresa (2023).
(22) WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative e la IPIECA/API/IOGP Petroleum industry guideline for reporting greenhouse gas emissions 2011.
(23) L'IPCC (Gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico), istituito nel 1988 dalla World Meteorological Organization (WMO) e dall'United Nations Environment Program (UNEP), è il principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici.
(24) È la capacità di un gas di persistere nell'atmosfera per un determinato arco temporale.

sia gli effetti sugli obiettivi quantitativi e qualitativi di Eni che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio; sulla base delle metriche definite per la valutazione dei rischi, il cambiamento climatico è considerato da Eni un top risk.

ANALISI DEGLI SCENARI

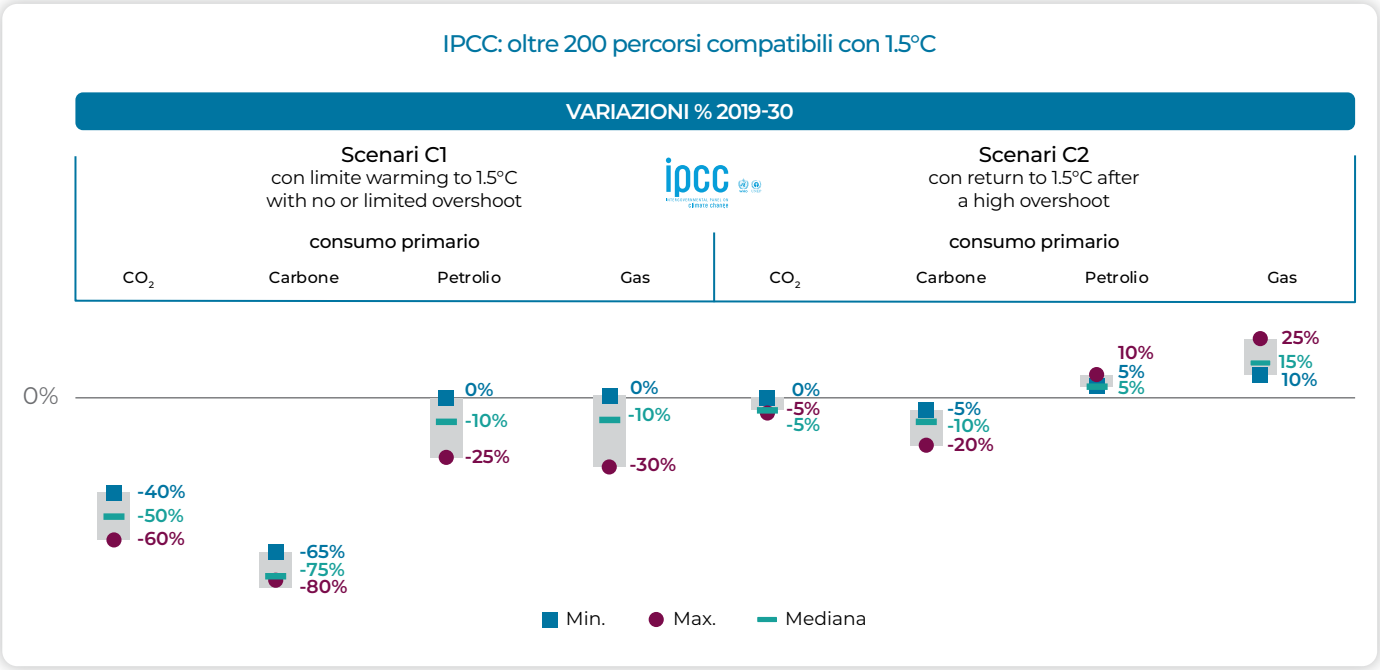
L'individuazione dei rischi fisici e di transizione di Eni è supportata anche da un'approfondita analisi degli scenari climatici. Nel contesto internazionale esistono attualmente molteplici scenari, elaborati da numerosi analisti, consulenti, organizzazioni e operatori del settore energetico, che seguono logiche di costruzione differenti e delineano un ampio ventaglio di possibili evoluzioni del sistema energetico. Tali scenari combinano in modo diversificato leve di decarbonizzazione, tecnologie, ipotesi sull'evoluzione delle abitudini di consumo e dei quadri di policy, al fine di indicare possibili direzioni future per fornire un quadro di riferimento utile a orientare al meglio le scelte strategiche e gli indirizzi di policy. In questo contesto, stante l'assenza di percorsi di decarbonizzazione univocamente riconosciuti per il settore O&G, Eni analizza diversi percorsi prospettici caratterizzati da mix eterogenei di soluzioni e traguardi, tra i quali assumono particolare rilievo quelli sviluppati dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) e dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). In particolare, gli scenari climatici appartenenti alle categorie C1-C2 dell'IPCC sono stati presi a riferimento per l'analisi di compatibilità del piano di decarbonizzazione Eni[25] con traiettorie coerenti con il limite di 1,5°C entro il 2100, pur nei limiti del confronto tra un contesto aziendale e il distinto contesto globale (si veda Leve di decarbonizzazione). Lo scenario NZE-IEA è stato considerato per l'analisi di resilienza della strategia di Eni ai rischi di transizione (si veda Resilienza della strategia agli scenari di transizione), mentre lo scenario SSP5 - RCP8.5 (C8) - IPCC è stato utilizzato per l'analisi dei rischi fisici (si veda Rischi fisici).

Principali scenari di riferimento

IEA – Scenario Net Zero Emissions (NZE): nella pubblicazione World Energy Outlook 2025, la IEA ha rivisto le assunzioni dello scenario NZE (lo scenario che traguarda l'azzeramento delle emissioni nette al 2050), passando da uno scenario con overshoot limitato a uno con overshoot elevato[26]. In questo scenario, di cui IEA fornisce dettagli numerici solo su scala globale, la decarbonizzazione del sistema energetico è resa possibile prevalentemente da un ricorso crescente a elettrificazione e rinnovabili intermittenti (la cui quota sul mix di generazione elettrica passa dal 15% attuale a circa il 75% al 2050), un miglioramento dell'efficienza energetica e da una rapida evoluzione delle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO_2 da processi industriali (CCUS), da bioenergia (BECCS) e direttamente dall'aria (DACS). In termini di mix energetico, nello scenario NZE-IEA si assiste ad una sostanziale riduzione del ruolo delle fossili il cui peso sul mix mondiale passa dal 79% attuale al 16% al 2050, a fronte di una domanda energetica in decrescita del -0,5% medio annuo tra il 2024 e il 2050. Al 2050, la fonte maggiormente penalizzata è il carbone le cui emissioni decrescono del -99% vs 2024 (calo dei consumi previsto del -92%), seguito da gas naturale (-95% emissioni - calo dei consumi previsto del-80%) e dal petrolio (-90% emissioni - calo dei consumi del-77%).

L'IPCC, a differenza della IEA, sviluppa scenari climatici[27] considerando le emissioni GHG nel loro complesso e non limitandosi alle emissioni di CO_2 del solo settore energetico. Tali scenari, sono raggruppati in 8 categorie (C1-C8)[28] in base all'incremento di temperatura previsto al 2100 associata a ciascuno scenario. Le categorie C1 e C2 includono oltre 200 scenari che consentono di limitare l'aumento della temperatura media globale entro 1,5°C: la categoria C1 include scenari senza o con overshoot limitato (in cui le emissioni nette si azzerano in un arco temporale che varia dal 2030 al 2100, a seconda dello scenario), mentre la categoria C2 comprende scenari con overshoot elevato. In questi scenari le leve e le tecnologie adottate per la decarbonizzazione del sistema energetico, pur essendo simili a quelle utilizzate dallo scenario NZE-IEA, sono proposte in combinazioni diverse. Ad esempio, l'elettrificazione, in questi percorsi, non necessariamente prevede il ricorso quasi esclusivo alle rinnovabili intermittenti, ma può derivare anche da un utilizzo crescente del nucleare. Alcuni di questi scenari prevedono un maggiore impiego della CCUS e dei biocarburanti, rilevanti per la decarbonizzazione dei settori hard-to-abate, e includono anche la componente land-use come leva di mitigazione (ad esempio riforestazione e afforestazione). Le emissioni complessive di CO_2 della categoria C1 si riducono tra il 2019 - 2030 del -50% (range -60% e -40%), della categoria C2 del -5% (range -5% e 0%). Per confronto, nello stesso intervallo temporale, lo scenario NZE-IEA 2025 prevede una riduzione delle emissioni di CO_2 complessive del -19%[29]. Nella figura[30] di seguito, che rappresenta le variazioni di emissioni e consumi di fonti fossili tra il 2019 e il 2030, gli scenari IPCC mostrano un ampio range di variabilità per l'evoluzione del consumo di Oil & Gas, il cui ruolo è previsto aumentare al 2030 nelle traiettorie C2. Al 2030, invece per il carbone è previsto un calo del consumo in entrambe le categorie.

(25) Definito su target Entity Specific.
(26) L'overshoot è il superamento temporaneo di un determinato livello di riscaldamento globale, come ad esempio 1.5°C. L'overshoot implica un picco della temperatura, seguito da una diminuzione del riscaldamento globale, ottenuta attraverso la rimozione antropogenica di CO_2 che supera le emissioni residue di CO_2 a livello globale (fonte: glossario IPCC "Special Report: Global warming of 1.5°). Esistono due tipologie di overshoot: "limitato" che indica un superamento del riscaldamento globale di 1.5°C fino a circa +0,1°C (corrispondente ad un riscaldamento di circa 1.6°C), "elevato" che indica un superamento di +0,1°C-0,3°C (corrispondente ad un riscaldamento compreso tra 1.6°C-1.8°C). In entrambi i casi il superamento persiste per diversi decenni (fonte: "Climate Change Synthesis Report" IPCC, 2023).
(27) Assesment Report 6 WGIII (2021).
(28) Le categorie vanno da emissioni molto basse (C1) a emissioni molto elevate (C8), con categorie intermedie che limitano il riscaldamento globale a soglie di temperature diverse: C2 a 1.5°C dopo un alto overshoot; C3-C4 a 2°C; C5 a 2.5°C; C6 a 3°C; C7 a 4°C. (fonte: "Climate Change Synthesis Report" IPCC, 2023).
(29) Variazione delle emissioni CO_2: dati per il 2019 da IEA "Global CO_2 emissions from energy combustion and industrial processes and their annual change, 1900-2023" https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-co2-emissions-from-energy-combustion-and-industrial-processes-and-their-annual-change-1900-2023; dati per il 2030 da IEA-WEO 2025, Tab. 7.1, pag. 354.
(30) Dati IPCC Assesment Report 6 WGIII (2022), capitolo 3 -tabella 3.6 (pag. 353).



Infine, nella categoria C8 sono raggruppati 29 scenari che prevedono un raddoppio delle emissioni GHG globali rispetto ai livelli del 2015 e un aumento della temperatura media globale di oltre 4°C. Quest'ultimi descrivono il potenziale incremento nella frequenza e nell'intensità di alcuni fenomeni meteoclimatici acuti e cronici (es. ondate di calore, precipitazioni intense, riduzione dei ghiacciai, etc.). Questi scenari assumono una crescita economica energivora (SSP5) e un'elevata concentrazione di emissioni GHG future (RCP8.5[31]).

RISCHI DI TRANSIZIONE

Il contesto in cui Eni opera è influenzato in maniera rilevante dagli impegni globali per il raggiungimento della neutralità carbonica e il possibile cambiamento delle preferenze dei consumatori che potrebbero determinare una diminuzione strutturale della domanda d'idrocarburi nel medio-lungo termine e un aumento dei costi operativi del settore Oil & Gas. Le incertezze sull'andamento della domanda e sulla fattibilità/redditività delle tecnologie di decarbonizzazione rendono le decisioni di investimento a lungo termine rischiose. Inoltre, la crescente attenzione del dibattito pubblico al cambiamento climatico e lo scrutinio sempre più rigoroso da parte di vari stakeholder potrebbero comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e mettere in discussione la licenza ad operare delle società Oil & Gas. Per l'analisi approfondita di contesto per singolo driver o eventi di transizione (di mercato, normativi e legali, tecnologici e reputazionali) si rimanda alla sezione ▶ Fattori di rischio e incertezza. In risposta a queste tendenze emergenti, Eni individua azioni di trattamento (si veda Azioni intraprese sugli IRO materiali) al fine di minimizzare i rischi. Nello specifico, Eni valuta le potenziali variabili che possono incidere sui costi operativi, come i prezzi del carbonio, e monitora la **resilienza della strategia** agli scenari di transizione.

INTERNAL CARBON PRICING *[E1-8]*

Nel 2025 Eni ha applicato un meccanismo di internal carbon pricing (shadow price) per valutare l'esposizione economico-finanziaria dei propri investimenti al rischio di un'eventuale introduzione di sistemi di carbon pricing nei Paesi in cui opera. Nell'analisi condotta nel 2025 è stato utilizzato lo scenario Net Zero di IEA (World Energy Outlook), con un range di valori per l'anno 2050, differenziato in base allo sviluppo economico (economie avanzate, emergenti con e senza impegni Net Zero[32]). In particolare, per i principali progetti di investimento, il rendimento atteso viene sottoposto ad un'analisi di sensitività con l'obiettivo di stimare i potenziali impatti del costo della CO_2 sulla redditività dei progetti. Tale analisi si applica solo nel caso in cui la legislazione vigente del Paese non preveda espressamente un sistema di carbon pricing. I risultati sono esaminati dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento (Final investment decision - FID) rientrante nelle soglie di competenza, sia successivamente nell'ambito del monitoraggio annuale dei progetti.

(31) RCP (Representative Concentration Pathways): scenari che includono serie temporali di emissioni e concentrazioni di tutti i gas serra, degli aerosol e gas chimicamente attivi, nonché l'uso del suolo/copertura del suolo. Il termine "rappresentativo" indica che ciascun RCP fornisce solo uno dei tanti possibili scenari che potrebbero portare a specifiche caratteristiche di forzante radiativo (W m−2). Il termine "percorso" sottolinea che non solo i livelli di concentrazione a lungo termine sono di interesse, ma anche la traiettoria seguita nel tempo per raggiungere quel risultato. In particolare, RCP 8.5 rappresenta uno scenario ad alte emissioni che porta a un incremento della forzante radiativa superiore a 8.5 W/m² entro il 2100 (fonte: Glossario IPCC).
(32) Il range di valori è compreso tra 180-250 $/t$CO_2$ (termini reali al 2024). Per le economie emergenti e in via di sviluppo (diverse da Brasile, Cina, India, Sudafrica) sono ipotizzati costi inferiori, in un range compreso tra 55-180 $/t$CO_2$. Ref. Tabella B.6, IEA - World Energy Outlook 2025.

RESILIENZA DELLA STRATEGIA AGLI SCENARI DI TRANSIZIONE *[ESRS 2 IRO-1]*

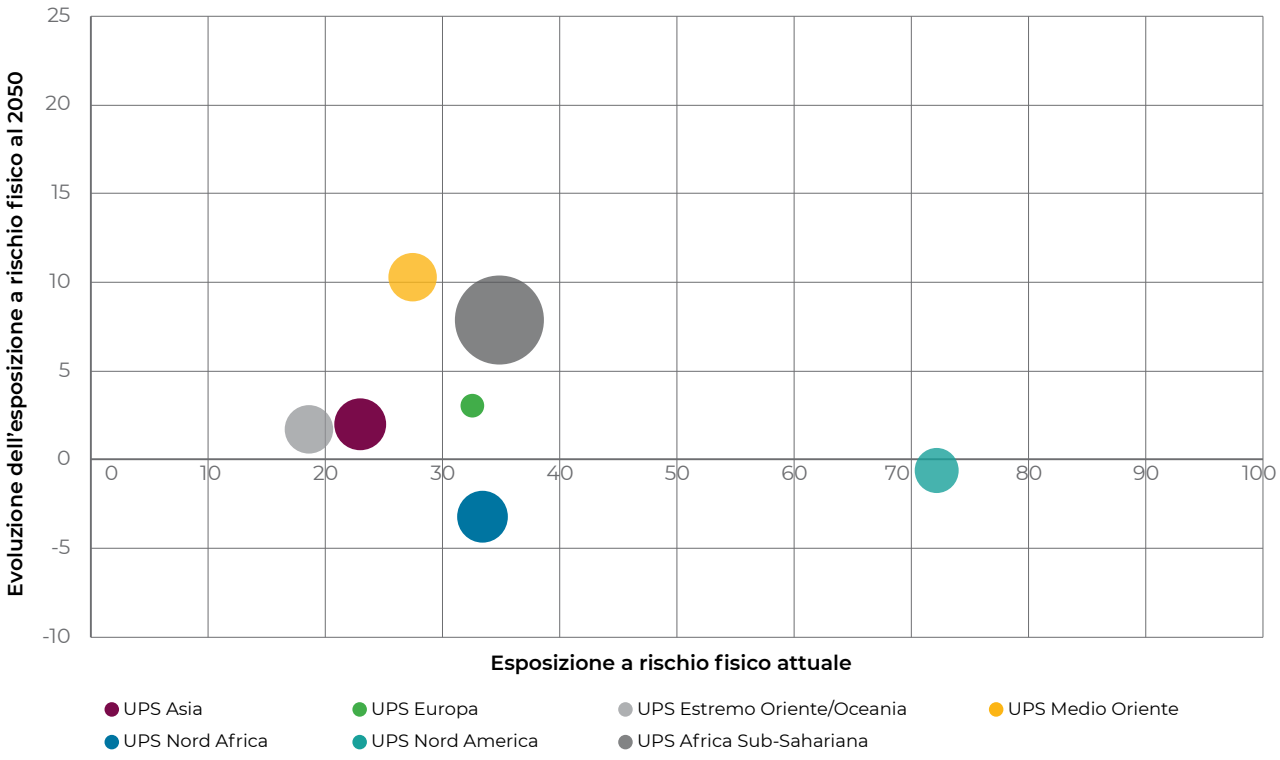
I processi aziendali di pianificazione strategica e di selezione/monitoraggio degli investimenti hanno l'obiettivo di identificare le azioni per massimizzare il valore degli attivi del Gruppo considerando i rischi e le opportunità della transizione energetica. In tale ambito, con cadenza regolare vengono definiti i piani di azione/spending per traguardare i target di decarbonizzazione a breve, medio e lungo termine sulla base di una serie di assunzioni base case circa la velocità di trasformazione del sistema energetico e le conseguenti ricadute sui prezzi. Il progress verso i target è oggetto di sistematico controllo e reporting. Uno degli strumenti utilizzati a consuntivo per assistere il management nella comprensione del grado di esposizione di Eni al rischio di transizione è l'analisi di sensitività dei valori degli asset Oil & Gas a scenari di prezzi alternativi rispetto al base case. L'analisi verifica la variabilità dei valori patrimoniali e il possibile rischio di distribuire utili non realizzati in presenza di scenari di stress: i) taglio lineare del -10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa; ii) incremento di un punto percentuale del tasso di attualizzazione (WACC adjusted) per la determinazione dei valori attuali netti degli attivi in ciascun Paese di attività; iii) assunzione delle proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO_2 dello scenario IEA Net Zero Emission 2050 (scenario NZE - IEA 2050)[33]. Il valore d'uso complessivo delle proprietà Oil & Gas calcolato utilizzando i vari scenari di stress test evidenzia un margine "headroom" rispetto ai valori di libro. In particolare, per lo scenario NZE – IEA 2050 l'headroom risulta pari a 18%, con possibili svalutazioni di € 3,4 miliardi. Per maggiori dettagli sull'analisi e i rispettivi risultatisi veda la ▶ Nota 15 del Bilancio Consolidato.

RISCHI FISICI

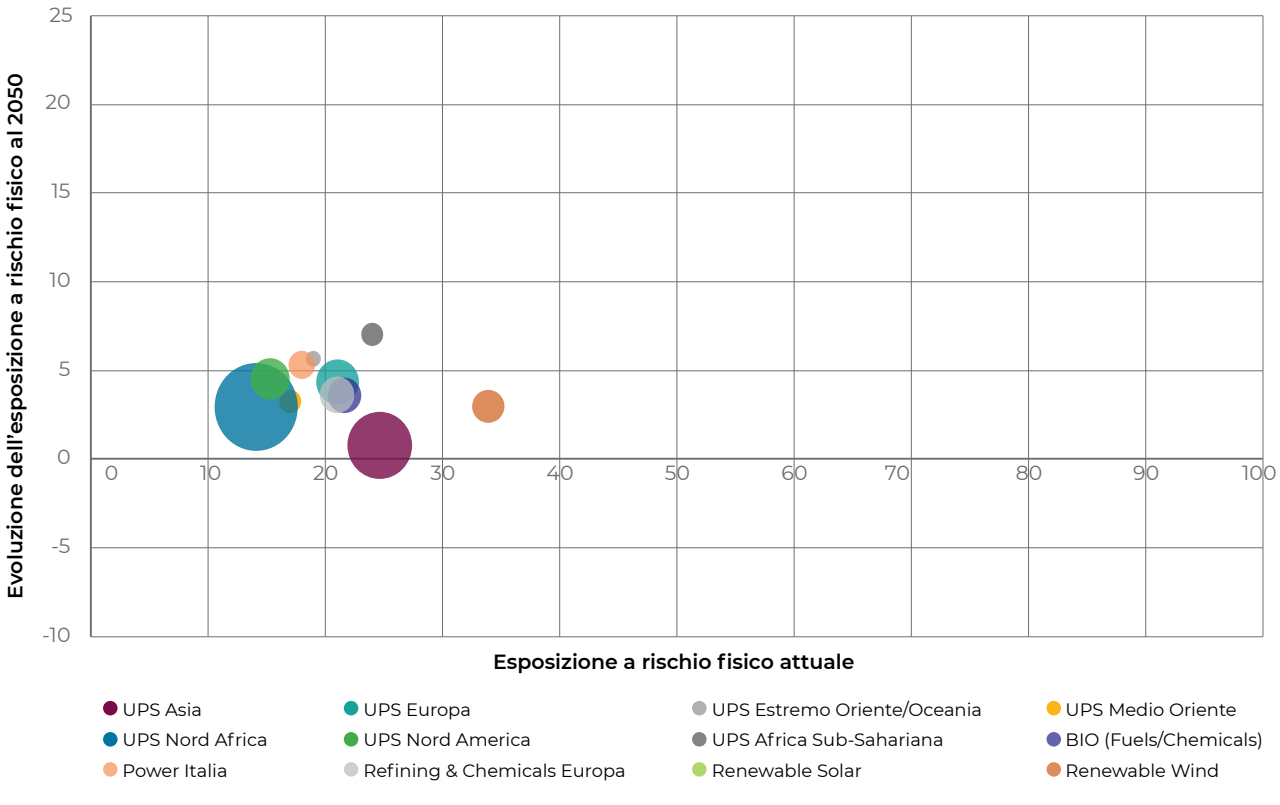
I rischi fisici derivanti dai cambiamenti climatici possono essere determinati da singoli eventi (acuti) o da cambiamenti di lungo periodo (cronici) dei fenomeni climatici. Questi possono avere delle implicazioni finanziarie per le imprese, come danni diretti ai beni e impatti indiretti dovuti all'interruzione delle proprie operazioni e di quelle lungo la catena del valore, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione, compresi gli effetti sulla catena di fornitura. A tal riguardo, Eni ha definito una metodologia per valutare l'esposizione ai rischi fisici degli asset di proprietà[34] e dei principali asset di terzi che fanno parte della catena del valore e la cui indisponibilità può causare ripercussioni sull'operabilità degli asset Eni. Ai fini dell'individuazione e la valutazione degli eventi climatici avversi e dell'evoluzione dei rischi fisici, Eni utilizza lo **scenario IPCC SSP5 - 8.5**, che risulta essere lo scenario estremo caratterizzato da un aumento della temperatura maggiore di 4°C entro il 2100 rispetto ai livelli pre-industriali (si vedano gli scenari IPCC categoria C8 Principali scenari di riferimento). I principali eventi[35] fisici climatici che Eni considera includono: fenomeni legati all'acqua, quali l'innalzamento del livello del mare, lo stress idrico, la siccità, le forti precipitazioni (pioggia e grandine) e le inondazioni di tipo costiero, fluviale e pluviale; eventi estremi associati ai venti, come cicloni, uragani e tifoni; eventi legati alla temperatura, in particolare gli incendi di incolto, nonché fenomeni connessi alla massa solida, come le frane. Rispetto ai rischi fisici legati agli eventi climatici sopraelencati, Eni sviluppa un esercizio di **stress test** sull'attuale portafoglio di asset su un orizzonte temporale di lungo periodo. Tale valutazione è svolta con cadenza annuale ed è oggetto di continuo miglioramento, anche per rispondere alla futura evoluzione ed accuratezza dei modelli previsionali[36]. Le analisi svolte nel 2025 hanno riguardato l'intero portafoglio degli asset Eni (circa 900 siti) per i quali è presentata, nei grafici seguenti, l'esposizione al rischio attuale (asse orizzontale) e l'esposizione al rischio prospettico al 2050 (asse verticale), per area geografica e per linea di business. La dimensione delle bolle è proporzionale al valore contabile netto degli asset nel portafoglio; i valori positivi sull'asse verticale indicano un incremento dell'esposizione al rischio nel lungo periodo mentre i valori negativi indicano una riduzione.

(33) Scenario riportato nel World Energy Outlook 2025, IEA-OECD.
(34) Si utilizzano le coordinate geografiche di ciascun asset Eni per valutare in maniera puntuale le metriche quantitative delle proiezioni dei differenti eventi naturali nei siti di presenza Eni.
(35) Gli eventi fisici climatici sono individuati a partire dalla classificazione della tabella riportata nel regolamento UE 2021/2139 della Commissione – Appendice A ed in relazione alla loro applicabilità rispetto alla tipologia di asset Eni.
(36) Eni utilizza il modello previsionale prospettico fornito da una primaria società di climate intelligence.

ESPOSIZIONE A RISCHIO FISICO DA CAMBIAMENTO CLIMATICO DEGLI ASSET OFFSHORE - SCENARIO IPCC SSP5 - 8.5



ESPOSIZIONE A RISCHIO FISICO DA CAMBIAMENTO CLIMATICO DEGLI ASSET ONSHORE - SCENARIO IPCC SSP5 - 8.5



RESILIENZA DELLA STRATEGIA AGLI SCENARI CLIMATICI *[ESRS 2 IRO-1; SBM-3]*

Una volta definiti i rischi fisici associati agli asset di Eni (rischio inerente), viene eseguita una valutazione delle mitigazioni o barriere esistenti, sia di carattere fisico che in termini di sistemi o procedure in essere. In seguito, per ciascun asset viene valutato il rischio residuo. In presenza di un livello di rischio residuo elevato, Eni mette in atto differenti tipologie di azioni: i) per rischi cronici (es. water stress), sono pianificate ed eseguite attività di monitoraggio con eventuale successiva definizione e follow up di un piano di intervento; ii) per rischi acuti, è attivato il processo di asset integrity[37] che può condurre alla definizione e attuazione di un piano di adattamento. Dalle analisi di rischio fisico condotte nel 2025 sugli asset produttivi di Eni e sui principali asset della catena del valore, è emerso che il portafoglio Eni risulta sostanzialmente resiliente ai rischi fisici connessi al cambiamento climatico. Le ragioni principali della resilienza complessiva a livello di portafoglio degli asset Eni sono riconducibili: i) alla resilienza intrinseca degli asset stessi (già progettati con criteri di design stringenti rispetto al verificarsi di eventi naturali estremi) e ii) alla diversificazione geografica del portafoglio asset.

Opportunità materiali

Se da un lato gli eventi di transizione possono comportare dei rischi, dall'altro possono offrire delle opportunità, la cui realizzazione richiede una rigorosa disciplina nell'allocazione del capitale e un attento processo di pianificazione strategica. Eni, per cogliere le opportunità, sta integrando il proprio modello di business con **soluzioni connesse alla transizione energetica** quali la crescita della produzione di energia da **fonti rinnovabili**, l'ampliamento del network di **punti di ricarica per veicoli elettrici** attraverso Plenitude e lo sviluppo della **bioraffinazione** attraverso Enilive (si veda la sezione ▶ Andamento operativo/Enilive e Plenitude) e lo **sviluppo della chimica da rinnovabili**. Dall'altro lato Eni sta attuando soluzioni volte a ridurre il proprio impatto emissivo e quello di terzi, sviluppando, tra l'altro, **progetti "Carbon Capture Utilization e Storage (CCUS)"** (si veda la sezione ▶ Andamento operativo/CCS e Agri) e prosegue l'impegno a investire in ricerca e sviluppo con progetti innovativi che puntano su tecnologie all'avanguardia come la **fusione magnetica**. Per lo sviluppo di tali opportunità, Eni ha adeguato la propria organizzazione aziendale (si veda ▮ Politiche e ▮ Governance climatica) in coerenza con l'evoluzione della strategia e ha messo in atto la realizzazione di un modello satellitare[38], riducendo l'impegno finanziario per la crescita dei nuovi business e rendendo più visibile il loro valore di mercato.

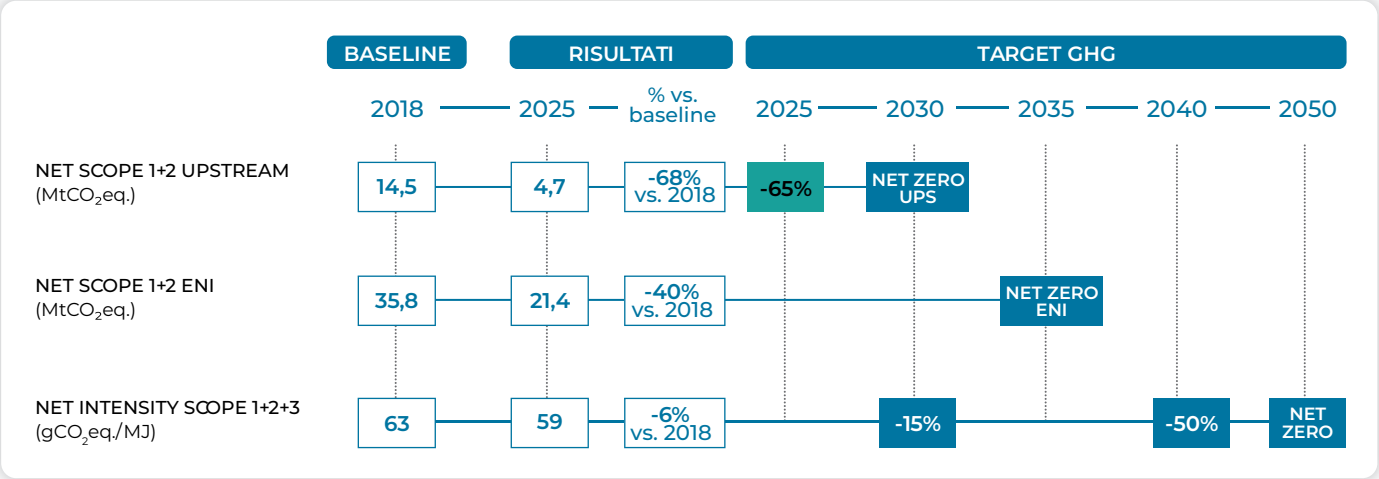
AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI

Piano di decarbonizzazione *[ESRS 2 MDR-A; E1-1; E1-3]*

TARGET DI DECARBONIZZAZIONE DI ENI *[ESRS 2 MDR-T; E1-4]*

Sono trascorsi 5 anni dall'avvio del percorso di Eni verso la Neutralità Carbonica al 2050. In questo arco temporale, in assenza di orientamenti normativi consolidati sull'approccio da adottare, l'azienda ha strutturato il proprio piano di decarbonizzazione attraverso target di riduzione netta delle emissioni definiti secondo una propria metodologia coerente con i principali standard internazionali e best practice di settore. Le azioni intraprese in questi anni hanno permesso di progredire nell'avanzamento della riduzione delle emissioni in linea con i target intermedi definiti (per dettagli sulle performance si rimanda alla sezione ▮ Metriche/indicatori Entity Specific-Equity). Nel 2024, primo anno di applicazione della CSRD, Eni ha scelto di rappresentare il proprio percorso di decarbonizzazione mantenendo l'impostazione metodologica adottata negli anni precedenti, in un contesto esterno e regolatorio in evoluzione. Dall'esercizio di rendicontazione 2025, a seguito del consolidamento del quadro regolatorio europeo[39], il piano di decarbonizzazione e i relativi target vengono riparametrati in coerenza con il quadro normativo di riferimento e al fine di favorire una maggiore comparabilità nel settore. Nello specifico, per le emissioni Scope 1 e 2 viene adottato un perimetro su base finanziaria (precedentemente su base equity), continuando a concentrarsi prioritariamente sul settore Upstream. Sono confermati i target Net Zero delle emissioni GHG Scope 1 + 2 del settore Upstream entro il 2030 e di Eni al 2035, ridefiniti rispettivamente "***Net Scope 1+2 Upstream***" e "***Net Scope 1+2 Eni***". Le emissioni Scope 1+2+3 includono i contributi delle Scope 1 + 2 e delle Scope 3, quest'ultime in accordo con la classificazione del GHG Protocol (precedentemente determinate con metodologia Lifecycle). Il target Scope 1+2+3 è espresso solo in termini di intensità emissiva, con l'obiettivo di valorizzare la diversificazione del portafoglio energetico, evidenziando il contributo sia di azioni di mitigazione delle emissioni che di sviluppo dei business lower carbon. Il target Net Zero dell'intensità è confermato al 2050 e viene ridefinito "***Net Intensity Scope 1+2+3***". Per tutti i target indicati, le emissioni residue sono compensate mediante l'utilizzo di crediti di carbonio di alta qualità[40]. Inoltre, i valori degli indicatori nell'anno di baseline 2018 sono ricalcolati in coerenza con il perimetro adottato per la definizione dei target. Per dettagli sui criteri metodologici di rendicontazione degli indicatori di misurazione dei target Net Zero (Entity Specific) di Eni, si rimanda alla sezione ▮ Metriche.

(37) Il processo di asset integrity viene applicato agli asset Eni per garantire la corretta progettazione e adeguata costruzione con i materiali più idonei, nonché applicare il massimo rigore nell'operatività degli impianti e attuarne la corretta dismissione, gestendo anche i rischi residuali nel rispetto della sicurezza delle persone, la salvaguardia dell'ambiente e della reputazione.
(38) Si veda la pagina Eni.com Il modello Satellitare di Eni: un approccio distintivo.
(39) In data 24 febbraio 2026 il Consiglio dell'Unione europea ha adottato il testo dell'"Omnibus I", che include, tra l'altro, emendamenti alla Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD).
(40) Certificati secondo standard del mercato volontario riconosciuti a livello internazionale e che sono accompagnati da certificazioni addizionali per attestare anche i benefici socio-ambientali delle attività di progetto (si veda paragrafo ▮ Compensazioni e rimozioni delle emissioni GHG).

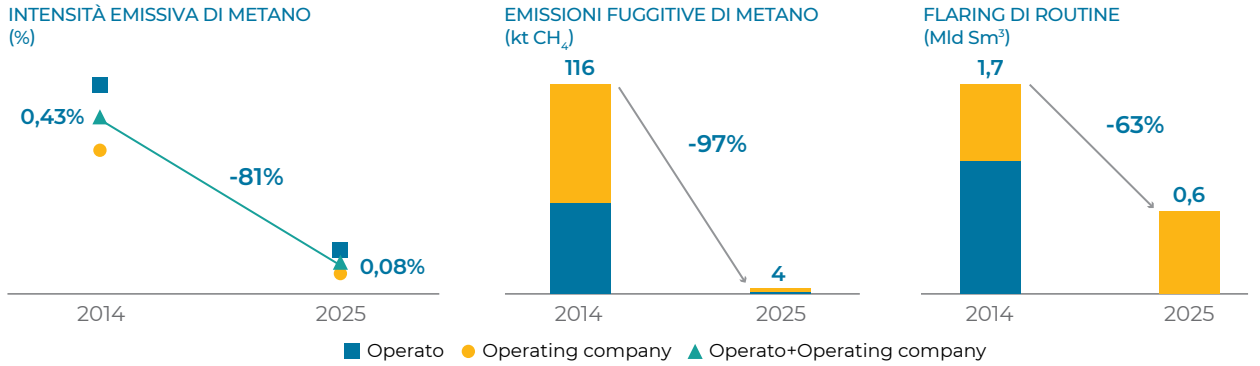


- **NET SCOPE 1+2 UPSTREAM**[41]: rappresenta le emissioni GHG Scope 1+2 associate alle attività upstream operate da Eni o da terzi contabilizzate su perimetro finanziario e al netto di crediti di carbonio generati principalmente da Natural Climate Solutions e soluzioni tecnologiche. Nel 2025, l'indicatore è in riduzione di circa -31% rispetto al 2024, guidato principalmente dalle azioni di ottimizzazione nella gestione operativa e attività progettuali volte alla generazione dei crediti di carbonio. Inoltre, nel 2025, il target di raggiungimento del -65% rispetto al 2018 è stato superato con una riduzione di circa il -68%. Il percorso è in linea con il raggiungimento del target Net Zero Upstream al 2030;
- **NET SCOPE 1+2 ENI**[42]: rappresenta le emissioni GHG Scope 1+2 associate alle attività operate da Eni o da terzi contabilizzate su perimetro finanziario e al netto di crediti di carbonio generati principalmente da Natural Climate Solutions e soluzioni tecnologiche. Nel 2025 l'indicatore è in riduzione di circa -10% rispetto al 2024, guidato principalmente dalle azioni di ottimizzazione nella gestione operativa e attività progettuali volte alla generazione dei crediti di carbonio. Rispetto al 2018, l'indicatore è in riduzione di circa il 40% in linea con il raggiungimento del target Net Zero Eni al 2035;
- **NET INTENSITY SCOPE 1+2+3**[43]: rappresenta il rapporto[44] tra le emissioni GHG di Eni Scope 1+2+3 (al netto di crediti di carbonio generati principalmente da Natural Climate Solutions e soluzioni tecnologiche) e l'energia associata ai prodotti energetici. Nel 2050 il raggiungimento del target Net Zero Intensity Scope 1+2+3 prevederà l'utilizzo di crediti di carbonio nei limiti del 10% del valore di baseline delle emissioni Scope 1+2+3. Nel 2025 l'indicatore è in riduzione (circa -0,4%) rispetto al 2024 grazie al minor impatto emissivo del mix di portafoglio. Rispetto al 2018, l'indicatore si è ridotto di circa il 6%.

(41) Sostituisce l'indicatore "Net Carbon Footprint Upstream" definito su perimetro equity precedentemente adottato da Eni.
(42) Sostituisce l'indicatore "Net Carbon Footprint Eni" definito su perimetro equity precedentemente adottato da Eni.
(43) Sostituisce l'indicatore "Net Carbon Intensity" definito su perimetro equity con metodologia Lifecycle precedentemente adottato da Eni. L'indicatore "Net GHG Lifecycle Emissions" non è più riproposto.
(44) Il numeratore include: i) le emissioni Scope 1+2 Eni (al netto dei settori non energy, tra cui il settore chimica, corporate ed attività ambientali), rappresentate secondo perimetro finanziario; ii) le emissioni Scope 3 da utilizzo di prodotti venduti (Cat.11), stimate sulla base della produzione upstream in quota equity Eni. Le emissioni Scope 3 connesse alla catena del valore sono calcolate in accordo con la classificazione fornita dal GHG Protocol e secondo gli standard metodologici disponibili di settore (secondo il criterio del Net Volume Accounting di IPIECA) sulla base di un'analisi di significatività in relazione alle attività di Eni. Al denominatore sono incluse, in vista equity, le produzioni energetiche, tra le quali i) Oil & Gas Upstream (al netto degli autoconsumi); ii) biocarburanti, iii) energia termoelettrica; iv) energia rinnovabile (contabilizzata applicando un fattore di equivalenza fossile).

TARGET DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO E FLARING NEL BUSINESS UPSTREAM *[ESRS 2 MDR-T; E1-4]*

Nel business Upstream, dove il gas naturale riveste un ruolo rilevante, le azioni di abbattimento delle emissioni di metano e del gas flaring costituiscono un elemento centrale del percorso di decarbonizzazione, avendo contribuito in modo significativo alla riduzione delle emissioni GHG dirette (Scope 1). In tale contesto, già nel 2016 Eni ha definito un obiettivo di riduzione delle emissioni fuggitive di metano dell'80% al 2025 (rispetto al 2014), target raggiunto con largo anticipo nel 2019 grazie all'implementazione sistematica delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair[45]) sugli asset operati. Inoltre, dal 2022 Eni aderisce all'iniziativa Aiming for Zero Methane Emissions promossa da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), che mira alla riduzione al minimo tecnico delle emissioni di metano dagli asset operati entro il 2030 e individua ad oggi nella soglia dello 0,2% di intensità emissiva il riferimento settoriale per emissioni prossime allo zero. Nel 2025 l'intensità emissiva di metano si è attestata allo 0,09% (che scende a 0,08% se si considerano anche le operating company[46]) confermando un andamento già consolidato negli anni precedenti, ben al disotto della soglia dello 0,2%. Nell'ambito della medesima iniziativa, Eni conferma il mantenimento dell'intensità emissiva di metano sotto la soglia dello 0,2% per gli asset operati del settore upstream fino al 2030. Con riferimento al gas **flaring**, Eni ha definito nel 2015 l'obiettivo di azzerare il flaring di routine e ha rafforzato progressivamente le iniziative per la sua riduzione, in particolare in Congo, Libia ed Egitto, dove le maggiori barriere logistiche, operative e di mercato avevano limitato la valorizzazione del gas associato. In tale ambito Eni ha confermato il raggiungimento dell'obiettivo di zero routine flaring nel 2025 relativamente al perimetro operato. Per le attività realizzate tramite operating company, il raggiungimento del target è legato al completamento dei progetti in Libia atteso nel corso del 2026. Eni conferma il mantenimento di tali livelli di performance e il consolidamento dell'impegno allo zero routine flaring su perimetro operato, assicurando continuità alle azioni intraprese e in linea con l'iniziativa Zero Routine Flaring by 2030 della World Bank.



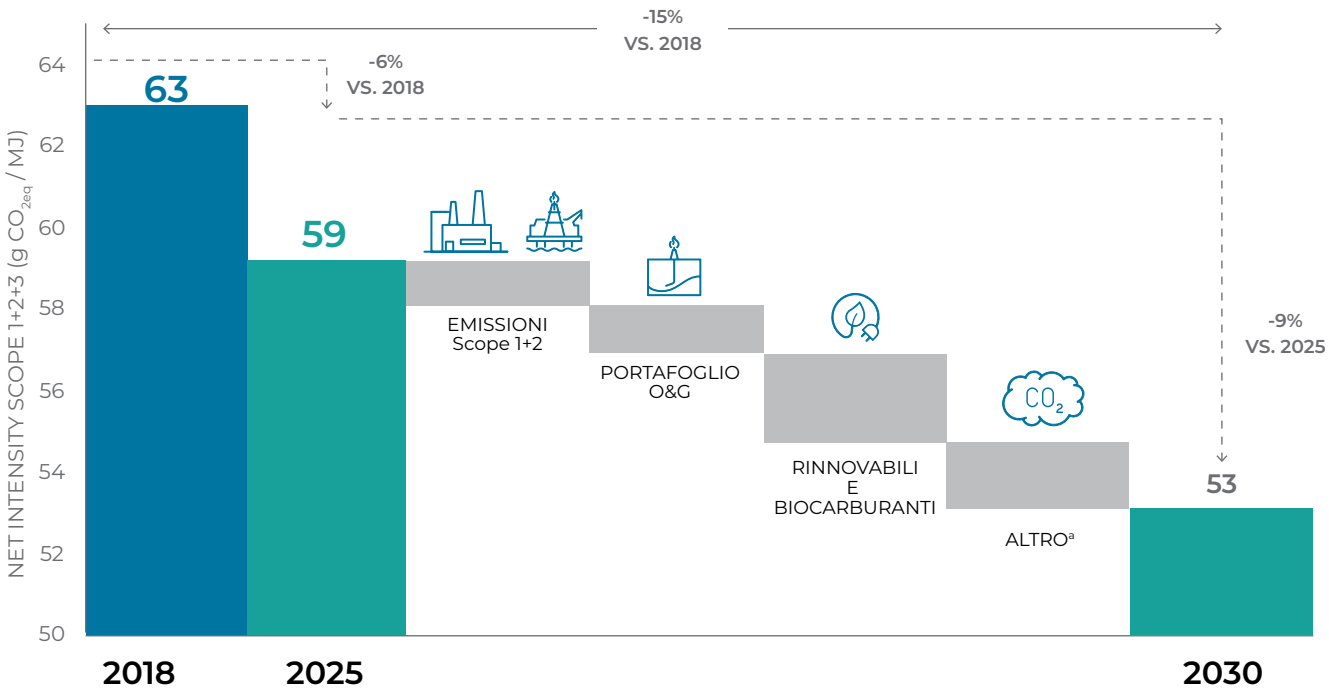
LEVE DI DECARBONIZZAZIONE *[E1-1; E1-3]*

Le leve e tecnologie di decarbonizzazione individuate da Eni nel proprio Piano di decarbonizzazione interessano in maniera trasversale i diversi business e vengono adottate e modulate in maniera mirata e con orizzonti temporali che tengono conto della maturità tecnologica e commerciale delle singole soluzioni. Dal 2018 al 2025, Eni ha implementato azioni che hanno contribuito, da un lato, alla riduzione delle emissioni Scope 1 e Scope 2 connesse alle proprie operazioni, agendo prioritariamente su flaring, metano e attraverso interventi di efficienza energetica volti alla riduzione dei consumi di fonti fossili (si veda sezione Target di riduzione delle emissioni di metano e flaring nel business Upstream e Consumo di energia e mix energetico). Dall'altro lato, tali azioni hanno inciso anche sulla riduzione delle emissioni lungo la catena del valore (Scope 3), in particolare attraverso sinergie tra le attività tradizionali e i business legati alla transizione, nonchè interventi di portafoglio. Oltre a proseguire con tali azioni, in ottica futura, le iniziative previste da Eni per la riduzione del Net Intensity Scope 1+2+3 si articoleranno su più direttrici, che agiscono sia sulle emissioni operative sia sull'evoluzione del portafoglio energetico. Con riferimento al 2030, un importante contributo sarà dato dal miglioramento delle performance operative, azioni sul portafoglio Oil&Gas e dall'evoluzione del mix produttivo. In particolare, le azioni di efficientamento e di razionalizzazione degli asset industriali consentiranno di ridurre le emissioni Scope 1 e 2. Inoltre, l'incremento progressivo della componente gas (inclusi i condensati) sul totale della produzione (oltre il 60% al 2030), consentirà di ridurre l'intensità emissiva complessiva rispetto a uno scenario caratterizzato da una maggiore incidenza dell'olio, in ragione del minore fattore emissivo del gas naturale. Altro contributo

(45) Attività di monitoraggio e rilevazione delle perdite di metano, e successiva riparazione.
(46) Entità giuridica a cui è delegata la conduzione delle operazioni Oil & Gas in un determinato paese per conto dei partner (solitamente mista National Oil Companies e International Oil Companies).

rilevante sarà la progressiva diversificazione del portafoglio verso soluzioni lower carbon, contribuendo alla riduzione dell'intensità carbonica dei prodotti e dei servizi offerti. Lo sviluppo dei biocarburanti costituirà un elemento centrale di tale strategia, offrendo un'opportunità di conversione e ridimensionamento dell'attuale capacità di raffinazione tradizionale. Dopo le conversioni delle bioraffinerie di Porto Marghera (2014) e Gela (2019), nel 2024 è stato avviato anche il progetto di riconversione del sito di Livorno con start-up prevista a fine 2026. Nel 2025 Eni ha registrato una capacità di bioraffinazione pari a 1,65 milioni di tonnellate e prevede di raggiungere una capacità di 5 milioni di tonnellate entro il 2030, con un'opzionalità per la produzione di Sustainable Aviation Fuel (SAF) di oltre 2 milioni di tonnellate, contribuendo alla decarbonizzazione dei settori hard-to-abate quali aviazione, trasporto marittimo e trasporto pesante. In parallelo, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sviluppata tramite Plenitude, sosterrà la progressiva riduzione dell'intensità emissiva del portafoglio energetico. Nel 2025 Plenitude ha raggiunto una capacità installata da rinnovabili di 5,8 GW, registrando un tasso di crescita annuo superiore al 40%, in linea con gli obiettivi di espansione di raggiungere 15 GW al 2030. A complemento delle leve industriali e di portafoglio e, in linea con l'evoluzione dei consumi, viene considerata una possibile riduzione delle emissioni legata al progressivo incremento della quota Oil & Gas destinata ai settori lower carbon (ad esempio usi non energetici[47]) e/o la compensazione delle emissioni residue attraverso crediti di carbonio di alta qualità (offset) derivanti prevalentemente da Natural Climate Solutions (fino ad un massimo di 15 $MtCO_2eq$[48] al 2030).

PRINCIPALI LEVE DI DECARBONIZZAZIONE



(a) In linea con l'evoluzione dei consumi finali, la categoria "Altro" può comprendere un progressivo incremento della quota oil & gas destinata ai settori lower carbon (ad esempio usi non energetici) e/o il contributo degli offset (fino a un max di 15 $MtCO_2eq$. al 2030).

Nel lungo termine, il percorso verso la Neutralità Carbonica al 2050 proseguirà lungo le medesime direttrici, con un ulteriore rafforzamento del mix gas (circa il 90% entro il 2050), il consolidamento delle soluzioni lower carbon e l'incremento della capacità rinnovabile di Plenitude (60 GW al 2050). Inoltre, la Carbon Capture and Storage (CCS) rappresenta un'ulteriore leva di decarbonizzazione. A partire dal periodo successivo al 2030, con il progressivo avanzamento tecnologico e la maturazione dei progetti, la CCS potrà contribuire alla riduzione delle emissioni operative connesse ai consumi energetici delle attività Eni. Per le emissioni residue è previsto il ricorso a compensazioni e rimozioni attraverso Natural Climate Solutions (NCS) e soluzioni tecnologiche. Nel 2050 il raggiungimento del target Net Zero Intensity Scope 1+2+3 prevederà l'utilizzo di crediti di carbonio nei limiti del 10% del valore di baseline delle emissioni Scope 1+2+3 (si veda sezione Compensazioni e rimozioni delle emissioni GHG). Infine, Eni contribuisce alla transizione energetica anche attraverso attività che, pur non incidendo direttamente sulle proprie emissioni, favoriscono la decarbonizzazione di terzi e dei settori hard-to-abate. Tra queste rientrano le attività di ricerca e sviluppo (R&S), l'offerta Plenitude di soluzioni e servizi orientati all'elettrificazione dei consumi e al miglioramento dell'efficienza, e lo sviluppo di progetti di CCS per clienti industriali. Per maggiori informazioni si veda capitolo ▶ Andamento operativo/CCS e Agri. La velocità dell'evoluzione di tale trasformazione e il

(47) Utilizzo dei prodotti energetici come materie prime per la produzione di beni non energetici (ad esempio gas naturale impiegato per produrre fertilizzanti) oppure per usi diretti che non prevedono la produzione di energia, come ad esempio lubrificazione o pavimentazione stradale.
(48) Utilizzati per ridurre le emissioni Scope 1+2+3 assolute nell'anno di target 2030.

contributo relativo di ogni leva dipenderanno da una serie di variabili, tra cui l'andamento del mercato, lo scenario scientifico-tecnologico e la normativa di riferimento. Le tappe del percorso di decarbonizzazione di Eni sono state identificate attraverso un esercizio di prioritizzazione delle leve d'intervento, basato su analisi interne e su quanto proposto dai principali scenari internazionali che mirano alla neutralità carbonica al 2050 per contenere l'aumento della temperatura globale entro 1,5°C al 2100. Pur nei limiti del confronto, tra un contesto aziendale e il distinto contesto globale, la struttura del piano di decarbonizzazione di Eni[49], in termini di leve e target di riduzione delle emissioni, risulta sostanzialmente compatibile con tali scenari. Per approfondimenti si veda: gli scenari IPCC categoria C1-C2 all'interno della sezione Principali scenari di riferimento e la sezione Target di decarbonizzazione di Eni e la sezione Leve di decarbonizzazione.

VALUTAZIONE DELLE EMISSIONI LOCKED-IN *[E1-1]*

Le emissioni locked-in rappresentano la stima delle emissioni future di GHG associate ad asset e operazioni esistenti o pianificati nell'Upstream e Downstream, sulla base della loro configurazione tecnologica e della vita utile residua. In determinati scenari di transizione energetica coerenti con traiettorie di decarbonizzazione a ridotte emissioni, tali emissioni potrebbero risultare non pienamente compatibili con i livelli emissivi attesi, generando potenziali implicazioni di natura economico-finanziaria. Eni monitora le potenziali emissioni locked-in derivanti dai principali asset e progetti, mantenendo una prospettiva di medio-lungo termine attraverso il piano strategico e valutando i progressi verso il percorso di Neutralità Carbonica al 2050. Le analisi di resilienza del portafoglio effettuate nell'ambito dei test di impairment non hanno evidenziato elementi tali da compromettere la recuperabilità dei valori contabili degli asset sulla base degli scenari considerati. Nel settore Upstream, Eni continua ad adottare un modello esplorativo basato sulla crescita organica e valorizzazione selettiva delle scoperte. La selezione degli investimenti considera sia il valore economico sia l'intensità emissiva, privilegiando, anche al fine di ridurre l'impatto emissivo, gli investimenti nelle risorse già in produzione e le attività esplorative in aree adiacenti ad asset e infrastrutture esistenti. Nel downstream, Eni punta a migliorare l'efficienza delle proprie operazioni e a integrare nella sua offerta i prodotti lower carbon anche attraverso la conversione della capacità di raffinazione tradizionale. Inoltre, Eni valuta la resilienza del proprio portafoglio per mitigare i rischi associati agli stranded asset e applica un internal carbon pricing per verificare la coerenza dei nuovi investimenti con i target di decarbonizzazione (per dettagli si rimanda al paragrafo Rischi di transizione).

BREVETTI ED INNOVAZIONE *[ENTITY SPECIFIC]*

Il Codice Etico di Eni attribuisce un ruolo centrale all'innovazione (per dettagli si veda il paragrafo Politiche) e, coerentemente, Eni si impegna ad acquisire **competenze tecnologiche d'avanguardia** per sostenere questo principio. In particolare, il tema dell'innovazione è fortemente legato agli aspetti climatici e, per il prossimo piano strategico, l'azienda ha fissato il target di mantenere il 70% della spesa R&S su temi relativi alla decarbonizzazione, economia circolare e transizione energetica.

Target	AI	Performance 2025	Anno base e relativo valore di riferimento	Note (Scopo, metodologia, evidenze)
Mantenimento del 70% della spesa R&S su temi relativi alla decarbonizzazione, economia circolare e transizione energetica	2030	80%	2022: 70%	Spesa in Ricerca e Sviluppo, innovazione e mantenimento del portafoglio brevettuale di Eni SpA e le società controllate

Per il 2025 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €207 milioni, di cui circa €165 milioni destinati al percorso di riduzione dell'impronta carbonica dei processi, all'economia circolare, allo sfruttamento delle energie rinnovabili e alla fusione a confinamento magnetico. Tale spesa include, in particolare, le tematiche di bioraffinazione, della chimica e della produzione di energia da fonti rinnovabili (incluse le biomasse), dello stoccaggio energetico, della cattura, del trasporto, stoccaggio e riutilizzo della CO_2, della riduzione dell'impronta carbonica dei processi. La spesa complessiva in innovazione, che include, oltre le spese in Ricerca & Sviluppo, anche altre attività innovative, tra cui quelle relative a High Performance Computing, Intelligenza Artificiale e Open innovation, è pari a circa € 460 milioni.

RICERCA & SVILUPPO	Unità di misura	2025	2024
Spesa in R&S[(a)]	(€ milioni)	207	178
di cui: relative alla decarbonizzazione, economia circolare e transizione energetica		165	145
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	42	39
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		21	23

(a) Le voci in tabella sono incluse in ▶ Nota 30 Costi – "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" della sezione Note al bilancio consolidato.

(49) Definito su target Entity Specific.

CAPITAL ALLOCATION [E1-1; E1-3]

L'evoluzione verso un portafoglio di prodotti lower carbon è supportata da una progressiva crescita delle iniziative di sviluppo di nuove soluzioni energetiche e servizi, sia nel breve che nel medio-lungo termine. A conferma di tale impegno, Eni nel 2025[50] ha sostenuto una spesa pari a €3,3 miliardi[51] per attività a bassa intensità di carbonio. In particolare, oltre il 50% della spesa è stata destinata a iniziative di sviluppo della bioraffinazione e biofeedstock e di generazione elettrica da fonti rinnovabili e oltre il 20% a iniziative di riduzione delle emissioni Scope 1+2 (tra cui interventi di efficienza energetica e progetti di flaring down). Nel prossimo piano quinquennale[52], Eni prevede di allocare €12 miliardi di risorse ad attività a bassa intensità di carbonio, confermando la centralità delle iniziative di sviluppo di energia rinnovabile e biocarburanti (capacità di bioraffinazione da 1,65Mt al 2025 a 5Mt al 2030) e iniziative di riduzione delle emissioni scope 1+2. In aggiunta a quanto riportato in tabella, Plenitude prevede di allocare risorse pari a circa €9 miliardi per attività a sostegno dello sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili (capacità installata da 5,8 GW al 2025 a 15 GW al 2030).
Di seguito il dettaglio delle risorse pianificate per le differenti azioni di decarbonizzazione:

Spesa[(a)]	Unità di misura	2025	2026-30
Valore totale	(€ miliardi)	3,3	12,2
Riduzione delle emissioni		0,7	1,1
Rinnovabili e biocarburanti		1,8	7,4
Ricerca per attività Lower Carbon		0,2	0,8
Economia circolare[(b)]		0,1	0,8
Altro (Natural Climate Solutions, Venture Capital, sviluppo nuove energie)		0,5	2,1

(a) Le voci di spesa sono state aggiornate, rispetto a quanto riportato nella Rendicontazione di Sostenibilità 2024, in coerenza con quanto riportato nel paragrafo Leve di decarbonizzazione. Le voci in tabella sono incluse in ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e ▶ Nota 30 "Acquisti, prestazione di servizi e costi diversi" della sezione Note al bilancio consolidato.
(b) Nella voce è ricompresa la spesa per la chimica bio.

COMPENSAZIONI E RIMOZIONI DELLE EMISSIONI GHG [E1-7]

Eni sostiene, attraverso accordi di medio e lungo termine con partner e autorità locali, lo sviluppo di progetti finalizzati alla generazione di crediti di carbonio nel mercato volontario destinati alla compensazione delle emissioni GHG residue non altrimenti riducibili, monitorandone qualità e integrità. Per raggiungere il target Net Zero al 2050 di Net Intensity Scope 1+2+3, Eni intende utilizzare crediti di carbonio dopo aver ridotto il 90-95% delle emissioni GHG. Attualmente, i crediti di carbonio utilizzati da Eni per il raggiungimento dei propri target Net Zero sono generati da attività che riducono le emissioni di CO_2 potenzialmente rilasciate in atmosfera. Tra queste rientrano le iniziative di **Natural Climate Solutions** (NCS) che mirano alla protezione e gestione sostenibile del territorio. Ne sono un esempio i progetti REDD+[53], le prime iniziative promosse da Eni, che promuovono la conservazione delle foreste, la protezione della biodiversità e lo sviluppo sostenibile locale[54]. Alle iniziative NCS, si affiancano anche **soluzioni tecnologiche**; tra queste rientra il programma "Eni for Clean Cooking", avviato nel 2018, per promuovere l'introduzione di fornelli migliorati che consentono di ridurre il consumo di biomassa non rinnovabile[55], con l'obiettivo di migliorare le condizioni di salute delle persone e di promuovere la conservazione delle foreste. Il programma è stato avviato in Congo, Mozambico, Angola, Ruanda, Tanzania, Madagascar e Costa d'Avorio, raggiungendo, finora circa 3,7 milioni di persone[56] (di cui 2,2 milioni solo nel 2025), con l'obiettivo di garantire, entro il 2030, l'accesso a sistemi di cottura più sicuri, efficienti e sostenibili per 20 milioni di persone La diffusione industriale dei sistemi di clean cooking consente anche di promuovere lo sviluppo dell'imprenditoria e dell'economia locale (ad es. produzione e distribuzione di fornelli). A partire dal 2025, il programma ha avviato il passaggio dai fornelli migliorati a soluzioni più avanzate, come i fornelli a induzione nelle aree urbane e quelle pirolitiche alimentate da residui agricoli e agroforestali nei contesti rurali. Questa evoluzione permetterà di eliminare progressivamente l'uso di biomassa non rinnovabile, contribuendo a ridurre in modo significativo la deforestazione. La strategia di Eni prevede di incrementare progressivamente la componente di crediti derivanti dai cosiddetti progetti Carbon Dioxide Removal (CDR), ovvero attività (NCS o soluzioni tecnologiche) che rimuovono la CO_2 direttamente dall'atmosfera, come ad esempio il ripristino di ecosistemi o l'incremento di stock di CO_2 nel suolo con opportune pratiche agricole. Rispetto a questa tipologia, Eni ha avviato il Makueni Agroforestry Carbon Project (MACP) in Kenya per la promozione dell'Agricoltura e della Gestione del suolo Sostenibili (Sustainable Agriculture and Land

(50) Per gli investimenti 2025 relativi all'esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi si veda la ▶ Nota 12 del Bilancio Consolidato (la società è esclusa dagli indici di riferimento UE secondo l'articolo 12, paragrafo 1, lettere da e) a g), e paragrafo 2, del Regolamento Delegato (UE) 2020/1818 della Commissione).
(51) Si rimanda alla sezione relativa alla Tassonomia Europea per una riclassificazione secondo i criteri definiti dal regolamento europeo.
(52) Oltre il 40% della spesa in programma per il 2026-30 è allineata alla Tassonomia UE. Rispetto a tale regolamento, la previsione di spesa al 2030, si differenzia comprendendo anche gli interventi effettuati in joint venture, tutte le spese che contribuiscono alla riduzione delle emissioni (ad esempio interventi di efficienza energetica e di abbattimento del flaring di routine) e quanto a supporto dello sviluppo della customer base Plenitude.
(53) "Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation", schema definito e promosso dalle Nazioni Unite.
(54) Si tratta di iniziative in Zambia, Tanzania, Repubblica Democratica del Congo, Mozambico, Messico e Costa d'Avorio
(55) Biomassa non rinnovabile (spesso indicata con la sigla fNRB - fraction of Non-Renewable Biomass) si riferisce al legno, carbone o altre biomasse utilizzate come combustibile che vengono prelevate da foreste o ecosistemi in modo insostenibile, superando la capacità naturale di rigenerazione della vegetazione.
(56) Sono inoltre in corso di valutazione l'espansione in altri Paesi dell'Africa Sub-Sahariana e Asia.

Management - SALM)[57]e il progetto di conservazione e ripristino di ecosistemi – Conservation & Restoration of Classified Forests (CRCF) – in Costa d'Avorio. I crediti di carbonio utilizzati dal Gruppo Eni sono certificati secondo gli standard del mercato volontario riconosciuti a livello internazionale, quali ad esempio il Verified Carbon Standard (VCS) di Verra o il Gold Standard (GS). Inoltre, i crediti sono accompagnati da una certificazione addizionale, quale, ad esempio, il Climate Community & Biodiversity Standards (CCBS) o il Sustainable Development Verified Impact Standard (SD VISta) che ne attesta i benefici socio-ambientali (es. conservazione della biodiversità, sviluppo economico e miglioramento delle condizioni di vita delle comunità locali). Di seguito si riportano i dettagli relativi ai crediti di carbonio annullati[58] nel 2025.

CREDITI DI CARBONIO ANNULLATI[a]	Unità di misura	2025	2024
Totale	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	**7**	**5,9**
Crediti da riduzione	(%)	100	100
Crediti da rimozione		0	0
di cui rimozione biogenica		0	0
di cui rimozione tecnologica		0	0
Crediti verificati secondo lo standard VERRA		100	100
Crediti da progetti in EU		0	0
Crediti oggetto di corresponding adjustment secondo l'Art.6 del P.A.		0	0

(a) Crediti che derivano dai progetti sostenuti da Eni e che sono stati annullati a febbraio 2026, per la consuntivazione 2025 degli obiettivi definiti su perimetro equity. Per gli indicatori definiti su perimetro finanziario è stato invece consuntivato un ammontare inferiore di crediti pari a circa 5 milioni di tonnellate di CO_2eq per convergenza espositiva degli obiettivi.

In aggiunta all'attività di sviluppo progettuale descritta, Plenitude[59] si approvvigiona di crediti di carbonio tramite acquisti sul mercato volontario, in accordo ai medesimi standard di certificazione utilizzati da Eni.

METRICHE *[ESRS 2 MDR-M; E1-5; E1-6]*

Metriche GHG (Scope 1, 2 e 3)

Eni rendiconta le proprie emissioni GHG coerentemente con i principali standard internazionali e best practice di settore. Le emissioni Scope 1 e Scope 2 sono rendicontate includendo nel perimetro di consolidamento: i) le società controllate (consolidate integralmente) e, ii) in quota, sia le attività in joint operation (incorporate e non) consolidate sia le attività afferenti ad iniziative minerarie gestite da operating company. Inoltre, per gli asset operati, le emissioni sono rendicontate al 100%. Le emissioni Scope 3 connesse alla catena del valore sono rendicontate in accordo con la classificazione fornita dal GHG Protocol e secondo gli standard metodologici disponibili di settore, sulla base di un'analisi di significatività in relazione alle attività di Eni. In aggiunta alle metriche sopra descritte, Eni rendiconta le emissioni per una serie di ulteriori indicatori ("Entity Specific") utilizzati per tracciare le performance operative e i progressi nel percorso verso la Neutralità Carbonica al 2050.

		2025		2024		Trend
EMISSIONI GHG SCOPE 1 e 2	Unità di misura	Totale (ESRS)	di cui consolidato[a]	Totale (ESRS)	di cui consolidato [a]	2025 vs 2024
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)						
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	28,4	26,2	31,1	27,4	-9%
di cui: CO_2 equivalente da combustione e da processo		23,5	21,9	25,3	22,9	-7%
di cui: CO_2 equivalente da flaring		2,7	2,3	3,6	2,5	-23%
di cui: CO_2 equivalente da venting		2	1,8	2	1,9	-4%
di cui: CO_2 equivalente da emissioni fuggitive di metano		0,1	0,1	0,2	0,1	-15%
Percentuale di emissioni GHG (Scope 1) coperta da sistemi regolamentati di scambio di quote	(%)	61	-	58	-	5%
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)						
Emissioni indirette di GHG (Scope 2) location-based	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	0,7	0,6	0,8	0,7	-15%
Emissioni indirette di GHG (Scope 2) market-based		0,8	0,7	0,9	0,9	-17%

(a) Il valore, riportato in questa colonna, si riferisce alle società consolidate, come richiesto dagli standard ESRS (E1-6 50a). La differenza tra il valore totale, calcolato secondo la metodologia ESRS, e le società consolidate si riferisce alle attività operate non consolidate (così come richiesto dal requisito degli ESRS E1-6 50b). Nel 2025 le Emissioni GHG Scope 1 operate non consolidate sono pari a 2,2 MtCO_2eq.

(57) Tra le azioni afferenti alla categoria SALM si cita l'utilizzo di pratiche agricole in grado di aumentare la componente di carbonio organico nel suolo e l'integrazione di specie arboree nelle colture agricole.
(58) Si intende l'azione di cancellare o annullare i crediti di carbonio nel registro telematico che li contiene, in modo che tali crediti non possano essere ulteriormente trasferiti o utilizzati per la compensazione delle emissioni (ad esempio no double counting).
(59) Nel 2025 Plenitude ha utilizzato 3,2 MtCO_2eq. (verificati da Gold Standard e da Verra) associati alle forniture di gas compensato, di cui: i) 0,14 Mt CO_2eq. che rappresentano la differenza fra i crediti di carbonio stimati e consuntivati associati alle forniture di gas compensato relative al quarto trimestre del 2024 ed annullati ad ottobre 2025; ii) 3,06 Mt CO_2eq. che rappresentano la stima di acquisto di crediti di carbonio che sarà finalizzata nel corso del 2026 associata alle forniture di gas compensato relativo al 2025. Di queste, 1,93 Mt CO_2eq., legate al consumo di gas fatturato ai clienti di Plenitude da gennaio 2025 a settembre 2025, sono state compensate a febbraio 2026. Entro ottobre 2026 verrà invece compensata la restante parte relativa al consumo di gas fatturato da ottobre 2025 a dicembre 2025, stimata 1,13 Mt CO_2eq.

EMISSIONI GHG SCOPE 3 E ALTRI INDICATORI	Unità di misura	2025	2024	Trend 2025 vs 2024
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) rilevanti				
Categoria 11. Utilizzo di prodotti venduti [a]	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	182,3	181,0	1%
Emissioni GHG totali				
Emissioni GHG totali location-based		211,4	212,8	-1%
Emissioni GHG totali market-based		211,5	212,9	-1%
Indicatori Entity Specific				
Net Scope 1+2 Upstream		4,7	6,8	-31%
Net Scope 1+2 Eni		21,4	23,8	-10%
Net Intensity Scope 1+2+3	(grammi di CO_2eq./MJ)	59,0	59,2	0%
Indicatori Entity Specific – 100% Operato [b]				
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	18,6	21,2	-13%
Emissioni indirette di GHG (Scope 2) location-based		0,5	0,6	-14%
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH_4)	14,8	16,0	-7%
di cui: fuggitive Upstream		1,1	1,7	
Intensità emissiva di metano Upstream [c]	(%)	0,09	0,09	
Volume di idrocarburi inviati a flaring [d]	(miliardi di Sm^3)	0,47	0,84	-44%
di cui: di routine Upstream		0,00	0,12	-100%

(a) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream venduta in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA. Le emissioni delle sole società consolidate ammontano a 134,1 $MtCO_2$eq. nel 2025.
(b) Il perimetro operato, in linea con le practice di settore, che include Eni SpA, le società controllate, i contratti di leasing rilevanti e prevede la contabilizzazione del 100% delle Joint Operation operate (incorporate e non incorporate) e il 100% dei dati da Joint Venture e Associate operate. L'indicatore si riferisce alle attività consolidate operate (ossia una quota parte delle emissioni facenti capo a società consolidate, come richiesto dal riferimento degli standard ESRS E1-6 50a) nonché alle attività non consolidate ma operate. A differenza dell'indicatore totale ESRS, sono pertanto escluse le emissioni relative alle società consolidate non operate. Per le viste di settore si veda ▶ Andamento operativo.
(c) Rapporto tra le emissioni dirette di metano espresse in m^3 di CH_4 e la produzione venduta di gas naturale degli asset operati upstream.
(d) Volume di idrocarburi inviato in torcia per la combustione (flaring). In particolare, si distingue tra volumi di idrocarburi totali inviati a flaring e volumi inviati a flaring di routine nel settore Upstream, che include attività routinarie sui pozzi, negli impianti di trattamento gas/olio, nelle stazioni di compressione in caso di gas in eccesso.

Nel 2025 le emissioni Scope 1, rappresentate secondo il perimetro ESRS, ammontano a 28,4 $MtCO_2$eq., in riduzione di circa il 9% rispetto al 2024, principalmente nel settore Exploration and Production (calo legato alle cessioni di asset in Nigeria e in Congo, alla realizzazione di progetti di valorizzazione del gas in Congo e ad azioni di contenimento del non routine flaring), e nel settore della chimica (legate alla riconversione prevista nell'ambito del piano di trasformazione industriale). Si evidenzia che del totale consolidato (26,2 $MtCO_2$eq.), 3,8 $MtCO_2$eq. (ossia il 14,5%) non si riferiscono ad asset operati da Eni. Le emissioni Scope 2 sono in lieve riduzione sia in vista location based, che nella vista market based per effetto dei minori import di energia elettrica nel settore chimico. Le emissioni Scope 3 categoria 11 (utilizzo prodotti venduti) ammontano nel 2025 a circa 183 $MtCO_2$eq., in lieve aumento (+1%) in linea con l'aumento della produzione venduta Upstream. Valorizzando inoltre il contributo nel 2025 della commercializzazione di LNG, energia elettrica rinnovabile e biocarburanti in termini di emissioni potenzialmente evitate[60] si otterrebbe un saving di circa 17,3 $MtCO_2$eq[61]. In particolare, 13,2 $MtCO_2$eq sono associate alla vendita di LNG, nell'ipotesi che il gas sostituisca combustibili fossili più emissivi, quali olio e carbone, nella fase di generazione dell'energia elettrica; 2,1$MtCO_2$eq derivano dalla vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, assumendo lo spiazzamento delle emissioni associate al mix elettrico medio del Paese di generazione, nonché da servizi di mobilità elettrica e interventi di riqualificazione energetica; 2,0 $MtCO_2$eq, infine, sono attribuibili alle produzioni vendute di biocarburanti, considerando un risparmio emissivo di circa l'80% rispetto al valore medio del combustibile fossile di riferimento.

(60) Le emissioni evitate sono emissioni che sarebbero state rilasciate se una particolare azione o intervento non avesse avuto luogo; talune emissioni possono essere evitate utilizzando un prodotto o un servizio più efficiente e/o meno emissivo (ad esempio utilizzando energia rinnovabile invece di fonti fossili – vedasi WBCSD, 2023) con conseguenti minori emissioni di terzi.
(61) i) LNG: ~13,2 $MtCO_2$eq. - Nel calcolo del saving emissivo sono state considerate le share di gas destinate al settore power nei Paesi di vendita. Per tutte le fonti fossili analizzate (carbone, olio e LNG) si fa riferimento alle emissioni della sola fase di generazione di energia elettrica. Elaborazioni basate su dati IEA (Data & Statistics, Emission Factors) ed Enerdata) ii) Rinnovabili: 2,1 $MtCO_2$eq. - I fattori di emissione rappresentativi utilizzati sono stati elaborati sulla base dei dati IEA (Emission Factors 2025). iii) Biocarburanti: 2,0 $MtCO_2$eq. - Il saving emissivo medio è stato calcolato come rapporto tra le emissioni associate alle quantità di biocarburanti HVO vendute nel 2025 e riportato nei certificati di sostenibilità e il valore del carburante fossile di riferimento definito nella direttiva RED III (pari a 94 gCO_2eq./MJ). Non è incluso nel calcolo il contributo delle produzioni relative alla bioraffineria di Chalmette in Louisiana.

Nota Metodologica

Scope 1-2

In linea con i riferimenti normativi applicabili e coerentemente con i principali standard internazionali (standard WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative Standard e best practice di settore), le emissioni di GHG sono rendicontate per tutte le fonti emissive rilevanti, considerando i seguenti gas: CO_2, CH_4, N_2O. Gli altri gas serra (HFCs, PFCs, SF_6, NF_3), sulla base dell'analisi condotta sui dati disponibili e in linea con il settore O&G, non sono ritenuti significativi in quanto incidono per circa lo 0,02% sul totale delle emissioni GHG. La conversione in CO_2eq. viene effettuata applicando i potenziali di riscaldamento globale (GWP) a 100 anni del 6° Rapporto di Valutazione dell'IPCC (AR6) pari a 29,8 per CH_4 e 273 per N_2O. Le emissioni di GHG Scope 1 sono classificate nelle seguenti categorie: i) Combustione e processo (combustione stazionaria, sorgenti mobili e operazioni di processo industriale); ii) Flaring (combustione controllata di idrocarburi in torcia); iii) Venting (rilascio controllato in atmosfera di gas non combusto, prevalentemente CH_4, nell'ambito di attività operative quali esplorazione e produzione Olio e Gas, generazione di energia elettrica e trasporto di gas); iv) Fuggitive (perdite involontarie di CH_4 da impianti e apparecchiature come pompe, valvole, tenute dei compressori, ecc.). Il calcolo delle emissioni Scope 1 e Scope 2 deriva dalla misurazione o, ove non disponibile, dalla stima (es: combustibile consumato, energia elettrica, distanza percorsa). In base alla loro origine fisica i dati sono tratti da: i) registrazioni dei contatori di carburante; ii) bollette (es. consumo di energia elettrica); iii) misura diretta (es. da campagne LDAR per le emissioni fuggitive); iv) altre modalità utilizzate in alcuni siti e strutture di Eni. I fattori di emissione sono determinati sulla base della composizione chimica del gas oppure derivano da fonti di letteratura. In particolare: i) per le installazioni ricadenti nel campo di applicazione dell'EU ETS, si applicano i parametri standard nazionali previsti dal Regolamento (UE) 2018/2066, aggiornati per l'anno 2025 e pubblicati dal Ministero per la Transizione Ecologica in riferimento a gas naturale, GPL, gas combustibile di raffineria, gas derivato dal petrolio, gas flare; ii) per le altre installazioni, i principali riferimenti sono le linee guida IPCC e l'API Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry (2009/2021) per CO_2, CH_4 e N_2O. Nei siti e nelle strutture Eni in cui si svolgono programmi LDAR, le emissioni fuggitive di CH_4 sono determinate sulla base di misurazioni periodiche delle perdite. I risultati delle misurazioni sono utilizzati per la quantificazione annuale delle emissioni, applicando fattori di emissione da standard API, EPA (es. Protocollo EPA n. 453) ed OGMP. Nei siti in cui il programma LDAR non è in atto, le emissioni fuggitive sono stimate a partire dal censimento dei componenti di impianto (valvole, flange, ecc) oppure dalla produzione di olio e gas, applicando fattori di emissione standard (API Compendium). Le emissioni di CO_2 di origine biogenica Scope 1 vengono riportate separatamente; ammontano a 0,27 e 0,21 $MtCO_2$eq. rispettivamente nel 2024 e 2025 e derivano dalla combustione di biomasse e dai processi di produzione di biometano. Le emissioni Scope 2 sono rendicontate secondo i seguenti approcci: a) Location Based –basato sul mix energetico medio del Paese da cui viene acquistata energia elettrica di terze parti (database Emission Factors IEA); b) Market Based –basato su dati specifici di fornitura di energia elettrica, considerando la quota di energia elettrica rinnovabile, il mix residuale del Paese e strumenti contrattuali a sé stanti o in abbinamento a contratti di fornitura (nel 2025, quest'ultimi coprono circa il 55% del totale). Le emissioni associate alle forniture da fonti non rinnovabili o non coperte da garanzie di origine sono calcolate applicando, ove disponibili, coefficienti emissivi relativi alla fornitura specifica o al mix residuo; in assenza di tali informazioni, si utilizza il mix energetico del Paese di riferimento (fattori di emissione da pubblicazione AIB 2024). I fattori di emissione per il calcolo delle emissioni indirette da acquisti di vapore sono derivati dall'API Compendium. Le emissioni di CO_2 di origine biogenica Scope 2 non sono stimate in quanto ritenute non significative. Le Emissioni GHG Scope 2 location-based e market-based operate non consolidate sono pari rispettivamente a 0,04 e 0,05 $MtCO_2$eq (così come richiesto dal requisito degli ESRS E1-6 50b).

Scope 3

Emissioni GHG connesse alla catena del valore Eni, non contabilizzate come emissioni di Scope 1 o di Scope 2. Sulla base del Protocollo GHG del WBCSD/WRI, del Corporate Value Chain (Scope 3) accounting and reporting Standard e dello standard IPIECA, le emissioni indirette Scope 3 sono classificate per categorie e rendicontate sulla base di un'analisi di significatività, in relazione alle attività di Eni. Per il Settore Oil & Gas, l'unica categoria ritenuta significativa (~92,8% sul totale) è quella relativa all'utilizzo dei prodotti energetici venduti (cat.11). Per questa categoria le emissioni sono stimate secondo il criterio del volume netto (Net Volume Accounting) di IPIECA. Il calcolo delle emissioni, effettuato applicando fattori emissivi ISPRA, include assunzioni sulla destinazione finale dei prodotti venduti ed è interamente basato su dati di attività primari (nello specifico, produzione venduta di idrocarburi). Le altre categorie non sono riportate in quanto ritenute non significative (complessivamente pari a 7,2% del totale Scope 3, pari a 196,5 $MtCO_2$eq. di cui ~0,9% Cat.1, ~1,0% Cat.10 e ~3,2% Cat.15). Relativamente a Joint Venture, Associate, in value chain e non sono considerate solamente le emissioni Scope 1 e 2. Le emissioni di CO_2 biogenica Scope 3 ammontano a circa 3,1 e 2,9 $MtCO_2$eq. nel 2024 e 2025 e fanno riferimento alla combustione dei biocarburanti venduti ed alla combustione del biometano immesso in rete, calcolate sulla base di fattori DEFRA.

Al fine di assicurare continuità nella lettura del percorso intrapreso dal 2020 ad oggi, si riportano di seguito i risultati degli indicatori costruiti sul perimetro equity precedentemente utilizzato.

INDICATORI ENTITY SPECIFIC – EQUITY[a]	Unità di misura	2025	2024	Trend (2025 vs 2024)	Trend (2025 vs 2018)
Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1+2)	(milioni di tonnellate di CO_2eq.)	4,7	6,8	-31%	-69%
Net Carbon Footprint Eni (Scope 1+2)		21,3	23,6	-9%	-43%
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)[b]		370	395	-6%	-27%
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)	(grammi di CO_2eq./MJ)	62,9	65,2	-3,5%	-7%

a) Per dettagli sui criteri metodologici di rendicontazione degli indicatori di misurazione dei target Entity Specific (Equity) si rimanda alla Relazione Finanziaria Annuale di Eni 2024
b) Nel 2025 la performance dell'indicatore beneficia del contributo derivante da crediti di carbonio (7 milioni di tCO_2eq annullati da Eni e offset Plenitude in quota Eni pari a 2,9 milioni tCO_2eq).

Consumo di energia e mix energetico

Gli interventi di efficienza energetica effettuati nell'anno consentono un risparmio effettivo di energia primaria rispetto ai consumi di baseline di oltre 308 ktep/anno derivanti principalmente da progetti in ambito upstream (77%), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari ad oltre 765 mila tonnellate di CO_2eq. Considerando anche le emissioni Scope 2, ovvero derivanti da energia elettrica e termica acquistate, il risparmio netto di CO_2 derivante da progetti di energy saving sale a circa 800 mila tonnellate di CO_2eq. Nel 2025 i consumi totali di energia di Eni (pari a 84,4 milioni di MWh) registrano una riduzione rispetto al 2024, principalmente per la contrazione dei consumi di energia fossile, in particolare in upstream, per le variazioni di perimetro (operazioni di portafoglio in Nigeria con conseguente calo di consumo di fuel gas e in Congo, con riduzione dei consumi di gasolio e ulteriore contrazione di quelli di fuel gas) e per le fermate degli impianti Versalis (Brindisi e Priolo). I consumi di energia rinnovabile (pari a 548.060 MWh) risultano complessivamente in riduzione, poichè gli aumenti di acquisti di energia elettrica coperta da garanzie di origine sono stati compensati dai minori consumi di carburanti da fonti rinnovabili a seguito della fermata delle caldaie a biomasse presso lo stabilimento di Versalis di Crescentino.

		2025		2024	
CONSUMI DI ENERGIA	Unità di misura	Operato	Consolidato non operato[a]	Operato	Consolidato non operato[a]
Consumo totale di energia[b]	(megawattora)	84.399.860	31.146.286	92.738.602	32.150.544
Consumo totale di energia fossile		83.851.801	31.078.728	92.151.343	32.077.325
Consumo di carburante da petrolio allo stato naturale e prodotti petroliferi		17.757.550		22.658.539	
Consumo di carburante proveniente da gas naturali		63.641.599		67.054.303	
Consumo di carburante da altre risorse fossili		350.927		331.591	
Consumo di elettricità, calore, vapore e raffreddamento acquisiti o acquistati da fonti fossili		2.101.725		2.106.910	
Consumo totale di energia rinnovabile		548.060	67.558	587.259	73.219
Consumo di carburante da fonti rinnovabili, compresa la biomassa (comprendendo anche i rifiuti industriali e urbani di origine biologica, biogas, idrogeno rinnovabile ecc.)		313.843		355.385	
Consumo di elettricità, calore, vapore e raffreddamento acquisiti o acquistati da risorse rinnovabili		219.450		215.999	
Consumo di energia rinnovabile non combustibile, autoprodotta		14.767		15.875	

a) I dati relativi alle realtà consolidate non operate da Eni (ma da terzi) non sono sempre presenti in quanto raccolti con una granularità differente rispetto alle realtà operate.
b) Il bilancio dei consumi energetici Eni viene calcolato come segue: i) ciascuno dei vettori energetici viene convertito in tonnellate equivalenti di petrolio secondo gli opportuni fattori di conversione indicati a livello di sito/società; ii) per ciascun vettore energetico viene calcolato il consumo Eni come somma dei valori di produzione e import da società esterne al perimetro di consolidamento Eni, a cui vengono poi sottratti i valori di export a società esterne al perimetro di consolidamento Eni (ai fini del calcolo del bilancio energetico Eni, il consolidamento dei dati avviene escludendo gli scambi interni tra siti/società del gruppo); iii) i consumi di tutti i singoli vettori energetici vengono convertiti in MWh e la loro somma rappresenta il bilancio energetico Eni. I parametri considerati sono: i) Consumo totale di energia (somma del Consumo di energia fossile e del Consumo di energia rinnovabile); ii) Consumo di energia fossile (somma di Consumo di carburante da petrolio allo stato naturale e prodotti petroliferi, Consumo di carburante proveniente da gas naturali, Consumo di carburante da altre risorse fossili e Consumo di elettricità, calore, vapore e raffreddamento acquisiti o acquistati da fonti fossili); iii) Consumo di energia rinnovabile (somma di Consumo di carburante da fonti rinnovabili, compresa la biomassa, Consumo di elettricità, calore, vapore e raffreddamento acquisiti o acquistati da risorse rinnovabili e Consumo di energia rinnovabile non combustibile, autoprodotta).

PRODUZIONE DI ENERGIA	Unità di misura	2025	2024
Indicatori Entity Specific			
Capacità installata da fonti rinnovabili[a]	(megawatt)	4.121	3.851
Capacità di bioraffinazione[b]	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,65
Produzione venduta di biocarburanti[c]	(migliaia di tonnellate)	925	982
Produzione di energia da fonti rinnovabili[d]	(gigawattora)	5.629	4.665
Indicatori – Operato			
Produzione di energia non rinnovabile[e]	(megawattora)	22.790.761	28.240.065

a) L'indicatore misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion", che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete. L'indicatore è riportato secondo il perimetro equity.
b) Capacità massima autorizzata di lavorazione all'impianto Ecofining di ciascuna bioraffineria. L'indicatore si riferisce alla realtà Enilive ed è riportato con perimetro finanziario.
c) La produzione delle bioraffinerie è espressa in termini di HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) secondo la definizione fornita nelle normative di riferimento e comprende tutte le frazioni di HVO producibili: HVO gasolio, HVO jet, HVO nafta e HVO GPL. Per la classificazione delle produzioni bio si fa riferimento agli articoli/commi dedicati delle direttive rinnovabili EU (Renewable Energy Directive e correlate), e disposizioni nazionali di recepimento (es. per l'Italia i Decreti legislativi di attuazione), per le produzioni vendute in Europa e alle disposizioni EPA (Environmental Protection Agency of the USA, tra cui Renewable Fuel Standard Program) per le produzioni vendute negli Stati Uniti. L'indicatore si riferisce alla realtà Enilive ed è riportato con perimetro finanziario.
d) Energia elettrica prodotta dallo sfruttamento di una fonte rinnovabile (eolica, solare, moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). L'indicatore si riferisce alla realtà Plenitude ed è riportato con perimetro finanziario.
e) Produzione totale di fonti primarie.

TRASPARENZA E PARTNERSHIP

Trasparenza nella disclosure

Eni comunica le informazioni connesse ai temi climatici, nel rispetto degli obblighi normativi in materia di informativa di sostenibilità, adottando inoltre come riferimento le principali linee guida volontarie e best practice di disclosure climatica, tra cui le Linee Guida OCSE per la vista inside-out e TCFD per la vista outside-in. Eni supporta la definizione di standard e best practice per una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico, anche attraverso la partecipazione a iniziative internazionali di settore. In particolare, l'adesione al programma OGMP 2.0 contribuisce a rafforzare l'affidabilità e la trasparenza delle rendicontazioni delle emissioni di metano nel settore Oil&Gas. La qualità e la trasparenza della rendicontazione di Eni in materia di metano sono state riconosciute da UNEP attraverso l'attribuzione del Gold Standard Reporting nell'ambito dell'OGMP 2.0, come riportato nei Rapporti IMEO sulle emissioni di metano pubblicati nel 2024 e nel 2025. La qualità e la trasparenza nella rendicontazione climatica di Eni è stata inoltre valutata positivamente nel report "Pledges to progress 2025" realizzato da UNEP, IEA e Environmental Defense Fund (EDF) che analizza le azioni intraprese dalle compagnie Oil & Gas per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione introdotti nell'ambito dell'Oil & Gas Decarbonization Charter (OGDC). In un'ottica di miglioramento continuo della rappresentazione del proprio operato verso l'esterno, nel 2024 Eni ha pubblicato un report dedicato[62] che descrive le azioni per ridurre le emissioni di metano in tutte le sue attività. La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico, insieme alla strategia messa in atto dall'azienda, hanno permesso ad Eni di essere valutata positivamente da parte dei principali rating ESG e benchmark climatici (si veda Rating ESG, and Capital Market Update sul sito Eni). Nell'ambito delle attività di advocacy, Eni condivide il proprio posizionamento sul cambiamento climatico e i temi di strategia climatica correlati (si veda Condotta d'impresa).

Partnership per la decarbonizzazione

Eni collabora e dialoga con istituzioni, mondo accademico, imprese e organizzazioni internazionali per favorire la transizione energetica attraverso la generazione e condivisione di conoscenze, lo sviluppo di best practice e iniziative in grado di creare contemporaneamente valore per l'azienda e per i suoi stakeholder. Eni è membro fondatore dell'Oil & Gas Methane Partnership (OGMP) dell'UNEP e dell'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) partecipando attivamente a gruppi di esperti, come IPIECA e IOGP. Inoltre, Eni è firmataria dell'Oil & Gas Decarbonization Charter[63], un'iniziativa chiave lanciata alla COP28 con l'obiettivo di far convergere il settore verso azioni trasparenti e concrete per ridurre le emissioni, tra cui il metano e il flaring. A supporto degli impegni presi, Eni ha aderito al fondo fiduciario Global Flaring and Methane Reduction (GFMR), iniziativa avviata dalla Banca Mondiale, volta ad aiutare Governi e operatori nazionali ad eliminare le emissioni di metano e il routine gas flaring entro il 2030; queste collaborazioni hanno contribuito a sviluppare best practice per il monitoraggio delle emissioni di metano, la rendicontazione e la verifica nonché alla promozione di soluzioni tecnologiche innovative a livello settoriale, ad esempio attraverso il Climate Investment fondato da OGCI. Eni ha inoltre firmato accordi di collaborazione con le NOC e partner in joint venture, tra cui EGAS e Sonatrach con l'obiettivo di condividere la propria esperienza nella gestione e riduzione delle emissioni di metano. Parallelamente, Eni sviluppa partnership con le imprese energivore per lo sviluppo e la diffusione di soluzioni lower carbon; in tale ambito, Eni ha preso parte al "Patto per la Decarbonizzazione del Trasporto Aereo" (PACTA), un'iniziativa promossa insieme ad Aeroporti di Roma che riunisce rappresentanti delle istituzioni,

(62) Methane Report 2024.
(63) Alla COP 28, più di 50 compagnie si sono unite all'OGDC, di cui circa 30, per la prima volta, hanno sottoscritto l'impegno di raggiungere il Net Zero entro il 2050 per le emissioni GHG Scope 1 e 2, traguardare il Near Zero delle emissioni di metano e azzerare il routine gas flaring entro il 2030, oltre all'impegno a rendicontare sulle riduzioni ottenute.

stakeholder di settore, associazioni di categoria e del terzo settore con l'obiettivo di definire una roadmap per la decarbonizzazione del settore del trasporto aereo al 2050. Infine, Eni collabora con università e start-up, per lo sviluppo di soluzioni innovative nel campo dell'energia, incluse tecnologie emergenti a potenziale riduzione delle emissioni nel lungo periodo, come la fusione a confinamento magnetico.

Schema di riconciliazione della due diligence climatica

Gli strumenti e le prassi di Eni relativi alla tematica del cambiamento climatico sono inquadrabili nelle fasi di due diligence individuate dalle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali sulla condotta responsabile d'impresa (2023) e dalle Linee Guida OCSE sul dovere di diligenza per la condotta d'impresa responsabile (2018), come di seguito rappresentato.

FASE	DESCRIZIONE	RICONCILIAZIONE CON SEZIONE DEL CAPITOLO
INTEGRAZIONE DEL DOVERE DI DILIGENZA NELLA GOVERNANCE, NELLA STRATEGIA E NEL MODELLO AZIENDALE	Eni esprime il proprio impegno al contrasto al cambiamento climatico nella Mission aziendale e attraverso differenti politiche aziendali, in particolare il Codice Etico. Eni ha definito un piano di decarbonizzazione per traguardare la Neutralità Carbonica al 2050 che è parte integrante della strategia d'impresa e trova attuazione anche tramite un sistema strutturato di Corporate Governance. L'impegno a contrastare il cambiamento climatico è inoltre inserito tra gli indirizzi che guidano le performance del management, attraverso la politica sulla remunerazione. La condotta responsabile è promossa nelle relazioni lungo la catena del valore e nelle attività di advocacy, i cui principi cardine sono riportati nel codice di condotta dei fornitori e nell'Assessment of Industry Associations' Climate Policy Positions.	Politiche Governance climatica
INDIVIDUAZIONE E VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI NEGATIVI	Eni si è dotata di strumenti e processi interni atti a individuare le fonti di emissioni GHG. Sulla base di tale censimento, Eni costruisce un inventario emissivo rendicontando le emissioni e stabilendo un ordine di priorità d'intervento per la loro mitigazione, tenendo conto anche del dibattito climatico esterno.	Impatti materiali Metriche
INTERVENTI PER FAR FRONTE AGLI IMPATTI NEGATIVI	Al fine di contribuire alla riduzione delle emissioni GHG dell'impresa e della sua catena del valore, Eni ha definito un percorso verso la Neutralità Carbonica al 2050. Riconoscendo il valore dell'azione collettiva nel contrastare il cambiamento climatico, Eni promuove azioni combinate multisettoriali e a livello globale. A tal fine, Eni collabora con diversi attori, tra cui il mondo accademico, la società civile, le istituzioni e le imprese per identificare e promuovere azioni volte a favorire la transizione energetica.	Piano di decarbonizzazione Partnership per la decarbonizzazione
MONITORAGGIO DELL'EFFICACIA DEGLI INTERVENTI	Il monitoraggio dell'andamento dei target di riduzione nette delle emissioni GHG segue un ciclo strutturato che include la pianificazione strategica, l'assegnazione di obiettivi legati alla remunerazione del management e il monitoraggio semestrale degli indicatori per analizzare eventuali gap e ripianificare le priorità per il ciclo successivo.	Metriche
COMUNICAZIONE	Eni comunica in maniera completa e trasparente le informazioni connesse ai temi climatici, sulla base degli obblighi di legge in termini di informativa di sostenibilità, nonché seguendo le principali linee guida volontarie e best practice di disclosure climatica. Inoltre, Eni ha in corso un esercizio di monitoraggio permanente sullo sviluppo delle normative di soft e hard law relative al tema climatico, finalizzato a valutare la tenuta dei propri strumenti e il loro eventuale adeguamento.	Trasparenza nella disclosure

Ambiente e sistema di gestione Eni

IN QUESTO CAPITOLO:

Inquinamento (E2)
Gestione delle risorse idriche (E3)
Biodiversità (E4)
Uso delle risorse ed economia circolare (E5)

Eni rivolge particolare attenzione alla promozione dell'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua, alla prevenzione e controllo delle emissioni inquinanti, alla gestione dei rifiuti, alla tutela della biodiversità e dei servizi ecosistemici. Le tematiche ambientali, insieme a quelle di Salute e Sicurezza, sono gestite con un unico sistema di gestione HSE integrato, che definisce ruoli, responsabilità e modalità di gestione delle attività di tutti i settori. Inoltre, per sensibilizzare i dipendenti e la supply chain su questi aspetti, Eni prosegue un programma, avviato dal 2019, di sensibilizzazione e rafforzamento della cultura ambientale coinvolgendo tutti i livelli aziendali. In particolare, il piano ha coinvolto i siti operativi in Italia e si sta estendendo presso le consociate estere, anche con la sottoscrizione di Patti per l'ambiente e la sicurezza, che coinvolgono i fornitori in azioni di miglioramento tangibili e misurabili. Inoltre, nel 2025, sono proseguite le attività volte a supportare l'adozione di comportamenti virtuosi da parte dei dipendenti e dei fornitori, in coerenza con i valori, l'impegno e gli standard di Eni attraverso la promozione delle Environmental Golden Rules, che sono state aggiornate per potenziarne l'efficacia.

SISTEMA DI GESTIONE HSE IN ENI *[ESRS 2 MDR-A; E2, E3; E4, E5 IRO-1]*

Per la gestione dell'ambiente, della salute e della sicurezza nel posto di lavoro, Eni ha adottato un modello a tre livelli di responsabilità (datori di lavoro, soggetti apicali di area di business e vertice Eni), ognuno dei quali è supportato da una specifica funzione HSE. Allo scopo di garantire il controllo sulle attività, Eni, anche ai fini di prevenzione dei reati ai sensi del D. Lgs. 231/2001, ha predisposto un adeguato modello di controllo in ambito HSE, coerente con la struttura, i livelli organizzativi e con il sistema di deleghe e responsabilità attribuite. In linea con la certificazione ISO 14001:2015, nell'ambito del sistema di gestione, il singolo sito svolge, in relazione alle proprie attività, un processo di identificazione degli aspetti ambientali con la valutazione dei potenziali impatti e rischi associati, nonché l'individuazione e il monitoraggio di possibili opportunità. Il processo di valutazione considera il ciclo di vita degli asset e le attività nelle diverse condizioni operative (normali, anomale e di emergenza). Viene valutato il rischio[64] associato a ciascun aspetto/impatto ambientale in funzione delle barriere tecnico-gestionali presenti in sito. Tale processo di valutazione è periodico, monitorato e aggiornato al fine di assicurare e migliorare la qualità e l'efficacia del processo di identificazione, analisi e valutazione dei rischi, nonché di verificarne periodicamente la coerenza e l'adeguatezza e l'efficacia delle misure sviluppate a presidio. Il sistema normativo stabilisce la classificazione di tutte le realtà Eni controllate in tre cluster di rischio HSE, in base alle attività svolte: i) significativo (attività industriali), per cui è previsto l'obbligo di adozione di un sistema di gestione HSE, la certificazione secondo gli standard ISO 14001 e ISO 45001 e verifiche interne HSE annuali; ii) limitato (attività di ufficio o a limitata rilevanza), per il quale è previsto l'obbligo di adozione (ma non di certificazione) di un sistema di gestione HSE e verifiche interne HSE periodiche; iii) assente (assenza di dipendenti e di attività operative), per cui non sono previsti obblighi specifici. Tutte le realtà a rischio significativo sono certificate ISO 14001 e ISO 45001 o hanno pianificato di ottenerle (a fine 2025 il 94% di queste ha già conseguito la certificazione ISO 45001 e il 93% la ISO 14001); anche le realtà a rischio limitato e con obbligo di sviluppo di un sistema di gestione HSE lo hanno già implementato (90% nel 2025) o ne hanno pianificato l'implementazione. In aggiunta alle verifiche da parte terza per il mantenimento delle certificazioni, vengono svolti, con frequenza infrannuale, ulteriori audit interni per verificare l'adeguatezza del sistema di gestione HSE e la verifica della conformità normativa. Nella fase di attuazione delle attività operative l'obiettivo è quello di prevenire, ridurre e gestire i rischi e gli impatti sull'ambiente diretti e indiretti individuati. Tali impatti possono derivare sia dalle attività specifiche delle unità produttive/strutture organizzative, sia dai diversi processi di progettazione, sviluppo, utilizzo e fine vita dei prodotti e servizi. L'approccio adottato considera tutte le fasi del ciclo di vita, al fine di garantire una gestione completa degli aspetti ambientali. In questa fase è assicurata altresì l'adozione di opportune modalità di selezione e gestione dei fornitori, appaltatori e contrattisti nel rispetto delle normative HSE di Eni, prevedendo requisiti e controlli per l'intero processo, in fase di qualifica e durante l'esecuzione del contratto. Le procedure di valutazione degli impatti ambientali sono condivise con gli stakeholder locali attraverso delle consultazioni pubbliche, quando previsto dalla normativa vigente, e in taluni casi, anche su base volontaria.

(64) In questo contesto, la parola rischio non è intesa in ottica di rischio per la materialità finanziaria, ma ci si riferisce alla combinazione della probabilità che un determinato evento si verifichi in un dato periodo o in circostanze specifiche e delle conseguenze che possono generarsi.

L'inclusività e il coinvolgimento degli stakeholder rappresentano principi di riferimento per Eni, che promuove consultazioni preventive, libere e informate, considerando le loro istanze rispetto alle attività, ai progetti ed iniziative di sviluppo. In generale, le esigenze e le aspettative delle parti interessate sono valutate dai siti Eni nell'ambito di analisi di contesto secondo la norma ISO 14001:2015 ed è assicurata la gestione dei reclami tramite il Grievance Mechanism e il processo di whistleblowing (per approfondimenti si veda I Diritti Umani per Eni). Il monitoraggio, anche tramite il riesame HSE[65] ed il reporting rivestono un'importanza strategica nel mantenere il sistema organizzativo efficiente, supportando il processo decisionale ed individuando le aree di miglioramento e le azioni da implementare per conseguire gli obiettivi definiti. L'analisi effettuata sulle informazioni a livello di sito permette di identificare le realtà più critiche e programmare eventuali interventi specifici con le relative priorità. Per l'attuazione delle attività ambientali, ogni anno, all'interno del piano strategico di Eni, vengono definite le risorse finanziare per conseguire gli impegni identificati, dettagliate nei capitoli tematici.

INQUINAMENTO *[ESRS E2]*

POLITICHE *[ESRS 2 MDR-P; E2-1]*

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Impegno ad agire in modo sostenibile, minimizzando gli impatti ambientali.
Corpo Normativo Interno	• Principi per la gestione operativa degli impatti/rischi ambientali: i) ottimizzazione della gestione del ciclo delle acque, ii) controllo e monitoraggio degli scarichi idrici; iii) prevenzione, controllo e monitoraggio delle emissioni di inquinanti; iv) prevenzione e monitoraggio degli sversamenti; v) gestione della contaminazione del suolo, sottosuolo e acque superficiali e di falda e relative azioni di messa in sicurezza di emergenza e bonifica; vi) gestione delle emergenze; • Misure di prevenzione, protezione e mitigazione per la tutela e la salvaguardia dell'ambiente dal rilascio di eventuali inquinanti, attraverso meccanismi di monitoraggio e controllo efficaci e periodicamente verificati, sulla base degli esiti delle valutazioni condotte per l'individuazione degli impatti ambientali.

TARGET E IMPEGNI *[ESRS 2 MDR-T; E2-3]*

Eni adotta un corpo normativo interno e un Sistema di gestione HSE che garantisce la definizione di indirizzi operativi a tutti i business sulla base della conoscenza del contesto di riferimento in cui opera, degli obblighi legislativi, della conformità in materia ambientale e delle aspettative degli stakeholder. Nel quadro di tali indirizzi, Eni, pur non identificando target quantitativi, è costantemente impegnata nell'implementazione di azioni mirate alla salvaguardia della risorsa idrica, della qualità dell'aria e dei suoli attraverso un approccio volto alla prevenzione e alla minimizzazione dei rischi e degli impatti delle emissioni in tali matrici ambientali. Le Azioni necessarie all'attuazione del sistema di gestione vengono verificate semestralmente, insieme all'analisi delle Metriche utili al controllo puntuale delle performance, consentendo un intervento in caso di scostamenti. Inoltre, Eni opera nel rispetto delle prescrizioni legislative anche attraverso sistemi di gestione HSE certificati secondo gli standard internazionali e, così come meglio definito nel capitolo dedicato alla risorsa idrica, è in corso di valutazione l'adozione di target quantitativi relativi all'inquinamento per i prossimi piani strategici. Infatti, l'impegno definito in termini di positività idrica (Gestione delle risorse idriche), in linea con i principi del Positive Water Impact a cui Eni si ispira, considera intrinsecamente anche la dimensione della qualità delle acque e dunque, dove necessario, traguarda anche obiettivi di riduzione dell'inquinamento della risorsa idrica.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI *[ESRS 2 SBM-3]*

Gli impatti e i rischi materiali relativi alle proprie attività[66] sul tema inquinamento sono riconducibili al rilascio di sostanze in aria, acqua o suolo connesso con le attività industriali nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili, produzioni petrolchimiche e a potenziali malfunzionamenti nei sistemi di trattamento delle acque nelle attività di bonifica. Nonostante Eni operi in conformità con le normative nazionali e locali e sia soggetta a controlli da parte delle autorità competenti, tali attività sono esposte per loro natura a rischi operativi che possono portare ad impatti sull'ambiente e sulle persone di Eni, così come verso contrattisti, fornitori, partner commerciali e comunità locali.

(65) Il Riesame HSE è finalizzato alla valutazione della gestione dei rischi HSE e alla verifica dell'idoneità, dell'adeguatezza e dell'efficacia del sistema di gestione HSE adottato.
(66) Per eventuali altri impatti sulla catena del valore si veda il capitolo Value Chain e principali impatti.

Impatti materiali

Le **emissioni in atmosfera** per il settore Oil & Gas sono all'origine di potenziali impatti ambientali, in particolare di carattere locale, in termini di qualità dell'aria, molestie olfattive, smog fotochimico, fenomeno delle piogge acide (acidificazione). Le principali emissioni, legate soprattutto ai processi degli impianti industriali upstream e degli stabilimenti della generazione elettrica, della chimica e della raffinazione, riguardano gli ossidi di azoto (NO_x) e di zolfo (SO_x), il particolato (PM) e le sostanze organiche volatili non metaniche (NMVOC). Le stesse attività sono all'origine di potenziali **impatti legati agli scarichi idrici**, per i quali Eni monitora attentamente la presenza di idrocarburi nelle acque di produzione upstream e nelle acque reflue industriali. Relativamente ai **rilasci al suolo**, le attività Eni non prevedono scarichi di tipo operativo, tuttavia, rilasci di olio e altri prodotti chimici possono essere causati da perdite accidentali di contenimenti, principalmente associabili ad attività upstream e di raffinazione, o atti illeciti (furti e sabotaggi).

Rischi e opportunità materiali

Sebbene vengano adottati efficaci sistemi preventivi e buone pratiche di gestione, i rischi operativi insiti nelle attività di business di Eni possono portare al verificarsi di: i) **incidenti di processo**, come incendi, esplosioni, sversamenti, rilasci di sostanze pericolose e **incidenti di asset integrity**; ii) **altri incidenti non legati al processo** (come ad esempio nell'ambito del trasporto stradale, ferroviario, navale, delle stazioni di rifornimento, delle reti di distribuzione gas); iii) **blow out** a seguito del verificarsi di un flusso incontrollato di idrocarburi dall'interno del pozzo (si veda ▶ Fattori di rischio e incertezza). Non sono state individuate opportunità materiali relativamente al tema inquinamento.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A; E2-2]*

Eni, nei diversi contesti geografici in cui opera, è impegnata a prevenire e minimizzare gli impatti ambientali promuovendo l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology (BAT)[67], sia tecniche che gestionali. La gestione operativa degli impatti/rischi relativi all'inquinamento è rivolta alla gestione delle emissioni di inquinanti in atmosfera e in acqua, alla prevenzione degli spill e al monitoraggio dell'efficacia delle azioni intraprese. Gli impianti industriali operano in conformità alle norme e autorizzazioni ambientali e ai principi della prevenzione, protezione e mitigazione degli impatti ambientali, implementando azioni volte a un miglioramento continuo delle prestazioni ambientali. Eni ha adottato un modello di responsabilità a più livelli e un sistema normativo interno (si veda il capitolo Salute & sicurezza) che prevede, tra l'altro, l'adozione, da parte dei siti a maggiore rischio HSE, di sistemi di gestione certificati secondo gli standard ISO 14001 e ISO 50001 (oltre che ISO 45001 per i temi di salute e sicurezza). Il piano di technical audit e il sistema di controllo interno adottati per prevenire e minimizzare i rischi operativi permettono la verifica costante delle attività rispetto ai principi normativi Eni. Di seguito sono rappresentate le azioni attuate da Eni sulla base degli impatti, rischi e opportunità materiali identificati, suddivise per: i) **Emissioni in atmosfera**; ii) **Emissioni in acqua**; iii) Emissioni al suolo in relazione agli sversamenti accidentali (**Spill**). Si precisa che le azioni poste in essere da Eni e descritte di seguito si riferiscono a rilasci accidentali nell'ambiente sia onshore che offshore.

Emissioni in atmosfera

Il modello operativo adottato da Eni, oltre al rispetto della compliance normativa, assicura un approccio volto alla **prevenzione e alla riduzione** dei rischi associati all'inquinamento atmosferico, che le emissioni possono provocare, e ai potenziali effetti sulla qualità dell'aria locale. A tale scopo, Eni definisce e attua, in modo sistematico e su base continuativa, azioni di:

- **monitoraggio e controllo**, che tengano in considerazione il contesto territoriale, ambientale e normativo per assicurare le migliori performance in termini di contenimento dei rilasci in atmosfera. Particolare attenzione è rivolta ai potenziali effetti sull'atmosfera e all'impatto odorigeno, tramite un presidio continuo e un controllo diretto delle singole sorgenti di emissione. Per le attività soggette alla direttiva europea sulle Emissioni Industriali (IED), Eni opera per assicurare l'ottemperanza a quanto espressamente previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo richiesto dalla normativa vigente, e in coerenza con l'applicazione delle BAT specifiche in base alle diverse tipologie di emissioni (convogliate, diffuse, fuggitive e odorigene); relativamente alle emissioni fuggitive, ad esempio, vengono periodicamente svolte nei siti operativi Eni, ove previste, campagne di monitoraggio e controllo con la riparazione di eventuali perdite rilevate (Leak Detection And Repair-LDAR), assicurando il continuo controllo delle emissioni;
- **promozione e implementazione delle migliori tecnologie disponibili** (Best available Technology-BAT), tecniche, operative e gestionali, durante il ciclo di vita degli impianti, sia in fase di progettazione che in fase operativa anche a valle di verifiche di compliance con le BAT applicabili, in particolare a livello europeo.

Si sottolinea che i progetti di trasformazione in atto relativi alla decarbonizzazione ed all'efficientamento energetico, approfonditi nel capitolo Cambiamento Climatico, comportano in generale effetti positivi anche sulle emissioni di inquinanti atmosferici.

(67) A titolo di riferimento si prendono in considerazione i documenti emessi dalla Commissione europea (BREF-BAT reference document).

Emissioni in acqua

Eni opera, sia nella fase di realizzazione che in quella operativa dei progetti, promuovendo azioni continuative di:

- **prevenzione, monitoraggio e controllo sistematici** nella gestione delle emissioni negli scarichi idrici, a salvaguardia non solo dell'uso della risorsa ma anche della qualità dell'ambiente idrico. In tema di monitoraggio della qualità degli scarichi, Eni adotta soglie di preallarme interne per specifici inquinanti, allo scopo di avviare tempestivamente eventuali azioni correttive, qualora necessario;
- sviluppo di tecnologie per il **trattamento delle acque e applicazione delle migliori tecnologie disponibili**;
- **monitoraggio** degli oli totali nelle **acque di produzione** scaricate con riferimento al business upstream.

Si sottolinea che i progetti volti all'ottimizzazione dei cicli idrici e alla minimizzazione dei prelievi, descritti nel capitolo Gestione delle risorse idriche, comportano anche benefici a livello di rilasci di inquinanti nell'ambiente idrico.

Spill

Per quanto riguarda gli eventuali rilasci accidentali e non controllati di carattere operativo, come sversamenti operativi o effrazioni che coinvolgono olio o altri prodotti chimici, Eni è costantemente impegnata nella gestione dei rischi e delle emergenze connesse a questi eventi, che possono interessare sia il suolo che l'ambiente idrico, attraverso azioni:

- **di monitoraggio e prevenzione**, ad esempio, azioni di miglioramento della capacità di rilevazione e localizzazione degli eventi di spill tramite il sistema di monitoraggio da remoto delle condotte (tecnologia progettata e sviluppata da Eni, denominata e-vpms®[68] Eni Vibroacustic Pipeline Monitoring System). Nel 2025 il sistema di monitoraggio è stato installato in Costa d'Avorio su un tratto di un campo offshore. In Italia, si attua un programma di implementazione del sistema di monitoraggio da remoto (sistema TPI, tecnologia Third Party Interference) su tutte le tratte di oleodotto più vulnerabili a fenomeni effrattivi, a danni da terze parti o a movimenti del terreno. A titolo esemplificativo attualmente è in via di implementazione sulla linea Gaeta-Pomezia. Questo sistema è soggetto ad aggiornamenti tecnologici sia di hardware che di software per migliorare continuamente il rilevamento di interferenze con terze parti e prevenire effrazioni. Per prevenire spill, in particolare dai serbatoi, Eni investe in una tecnologia proprietaria (e-siam® Eni Structural Integrity Acoustic Monitoring) per rilevare e localizzare fenomeni di corrosione e perdite da serbatoi e tubazioni, con continue prove e test. Sono, inoltre, svolte con frequenze specifiche per ogni asset, attività di verifica, monitoraggio e sostituzione delle pipeline onshore e offshore. Per i serbatoi, attraverso un programma che prevede la bonifica ed ispezione, si attuano le riparazioni e, quando necessari, la sostituzione o l'installazione di doppi fondi;
- di **preparazione e di risposta**, a valle dell'analisi dei possibili scenari incidentali e dell'elaborazione delle più opportune procedure di intervento. La capacità di risposta all'inquinamento marino viene rafforzata anche mediante la partecipazione a programmi di settore, come le iniziative regionali in collaborazione con IPIECA e International Maritime Organization, quali, ad esempio, la Global Initiative for West, Central and Southern Africa o la Oil Spill Preparedness Regional Initiatives nel mar Nero, mar Caspio ed Eurasia centrale, finalizzate a rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino a seguito di eventuali oil spill;
- di **ripristino**, attraverso attività di bonifica, laddove necessario, in conformità alle normative vigenti nonché alle prescrizioni impartite dagli enti di controllo. Nel 2025 è stata finalizzata la bonifica con certificazione per alcune aree di servizio, tra cui quella di Vercelli.

Relativamente alle risorse finanziarie, la seguente tabella riporta le spese sostenute per la protezione dell'aria e per le attività di prevenzione degli spill. Le spese per la protezione dell'aria comprendono: i) attività di monitoraggio e controllo; ii) iniziative[69] di promozione e implementazione delle migliori tecnologie disponibili. Le spese per la prevenzione degli spill includono quelle per l'acquisto, installazione e manutenzione di sistemi di monitoraggio avanzato e per il miglioramento dei sistemi di contenimento, stoccaggio e trasporto. Per il prossimo quinquennio, Eni ha stanziato €0,2 miliardi per interventi dedicati alla protezione dell'aria e €0,2 miliardi per attività di prevenzione degli spill.

SPESE[(a)]	Unità di misura	2025	2024
Spese e investimenti protezione aria[(b)]	(€ milioni)	37,52	45,84
di cui: spese correnti		23,18	38,58
di cui: investimenti		14,34	7,25
Spese e investimenti prevenzione spill[(c)]		40,67	42,30
di cui: spese correnti		12,75	12,89
di cui: investimenti		27,93	29,41

(a) Le voci in tabella sono incluse in ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e in ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" della sezione Note al bilancio consolidato.
(b) Per gli investimenti relativi alle attività di monitoraggio degli scarichi, si veda il capitolo Gestione delle risorse Idriche. Il totale delle spese è calcolato mediante l'utilizzo di decimali che non sono riportati in tabella.
(c) Le spese relative alle attività di risposta e ripristino non sono riportate, in quanto incluse nelle più ampie spese di bonifica, le quali non rientrano nel perimetro di rendicontazione della RdS.

(68) Tale tecnologia permette attività di analisi e monitoraggio in tempo reale su condotte nuove o esistenti, sia per il trasporto di idrocarburi che di acqua, attraverso un innovativo sistema di onde vibroacustiche che rileva atti esterni, ad esempio tentativi di effrazione o urti accidentali delle condotte, e variazioni di flusso, massimizzando l'efficienza dei sistemi di trasporto.
(69) Esempi di iniziative possono includere: la progettazione, l'acquisto e la realizzazione di nuovi impianti; le modifiche su impianti e/o apparecchiature per introdurre nuove tecnologie finalizzate alla riduzione delle emissioni inquinanti e al miglioramento dei processi di combustione o per consentire l'utilizzo di combustibili migliorativi; le attività di manutenzione e la gestione degli impianti esistenti.

METRICHE *[ESRS 2 MDR-M; E2-4]*

Inquinamento[70] e spill

In continuità con la rendicontazione pregressa, di seguito si riportano le emissioni dei parametri NO_x, SO_x, NMVOC e PM, che costituiscono per il business Eni il set di inquinanti in atmosfera rilevanti, derivanti dai processi di combustione e industriali e dalle attività operative svolte nei siti Eni. Analogamente, nelle tabelle successive, sono riportati gli idrocarburi presenti nelle acque di scarico, parametro rilevante per il business Eni in relazione ai processi di produzione e trattamento degli idrocarburi e per la successiva filiera downstream. A seguire è riportata la rendicontazione in merito agli sversamenti accidentali in termini di numero e volumi sversati.

		2025		2024	
EMISSIONI DI INQUINANTI IN ATMOSFERA[a]	Unità di misura	Operato	Consolidato non operato	Operato	Consolidato non operato
Emissioni di NOx (ossidi di azoto)[b]	(migliaia di tonnellate di NO_2eq.)	18,4	10,7	21,9	10,7
Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)[c]	(migliaia di tonnellate di SO_2eq.)	2,2	5,9	2,4	7,3
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)[d]	(migliaia di tonnellate)	6,7	3,8	9,1	4
Emissioni di PM (Particulate Matter)[e]		0,3	0,4	0,5	0,4

(a) I dati dei seguenti inquinanti corrispondono alle emissioni totali Eni e non solo a quei siti oltre le soglie del regolamento europeo E-PRTR. Tali dati risultano da una combinazione di misurazioni dirette, calcoli e/o stime, come ad esempio, per il calcolo delle NMVOC generato dalle emissioni fuggitive viene applicata la stima secondo la metodologia EPA Method A21/2017). Laddove disponibili, si privilegia comunque l'uso di dati misurati in particolare per le sorgenti soggette a monitoraggio diretto per lo più derivanti da obblighi prescrittivi.
(b) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione, incluse emissioni da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc., comprese emissioni di NO ed NO_2, escluse emissioni N_2O.
(c) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3.
(d) Emissioni dirette totali di idrocarburi, sostituiti e ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. Per le emissioni non convogliate di NMVOC (emissioni fuggitive e diffuse), le stime derivano dai risultati di campagne di rilevamento e riparazione delle perdite e dall'applicazione di algoritmi riconosciuti per il calcolo delle emissioni da serbatoio.
(e) Emissioni dirette di materiale particolato solido o liquido finemente suddiviso, sospeso in flussi gassosi.

		2025		2024	
INQUINANTI NELLE ACQUE DI SCARICO	Unità di misura	Operato	Consolidato non operato	Operato	Consolidato non operato
Idrocarburi presenti nelle acque di scarico[a]	(tonnellate)	53,4	96,3	106,4	58,7

(a) Idrocarburi totali immessi nell'ambiente tramite scarichi finali in ambiente recettore (acque superficiali o di mare) e tramite scarichi parziali in rete fognaria di terzi. In relazione agli inquinanti negli scarichi idrici, gli scarichi finali sono oggetto di monitoraggi secondo prescrizioni autorizzative e derivano da misurazione effettuate con metodologie di campionamento e analisi certificate.

		2025		2024	
SPILL[a]	Unità di misura	Operato	Consolidato non operato	Operato	Consolidato non operato
Oil spill operativi[b] (>1 barile)	(numero)	9	5	18	5
di cui: upstream		2	4	7	5
Volumi di oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	217	146	675	175
di cui: upstream		4	143	25	175
Oil spill da sabotaggio (compresi furti)[c] (>1 barile)	(numero)	0	5	95	5
di cui: upstream		0	5	94	5
Volumi di oil spill da sabotaggio (compresi furti) (>1 barile)	(barili)	0	727	2.140	770
di cui: upstream		0	727	2.138	770
Chemical spill[d]	(numero)	4	1	8	1
Volumi di chemical spill	(barili)	0,3	0,05	70	33

(a) I volumi sversati vengono stimati, dalle diverse realtà operative di Eni, utilizzando modelli di calcolo specifici e in funzione dei parametri operativi monitorati. I volumi includono la quantità totale di sversamento che ha raggiunto l'ambiente, incluse le quantità successivamente recuperate, evaporate o altrimenti disperse.
(b) Sversamento nell'ambiente non voluto da contenimento primario o secondario di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa.
(c) Sversamento nell'ambiente da contenimento primario o secondario di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero, dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa e ad atti eversivi di gruppi organizzati.
(d) Sversamento di un prodotto chimico di processo o di servizio pericoloso per l'uomo o per l'ambiente, inclusi i fluidi di perforazione NADFs (Nonaqueous Drilling Fluids), occorso durante la normale attività operativa.

(70) Indicatori calcolati previlegiando misurazioni dirette, in particolare per le sorgenti soggette a monitoraggio diretto, oppure attraverso stime.

Nel corso del 2025 le **emissioni di inquinanti in atmosfera** hanno registrato un trend in riduzione. La flessione delle emissioni di SO_x (-7% rispetto al 2024) è legata alla riduzione dei contributi delle raffinerie di Sannazzaro, Taranto (per fermate impianti del periodo) e Livorno (per riassetto impiantistico legato alla riconversione in corso a bioraffineria) e al minor consumo di fuel oil da Steam Cracking presso lo stabilimento petrolchimico di Dunkerque. La riduzione delle emissioni di NO_x (-16% rispetto al 2024) e NMVOC (-26% rispetto al 2024) è stata influenzata dall'uscita dal portafoglio upstream, a fine 2024, di asset in Nigeria, dalle già citate attività di riconversione della raffineria di Livorno e dalle fermate di alcuni stabilimenti petrolchimici (Brindisi, Priolo, Ragusa e Grangemounth). Per quanto riguarda le emissioni di PM (-33% rispetto al 2024), oltre alle operazioni di portafoglio in Nigeria, hanno contribuito al trend decrescente ulteriori riduzioni di attività registrate in upstream (in particolare il calo delle emissioni da non routine flaring in Ghana e la cessione del campo di M'Boundi in Congo), e quelle della raffineria di Sannazzaro per l'introduzione di nuove procedure di calibrazione per la misurazione delle emissioni. Il contenuto di idrocarburi totali nelle **acque scaricate** è stato pari a circa 53 tonnellate, in marcata riduzione (-50%) rispetto al 2024. Il trend è principalmente riconducibile al minor contributo della bioraffineria di Venezia, dove si è registrata sia una riduzione delle concentrazioni medie di idrocarburi nel refluo per effetto di interventi di pulizia mirata della rete fognaria, sia una diminuzione delle portate idriche scaricate per effetto delle misure di ottimizzazione e risparmio della risorsa idrica implementate nel periodo. Nel 2025 i volumi sversati a seguito di **oil spill** operativi hanno registrato un ulteriore calo (217 barili vs 675 nel 2024, -68%), con una riduzione anche della numerosità dei casi (9 vs 18 nel 2024) e performance in miglioramento sia nel business upstream che presso le raffinerie. Gli eventi registrati nel 2025 hanno interessato tre Paesi: la Germania, per l'88% dei volumi sversati, l'Italia per l'11% e la Tunisia per il restante 1%; tra gli eventi registrati, l'evento più significativo (157 barili) è occorso presso una stazione di servizio in Germania. Per quanto riguarda le attività di recupero dei volumi sversati a seguito degli eventi occorsi, si precisa che in alcuni casi le stesse sono tuttora in fase di progettazione e condivisione con gli enti preposti. Nel 2025 non si sono registrati eventi di oil spill da atti di sabotaggio, anche a seguito della cessione degli asset in Nigeria dove storicamente si concentravano tali eventi. Per quanto riguarda i **chemical spill**, anch'essi hanno registrato un trend in diminuzione: complessivamente si contano 4 eventi in upstream, per un totale di 0,3 barili sversati (a fronte dei 70 barili del 2024).

Altri inquinanti da elenco regolamento EU 166/2006 (E-PRTR)

In linea con i requisiti previsti dallo standard ESRS E2-4, di seguito sono riportati i quantitativi annuali di ulteriori inquinanti[71] emessi in atmosfera e consolidati secondo la metodologia E-PRTR che per tutti i siti dei settori di business Eni (upstream, raffinazione, petrolchimico, termoelettrico, etc) in Europa, che ricadono nel campo di applicazione del Regolamento 166/06 E-PRTR e che hanno superato la soglia di emissione applicabile indicata nell'Allegato II dello stesso[72]. Si osserva che, per quanto riguarda i siti Eni extra-europei non rientranti nel campo di applicazione del Reg. 166/06, questi afferiscono sostanzialmente al business Upstream e svolgono processi e operazioni che generano, sostanzialmente, inquinanti da processi di combustione o da evaporazione di idrocarburi, inquinanti già ricompresi nella rendicontazione di cui alla precedente tabella (NO_x, SO_x, NMVOC e PM).

EMISSIONI DI INQUINANTI IN ATMOSFERA	Unità di misura	Emissioni in aria 2025	Emissioni in aria 2024[(b)]
Parametri E-PRTR[(a)]			
Arsenico e composti (espressi come As)	(kg/a)	21,2	22,6
Cadmio e composti (espressi come Cd)		23,3	-
Cromo e composti (espressi come Cr)		-	104,2
Mercurio e composti (espressi come Hg)		20,0	20,0
Nichel e composti (espressi come Ni)		-	483,3
Zinco e composti (espressi come Zn)		752,0	-
Benzene		15.673,6	22.330,5

(a) I dati derivano da una combinazione di misurazioni dirette, calcoli e altri metodi di stima, privilegiando l'uso di dati misurati laddove disponibili, in particolare per le sorgenti soggette a monitoraggio diretto perlopiù derivanti da obblighi prescrittivi.
(b) Rispetto alla precedente edizione del report di sostenibilità, i valori 2024, che erano stati stimati in funzione delle Dichiarazioni E-PRTR del 2023, sono stati aggiornati con i dati effettivamente pubblicati nella Dichiarazioni E-PRTR 2024.

Analogamente per le emissioni in acqua e i trasferimenti nelle acque reflue[73] nella tabella seguente sono riportate le emissioni di inquinanti (in aggiunta al dato già fornito per gli idrocarburi) E-PRTR che hanno superato la soglia applicabile. Anche per le emissioni in acqua, si osserva che in considerazione delle specificità dei processi e operazioni dei siti extra-europei, e quindi del business Upstream, la rilevanza della contaminazione nelle acque scaricate è riconducibile all'eventuale scarico in mare delle acque di produzione, tipologia di acque per le quali il parametro significativo è costituito da idrocarburi (parametro già ricompreso nella rendicontazione di cui alla tabella precedente).

(71) Di cui all'allegato II del Reg 166/06 E-PRTR.
(72) I numeri 2025 riportati in tabella si riferiscono alle migliori stime disponibili, per lo più basate su misurazioni, delle emissioni di inquinanti secondo la metodologia E-PRTR, utilizzata dai siti per la rendicontazione E-PRTR ai sensi del Reg. 166/06. Si precisa, infatti, che i registri E-PRTR per l'anno 2025 saranno pubblicati in linea con i tempi previsti dalla normativa cogente. I numeri riportati in tabella potrebbero, quindi, subire delle modifiche derivanti da affinamenti dei dati stimati in seguito ad informazioni divenute successivamente disponibili. I numeri 2024 sono stati aggiornati rispetto alla precedente edizione della RdS con i dati effettivamente pubblicati nella Dichiarazioni EPRTR 2024, disponibili in data successiva alla pubblicazione della RdS 2024, offrendo un miglioramento della stima. Per i parametri 2024 aggiornati, la mancata esposizione del dato nella RdS 2025 riflette il non superamento della soglia di rilevanza per tale dato; viceversa, l'esposizione del dato laddove non era presente nell'RdS 2024 evidenzia il superamento della soglia per il dato raccolto.
(73) Per "trasferimento" fuori sito si intende lo spostamento, oltre i confini di un complesso industriale di sostanze inquinanti contenute in acque reflue destinate al trattamento (art.2, comma 11 del Regolamento 166/06).

INQUINANTI NELLE ACQUE DI SCARICO	Unità di misura	Emissioni in acqua 2025	Trasferimenti nelle acque reflue 2025	Emissioni in acqua 2024[a]	Trasferimenti nelle acque reflue 2024[a]
Parametri E-PRTR					
Arsenico e composti (espressi come As)	(kg/a)	284,5	51,9	211,8	39,6
Cromo e composti (espressi come Cr)		415,8	-	201,0	-
Rame e composti (espressi come Cu)		415,8	-	87,2	-
Mercurio e composti (espressi come Hg)		6,8	-	-	-
Nichel e composti (espressi come Ni)		577,0	109,3	211,3	104,2
Piombo e composti (espressi come Pb)		-	-	39,7	-
Zinco e composti (espressi come Zn)		1.648,4	423,0	1.991,5	505,6
Esaclorobutadiene (HCBD)		-	4,0	-	-
Composti organici alogenati (espressi come AOX)		3.621,0	-	5.402,5	-
Tetraclorometano (TCM)		-	2,0	-	-
Triclorometano		378,0	13,2	438,2	-
Benzene		-	1.362,6	-	2.322,8
Etilbenzene		217,2	-	-	-
Nonilfenolo ed etossilati di nonilfenolo (NP/NPE) e sostanze connesse		-	4,9	-	6,0
Fenoli (espressi come C totale)		264,4	1.531,7	173,3	3.372,9
Toluene		1.458,3	2.939,2	-	2.953,6
Carbonio organico totale (TOC) (espresso come C totale o COD/3)	(t/a)	632,6	890,3	281,8	680,4
Xileni	(kg/a)	1.143,3	1.902,8	-	1.509,0
Cloruri (espressi come Cl totale)	(t/a)	49.640,7	5.476,9	18.915,4	3.794,3
Cianuri (espressi come CN totale)	(kg/a)	398,9	769,0	491,7	813,9
Fluoruri (espressi come F totale)		2385,7	-	11.010,4	-
Fluorantene		17,5	-	-	-
Benzo (g, h, i) perilene		-	-	1,1	-

a) Rispetto alla precedente edizione del report di sostenibilità, i valori 2024, che erano stati stimati in funzione delle Dichiarazioni E-PRTR del 2023, sono stati aggiornati con i dati effettivamente pubblicati nella Dichiarazioni E-PRTR 2024.

Di seguito sono riportati i quantitativi delle emissioni di inquinanti riferibili esclusivamente ai siti di Eni Rewind, anch'essi elaborati con la metodologia E-PRTR. Tali inquinanti sono stati considerati separatamente in quanto rappresentano prevalentemente i quantitativi residui emessi a valle dei processi di bonifica derivanti dalle operazioni dei siti Eni Rewind (ad esempio, il trattamento di acqua di falda contaminata). Tipicamente, tali contaminanti derivano dalla preesistente contaminazione sito-specifica della falda e non sono rappresentativi dei processi produttivi Eni.

INQUINANTI NELLE ACQUE DI SCARICO ENI REWIND	Unità di misura	Emissioni in acqua 2025	Trasferimenti nelle acque reflue 2025	Emissioni in acqua 2024[a]	Trasferimenti nelle acque reflue 2024[a]
Parametri E-PRTR					
Fosforo totale	(kg/a)	9.580,2	-	-	-
Arsenico e composti (espressi come As)		216,1	-	179,8	-
Cadmio e composti (espressi come Cd)		7,3	-	6,0	-
Cromo e composti (espressi come Cr)		240,5	-	274,2	-
Rame e composti (espressi come Cu)		73,1	-	64,0	-
Mercurio e composti (espressi come Hg)		1,4	-	1,2	-
Nichel e composti (espressi come Ni)		79,3	30,4	97,2	26,9
Zinco e composti (espressi come Zn)		495,6	120,9	665,0	-
1,2-dicloroetano (EDC)		55,0	-	64,0	-
Esaclorobutadiene (HCBD)		8,8	-	4,0	-
Pentaclorobenzene		1,9	-	2,1	-
Tetraclorometano (TCM)		3,6	-	2,0	-
Triclorobenzeni (TCB) (tutti gli isomeri)		7,3	-	4,5	-
Fenoli (espressi come C totale)		113,0	-	274,5	-
Cloruri (espressi come Cl totale)	(t/a)	64.418,1	23.577,7	54.898,7	23.044,6
Fluoruri (espressi come F totale)	(kg/a)	5.878,3	-	2.825,0	-

a) Rispetto alla precedente edizione del report di sostenibilità, i valori 2024, che erano stati stimati in funzione delle Dichiarazioni E-PRTR del 2023, sono stati aggiornati con i dati effettivamente pubblicati nella Dichiarazioni E-PRTR 2024.

GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE [ESRS E3]

POLITICHE [ESRS 2 MDR-P; E3-1]

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Impegno nella lotta ai cambiamenti climatici, che include soluzioni innovative volte a ridurre l'impatto delle operazioni di Eni anche mediante la tutela della risorsa idrica.
Posizionamento di Eni sull'acqua	• Impegno a definire obiettivi volti a minimizzare i prelievi di acqua dolce nelle aree a stress idrico(a), ricercando soluzioni migliorative o attuando la riduzione dei consumi tramite azioni di efficientamento, e individuando soluzioni anche al di là del perimetro aziendale e operativo. • Impegno ad effettuare periodicamente una valutazione del rischio idrico, analizzando le specifiche aree in cui sono collocati i propri asset operativi, e adottando un approccio integrato e trasversale, che coinvolge funzioni specialistiche e linee di business. • Impegno a individuare collaborazioni per una gestione della risorsa idrica in sintonia con le esigenze del territorio, al fine di favorire lo sviluppo sociale e salvaguardare gli ecosistemi, prevedendo nelle proprie procedure il coinvolgimento attivo degli stakeholder.
Corpo Normativo Interno	• Modello di gestione della risorsa idrica che stabilisce le modalità per: i) l'identificazione delle aree a stress idrico; ii) la gestione dei prelievi, delle modalità di utilizzo e degli scarichi idrici; iii) l'individuazione dei siti e degli interventi prioritari; iv) l'attività di reporting e comunicazione. Tali strumenti hanno l'obiettivo di identificare i prelievi e i consumi di tutti i settori di attività per valutare e minimizzare i potenziali impatti su ecosistemi e comunità. Il trattamento, smaltimento o re-iniezione delle acque è oggetto di best practice specifiche di settore. • Azioni da implementare mediante l'utilizzo dei criteri di mitigazione del rischio idrico: evitare, sostituire, diminuire, riciclare, ripristinare. • Procedure per informare e coinvolgere gli stakeholder tramite la promozione di una consultazione preventiva, libera e informata, al fine di considerare le loro istanze sulle attività, sui nuovi progetti e sulle iniziative di sviluppo.

(a) Le aree a stress idrico sono individuate con l'impiego di Aqueduct, strumento realizzato dal World Resources Institute, e monitorate annualmente attraverso un'analisi interna attuata fino al dettaglio del singolo sito operativo. Si considerano a stress idrico le aree con un valore di Baseline water stress > 40% (il prelievo di acqua rinnovabile è superiore al 40% della capacità di ricarica).

TARGET E IMPEGNI [ESRS 2 MDR-T; E3-3]

Eni prosegue nel suo percorso per la salvaguardia della risorsa idrica, che ha visto negli anni l'adesione al CEO Water Mandate e la pubblicazione del proprio Posizionamento di Eni sull'acqua. In particolare, nel 2024, Eni ha dichiarato l'ambizione di raggiungere la positività idrica[74] al 2050 nei propri siti operati. L'ambizione di Eni segue un approccio che considera anche azioni a livello di bacino idrografico, ispirandosi ai principi del Positive Water Impact (PWI) proposto dal CEO Water Mandate. Le azioni a salvaguardia dell'acqua verranno indirizzate sugli aspetti identificati come maggiormente critici per il territorio riguardo alla "disponibilità", "qualità" e "accessibilità", ovvero le tre dimensioni da considerare secondo l'approccio proposto dal CEO Water Mandate; pertanto, gli interventi di Eni saranno rapportati alle esigenze identificate e all'importanza dei siti operativi, dando priorità alle realtà operative situate in bacini a stress idrico elevato. Come traguardo intermedio lungo il proprio percorso verso l'ambizione al 2050, Eni si impegna a raggiungere entro il 2035 la positività idrica in almeno il 30% dei propri siti con prelievi maggiori di 0,5 Mm^3/anno di acqua dolce in aree individuate come a stress idrico sulla base dei dati 2023 (siti prioritari[75]). Tale impegno prevede, dunque, l'individuazione di azioni a salvaguardia della risorsa idrica di cui attuazione e benefici vanno monitorati nel tempo. Nel corso del 2024 Eni ha verificato, attraverso uno studio pilota su un proprio sito operativo, l'applicabilità dell'approccio PWI al settore Oil & Gas. Nel 2025 sono stati analizzati tre siti prioritari identificando impatti e opportunità in accordo con i principi PWI, delle quali andrà valutata la fattibilità. Eni adotta un corpo normativo interno e un sistema di gestione HSE che, sulla base della conoscenza del contesto di riferimento, dell'identificazione degli obblighi legislativi e delle aspettative degli stakeholder, garantisce la definizione per tutti i business di indirizzi operativi e delle relative azioni necessarie per la loro attuazione, garantendone il monitoraggio semestrale attraverso il processo di riesame HSE e l'utilizzo di metriche (sia riportate nella RdS, sia altri indicatori monitorati internamente) specifiche per assicurare gli opportuni interventi nei casi di disallineamento rispetto agli andamenti attesi.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI [ESRS 2 SBM-3]

Impatti materiali

Il **consumo di acqua, nello specifico di acqua dolce**, connesso alle attività di business rappresenta un impatto materiale per Eni. Nelle operazioni industriali circa l'86% dell'acqua utilizzata è acqua di mare, mentre il restante 14% è acqua dolce, una risorsa difficilmente sostituibile in molte applicazioni e la cui sottrazione può incidere sulla disponibilità idrica per persone, fauna e flora. Si ricorda che i prelievi di acqua dolce, utilizzati principalmente per il raffreddamento, per produrre acqua demineralizzata e per generare vapore quale vettore energetico, sono im-

(74) Garantire che a livello di bacino idrografico, le iniziative a salvaguardia dell'acqua producano benefici superiori agli impatti correlati alla presenza di un sito operativo, ad esempio legati al prelievo necessario alla produzione industriale o alla qualità delle acque restituite al territorio, secondo la Guida emanate dal CEO Water Mandate.
(75) Siti prioritari (con prelievi superiori a 0,5 Mm^3 nel 2023) a cui è associato oltre il 90% dei prelievi operati di acqua dolce di alta qualità in aree a stress di Eni nel 2023 (baseline).

putabili per circa l'80% alle attività petrolchimiche e di raffinazione. L'acqua di mare, invece, è utilizzata prevalentemente per il raffreddamento e, nelle operazioni upstream, per aumentare la quantità di greggio estraibile dai giacimenti (Enhanced Oil Recovery - EOR) oltre che per il drilling, operazioni per le quali può essere anche utilizzata l'acqua salmastra di superficie o sotterranea.

Rischi e opportunità materiali

Il processo e i risultati dell'analisi di doppia materialità di Eni non hanno individuato rischi o opportunità materiali a livello di Gruppo. La valutazione dell'esposizione a rischio idrico a livello di asset e delle opportunità è svolta annualmente, come parte del sistema di gestione responsabile dell'acqua (si veda paragrafo Azioni intraprese sugli IRO materiali), in considerazione della dipendenza di alcuni asset dalla risorsa idrica (si veda capitolo Biodiversità).

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A; E3-2]*

Eni riconosce l'importanza di una gestione responsabile dell'acqua e per questo ne monitora attentamente i prelievi, gli scarichi e i consumi in tutte le operazioni, anche alla luce dell'interesse di tutte le categorie di stakeholder[76] per tale risorsa. Il modello di gestione delle risorse idriche adottato da Eni è basato sull'identificazione, valutazione e minimizzazione degli impatti sulle stesse risorse idriche e sulla prevenzione di eventi avversi e/o illeciti di natura ambientale, oltre che sul mantenimento e miglioramento degli ecosistemi. Il processo è parte integrante della più ampia gestione degli aspetti ambientali nelle diverse realtà operative di business in cui tutti i progetti rilevanti sono soggetti all'applicazione del processo di valutazione dell'impatto ambientale, sociale e sanitario (anche detti ESHIA[77]). Annualmente viene svolta, in particolare sull'acqua dolce, un'analisi per valutare il grado di esposizione al rischio idrico[78] dei propri asset e per individuare spunti di miglioramento per la gestione della risorsa attraverso la pianificazione di interventi, prioritizzati a seconda delle attività di business. Eni effettua, inoltre, regolari valutazioni dei fornitori, attraverso un monitoraggio continuo delle performance in merito al loro posizionamento ESG, anche in relazione alla gestione idrica, promuovendo l'adozione di sistemi di gestione conformi ai principali standard internazionali. Infine, l'impegno ad aumentare la quota di acque di produzione[79] reiniettate in giacimento permette di ridurre i prelievi di acqua salata o salmastra e di aumentare il recupero di idrocarburi. Sulla base delle analisi di rischio idrico, i principali interventi di miglioramento sono indirizzati e pianificati nei siti più rilevanti in termini di prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico, identificati nelle attività industriali downstream localizzate nel centro-sud Italia e nell'upstream in Nordafrica. Eni implementa azioni di **salvaguardia della risorsa idrica** attraverso due strategie: da un lato ottimizzando l'efficienza, ricorrendo a ricicli interni di acqua dolce; dall'altro sostituendo le fonti di acqua dolce di alta qualità[80] con alternative a bassa qualità. Di seguito sono rappresentate le azioni poste in essere da Eni sulla base degli impatti materiali identificati in merito al consumo di acqua dolce distinti per: (i) **Aree a stress idrico**; (ii) **Aree senza stress idrico**.

Aree a stress idrico

Eni implementa azioni di **salvaguardia della risorsa idrica** nelle aree soggette a stress idrico. Di seguito alcuni esempi di azioni mirate a sostituire acque di alta qualità con le seguenti tipologie di acque:

- **acque reflue**, costituite da una combinazione di scarichi civili e industriali oltre alle precipitazioni pluviali raccolte e drenate attraverso reti fognarie o sistemi di drenaggio. Alcuni esempi di azioni condotte durante l'anno sono: i) Polo petrolchimico di Ravenna, impianto per il riutilizzo delle acque reflue, operativo dal 2026; ii) Petrolchimico di Brindisi, impianto per il riutilizzo di circa 0,4 Mm^3 all'anno di acque reflue, operativo entro il 2026[81]; iii) Bioraffineria di Gela, da agosto 2024 incrementato il riutilizzo delle acque reflue urbane a scopo industriale;
- **acque da bonifica**, ossia acque di falda contaminate da siti in bonifica, che richiedono trattamento per rimuovere sostanze inquinanti prima del riutilizzo/rilascio. Eni Rewind è impegnata a rendere disponibile per usi industriali l'acqua di falda contaminata trattata nei propri impianti di bonifica (impianti TAF – Trattamento Acque di Falda), contribuendo così alla diminuzione dei prelievi di acqua dolce di alta qualità. In vari siti (es. Porto Torres, Priolo, e Gela), il trattamento di acqua di falda contaminata è finalizzato a consentirne un utilizzo a scopi industriali;
- **acque di produzione**, ossia acqua associata alla produzione Oil & Gas che viene trattata e riutilizzata nel ciclo industriale. Alcuni esempi di azioni volte alla riduzione dei prelievi idrici sono: i) sito di Meleiha (Agiba, Egitto), dove è stato implementato un progetto di gestione ottimale delle acque di produzione, potenziato un impianto di reiniezione nel 2023 e realizzato un nuovo impianto per consentire la totale reiniezione a scopo produttivo nel 2025; ii) sito di Burun (Turkmenistan), dove è stata completata un'iniziativa per azzeramento della reiniezione per smaltimento, nell'ottobre 2024 con benefici a partire dai mesi successivi;
- **acqua dissalata**, ottenuta tramite la rimozione di sale e impurità dall'acqua di mare o da altre fonti ad alta salinità. In Egitto, nel sito di Zohr e nel sito di Abu Rudeis, viene utilizzata per minimizzare prelievi di acqua dolce.

(76) Per maggiori informazioni sul coinvolgimento delle comunità si veda il capitolo Ambiente e sistema di gestione Eni.
(77) Environmental Social and Health Impact Assessment.
(78) Rischio Idrico: La potenziale possibilità che le sfide idriche attuali e future incidano sulle persone, sull'ambiente e/o sulla sostenibilità di un'azienda, derivante dalle attività di un'impresa e da fattori esterni di natura ambientale e sociale (Ipieca, "Water Stewardship" 2024).
(79) Acque associate all'estrazione di idrocarburi presente naturalmente nel giacimento, che possono contenere contaminanti. Tali acque, opportunamente trattate, possono essere riutilizzate per scopi produttivi per ridurre il prelievo idrico.
(80) Si intende come acqua dolce di alta qualità quella proveniente da falda, superficie, acquedotto municipale o da terzi.
(81) L'iniziativa potrebbe subire variazioni dovute alla trasformazione industriale in atto.

Ulteriori interventi a salvaguardia della risorsa idrica, riguardano **l'efficienza idrica** con progetti di efficientamento delle reti di distribuzione in Egitto, Algeria, Cipro, Italia, Iraq e Mozambico.

Aree senza stress idrico

Eni è impegnata a salvaguardare la risorsa idrica anche al di là delle aree a stress idrico, in linea con i propri principi. A titolo esemplificativo, di seguito si riportano alcune delle azioni intraprese nei siti non collocati in aree a particolare stress idrico: i) presso la centrale Enipower Ferrera Erbognone è stato testato un innovativo sistema di filtrazione delle acque aumentando l'efficienza idrica; ii) presso l'impianto petrolchimico Versalis di Mantova sono aumentati i ricicli di acqua dolce per raffreddamento, iii) a Ferrara, firmato da parte di Versalis ed Enipower, un protocollo d'intesa con le realtà locali (maggio 2024) in cui sono definite le linee prioritarie di intervento per la riduzione dei prelievi dal fiume Po. Le risorse finanziarie utilizzate per la gestione della risorsa idrica includono: i) monitoraggio e trattamento delle **acque reflue**; ii) impianti di iniezione e reiniezione dell'**acqua di produzione**; iii) impianti di approvvigionamento, **dissalazione** e raffreddamento. Più della metà delle spese totali per la gestione della risorsa idrica del 2025 è destinata a interventi presso siti in aree a stress idrico. Per il prossimo quinquennio, Eni ha stanziato risorse per €0,7 miliardi per la gestione della risorsa idrica.

SPESE[a]	Unità di misura	2025	2024
Spese totali per la gestione della risorsa idrica	(€ milioni)	159,10	178,21
di cui: spese correnti		*113,21*	*127,71*
di cui: investimenti		*45,89*	*50,50*

(a) Le voci in tabella sono incluse in ▶ Nota 14 Attività Immateriali e in ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" della sezione Note al bilancio consolidato.

METRICHE *[ESRS 2 MDR-M; E3-4]*

CONSUMO DI ACQUA	Unità di misura	2025 Operato	2025 Consolidato non operato	2024 Operato	2024 Consolidato non operato
Consumo d'acqua[a]	(milioni di metri cubi)	42	12	45	9
Consumo d'acqua in aree a stress idrico		17	9	17	7
Acqua dolce riutilizzata e riciclata[b]		1.080	2	1.133	2
Prelievi idrici[c]		821	109	1.162	90
di cui: acqua di mare		707	99	1.032	82
di cui: acqua dolce		114	8	127	8
Scarichi idrici[d]		798	98	1.135	81
Riutilizzo di acqua dolce[e]	(%)	90	22	90	26
Acqua di produzione reiniettata[f]		56	79	51	75

(a) Differenza tra acque in ingresso che comprendono oltre ai prelievi idrici, le acque meteoriche non utilizzate e ogni altro flusso idrico in ingresso, quali, ad esempio, i reflui conferiti da terzi e acque in uscita, riconducibile a evaporazione, acqua associata ai prodotti e ai trattamenti e a perdite incontrollate. I reflui destinati a bacini evaporativi o scaricati in formazioni geologiche profonde vanno a contribuire ai consumi.
(b) Acqua già utilizzata una prima volta ad uso industriale reimpiegata una o più volte nel ciclo produttivo/sito industriale (compresa l'acqua dolce ricircolata in cicli chiusi) prima dello scarico, previo eventuale trattamento.
(c) Somma dell'acqua di mare (acqua con contenuto di solidi disciolti totali superiore o uguale a 30.000 mg/l), dell'acqua salmastra (acqua con contenuto massimo di solidi disciolti totali compresi tra 2.000 mg/l e 30.000 mg/l) e dell'acqua dolce (acqua con contenuto massimo di solidi disciolti totali pari a 2.000 mg/l).
(d) Somma di acqua di mare scaricata e di acqua dolce scaricata o ceduta a terzi, misurata tramite misuratori di portata. Le procedure interne disciplinano il controllo degli standard minimi di qualità e dei limiti autorizzativi prescritti per ciascun sito operativo, assicurandone il rispetto ed una tempestiva risoluzione in caso di loro superamento.
(e) Percentuale di acqua dolce riciclata o riutilizzata rispetto alla somma delle acque dolci riciclate o riutilizzate e delle acque dolci prelevate.
(f) Percentuale delle acque di formazione o di strato associate all'olio estratto e prodotte con esso (onshore e offshore), reiniettate (EOR) o iniettate a scopo disposal sul totale delle acque di formazione o di strato prodotte.

Nel 2025 i prelievi idrici registrano una riduzione rispetto al 2024 (-341Mm^3), grazie al calo sia dei prelievi di acqua di mare che di quelli di acqua dolce. I **prelievi di acqua di mare**, pari a 707 Mm^3 (86% del totale dei prelievi idrici) diminuiscono di 326 Mm^3 principalmente per effetto delle fermate degli impianti petrolchimici di Brindisi e Priolo (che determinano oltre il 60% della riduzione registrata) e della minore produzione presso la centrale Enipower di Brindisi (con un prelievo che si riduce di oltre 111 Mm^3). Contribuiscono al trend in calo la fine delle attività produttive upstream in Eni UK nei primi mesi 2025 (-18 Mm^3) e la fermata della Raffineria di Taranto (-10 Mm^3); tali effetti sono in parte compensati dai maggiori prelievi in Costa D'Avorio legati alla crescita delle attività operative offshore. I **prelievi di acque dolci** del 2025, pari al 14% dei prelievi idrici totali e imputabili per circa l'80% alle attività petrolchimiche e di raffinazione, registrano una diminuzione di oltre il 10% rispetto al 2024 principalmente riconducibile a Versalis, per un totale di -11 Mm^3, di cui 8 Mm^3 presso il sito di Mantova (per l'ottimizzazione dei consumi idrici resa possibile dal funzionamento degli impianti a carichi ridotti) e 1,3 Mm^3 presso quello di Porto Marghera per cambiamenti nell'assetto produttivo. Inoltre, contribuiscono alla riduzione dei prelievi di acque dolci anche la raffineria di Sannazzaro per oltre -0,6 Mm^3 per marcia stabile dell'impianto Water Reuse, la cessione dei siti onshore in Nigeria a fine 2024 e l'aumento del riutilizzo interno

delle acque di falda trattate (presso i siti Eni Rewind). I quantitativi di **acqua dolce riciclata**, riconducibili per oltre il 72% a Versalis, si riducono del 5% rispetto al 2024, in particolare per la fermata generale dell'impianto di Ragusa. La percentuale di **riutilizzo delle acque dolci** di Eni del 2025 rimane stabile al 90%. Nel 2025, il **consumo idrico totale** in **aeree a stress idrico** ha rappresentato il 40% del consumo complessivo. Si precisa che i prelievi di acqua dolce di alta qualità - provenienti da acque superficiali, falda e acquedotto - effettuati in tali aree sono stati pari al 2% dei prelievi idrici di Eni. La percentuale di **reiniezione dell'acqua di produzione** nel 2025 è aumentata al 56% (51% nel 2024), sia per l'incremento dei volumi reiniettati in Turkmenistan, Messico e Italia, che per la diminuzione dei volumi complessivi di acqua di produzione generati nel periodo - effetto della cessione degli asset in Nigeria e in Alaska nella seconda metà del 2024 e della fine delle attività produttive in Eni UK nei primi mesi del 2025.

BIODIVERSITÀ *[ESRS E4]*

POLITICHE *[ESRS 2 MDR-P; E4-2]*

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Implementazione soluzioni innovative volte a ridurre l'impatto delle operazioni Eni anche mediante la tutela della biodiversità, anche in considerazione dei cambiamenti climatici.
Policy Eni sulla Biodiversità e servizi ecosistemici (BES)	• Linee guida per la valutazione e gestione del rischio biodiversità in tutte le realtà operative e nei processi decisionali lungo il ciclo di vita progettuale[a], considerando anche le conseguenze che essi possono avere sulle comunità locali, ove applicabile. • Gerarchia di Mitigazione[b] per la gestione degli impatti identificati, dando priorità a misure preventive rispetto a quelle correttive, al fine di evitare una perdita netta (no net loss) di biodiversità o, ove possibile, ottenere un miglioramento (net gain). • Impegni adottati nel tempo per la protezione di aree di rilevanza ecologica.
Posizionamento sull'acqua di Eni	• Correlazione tra la risorsa idrica, e la protezione della biodiversità e dei servizi ecosistemici e la salvaguardia del patrimonio forestale.
Eni's No-Go Commitment	• Impegno formale a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi nei Siti Naturali presenti nella lista[c] del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO.
Posizione di Eni sulle biomasse	• Principi generali per assicurare la sostenibilità delle pratiche agricole, dell'approvvigionamento e del consumo di materie prime, tra cui: tracciabilità e trasparenza lungo la filiera; selezione di fornitori che soddisfino criteri ESG; inclusione di clausole contrattuali che assicurino l'approvvigionamento di sole biomasse certificate[d], non provenienti da terreni coltivati ottenuti dalla conversione di aree ad alto valore di biodiversità e di ecosistemi che forniscono servizi ecologici essenziali, come la cattura e lo stoccaggio di carbonio.
Corpo Normativo Interno	• Processi per l'identificazione, la prioritizzazione, la gestione e il monitoraggio degli impatti e delle azioni sulla biodiversità secondo il Sistema di gestione HSE.

a) In caso di joint venture in cui Eni non è operatore, è previsto l'impegno a promuovere con i partner lo sviluppo e l'adozione di buone pratiche gestionali in linea con la Policy BES.
b) La gerarchia di mitigazione è una best practice internazionale, per la gestione dei rischi e dei potenziali impatti sull'ambiente, attraverso una sequenza di azioni: i) prevenire ed evitare impatti; ii) ridurre al minimo l'impatto laddove non evitabile; iii) ripristinare e iv) compensare.
c) Alla data del 31 maggio 2019.
d) Schemi di certificazione di sostenibilità riconosciuti in ambito europeo o internazionale.

TARGET E IMPEGNI *[ESRS 2 MDR-T; E4-4]*

Eni, pur non identificando target quantitativi a livello consolidato, è impegnata nell'implementazione di azioni mirate alla salvaguardia della biodiversità e dei servizi ecosistemici, attraverso un approccio volto alla prevenzione e alla minimizzazione dei rischi e degli impatti. La biodiversità è sito-specifica, con caratteristiche uniche che variano profondamente in base alle aree geografiche, alle condizioni ambientali degli ecosistemi e alle interazioni ecologiche. L'assenza di una metrica univoca riconosciuta per la misura della biodiversità globale rende complessa la definizione di obiettivi aggregati a livello di gruppo. Per questo motivo, Eni adotta una gestione "sito-specifica" implementando, ove necessario, piani di gestione ambientale che identificano interventi puntuali e indicatori locali approfonditi in seguito. Questo approccio consente di affrontare in modo più efficace le peculiarità di ciascun contesto ambientale, garantendo un'azione concreta e misurabile rispetto agli impatti sul territorio.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI *[ESRS 2 SBM-3]*

Processo di identificazione degli impatti

Il processo di identificazione e valutazione delle dipendenze e degli impatti sulla biodiversità e sui servizi ecosistemici (BES Biodiversity Ecosystem Services) relativi alle proprie attività[82] è integrato all'interno del Sistema di gestione HSE e, in linea con la certificazione ISO 14001:2015, il singolo sito svolge studi di identificazione e valutazione degli impatti ambientali (EIA - Environmental Impact Assessment). In aggiunta, Eni effettua annualmente la mappatura dei propri siti e delle concessioni per verificarne la localizzazione rispetto ad aree legalmente protette, ad aree importanti per la conservazione della biodiversità (KBA - Key Biodiversity Areas), nonché, alla potenziale presenza di specie prioritarie della IUCN Red List[83], al fine di garantire una gestione più efficace degli impatti in aree prioritarie per la conservazione. Lo screening consente di identificare i siti con maggior rischio di perdita di biodiversità, in primis quelli in sovrapposizione con almeno un'area importante per la biodiversità, sui quali vengono eseguiti studi di approfondimento (BES Assessment) secondo un ordine di priorità in base al rischio per verificare l'eventuale presenza di impatti residui significativi non gestiti. Nel processo di valutazione degli impatti, sia esso applicato negli studi EIA o BES assessment, Eni identifica le possibili interazioni delle attività aziendali con l'ambiente e con i principali driver globali di perdita di biodiversità quali il cambiamento d'uso del suolo e del mare, il sovrasfruttamento delle risorse naturali, il fenomeno del cambiamento climatico a livello globale, l'inquinamento e l'introduzione di specie invasive. Attraverso questa attività di analisi vengono caratterizzati il contesto operativo e ambientale, identificati i recettori BES sensibili e valutate le principali dipendenze e gli impatti diretti[84] e indiretti[85]. Nell'ambito della valutazione dell'impatto sulla biodiversità, la significatività viene determinata combinando l'entità dell'impatto (es. pressioni generate dal progetto sulle matrici ambientali) con la sensibilità del recettore BES coinvolto (es. presenza di specie a rischio di estinzione), assegnando così una categoria di significatività. Qualora vengano identificati impatti significativi residui, questi sono gestiti attraverso misure specifiche inserite nei piani di gestione ambientale del sito, o tramite Piani d'Azione per la Biodiversità (BAP) dedicati. Il coinvolgimento degli stakeholder locali avviene sin dalle fasi iniziali di un nuovo progetto e per tutto il ciclo di vita nell'ambito dei processi autorizzativi e, ove opportuno, anche attraverso iniziative volontarie, tipicamente mediante consultazioni o workshop dedicati; la consultazione e la collaborazione con le comunità, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali, aiutano a comprendere aspettative e preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e la biodiversità vengano utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano anche le esigenze locali.

Impatti materiali

In assenza di azioni mirate alla mitigazione, le attività di Eni possono generare impatti negativi significativi in termini di **degrado o perdita di biodiversità** (habitat, ecosistemi e specie) e di servizi ecosistemici, la cui entità varia in base alla complessità dei progetti, al valore dell'ambiente naturale e al contesto sociale di riferimento. Tra gli impatti più comuni, figurano quelli connessi al cambiamento dell'uso del suolo (o del mare) e alla presenza fisica degli impianti e delle infrastrutture, che possono determinare rimozione, degrado o frammentazione di habitat con conseguenze sulla distribuzione e sull'abbondanza delle specie. Nelle attività Oil & Gas upstream e nello sviluppo su larga scala di impianti per la generazione di energia rinnovabile, tali impatti risultano particolarmente rilevanti quando coinvolgono aree naturali o seminaturali[86]. Inoltre, gli impianti eolici possono avere impatti negativi su specie vulnerabili, come i rapaci, a causa del rischio di collisione con turbine, pale eoliche e linee di distribuzione. Le attività di downstream si sviluppano invece prevalentemente in contesti già industrializzati; di conseguenza, il contributo a cambiamenti d'uso del territorio è generalmente contenuto e non rappresenta ad oggi un impatto materiale in termini di perdita di biodiversità.

Rischi e opportunità materiali *[E4-1]*

Il processo e i risultati dell'analisi di doppia materialità non hanno individuato **rischi materiali** (compresi rischi sistemici[87]) ed **opportunità attualmente conseguite in relazione alla biodiversità**. Eni monitora comunque i potenziali rischi e opportunità attraverso la consultazione di scenari pubblicamente disponibili, utilizzati per comprendere come l'evoluzione dello stato della natura possa tradursi in rischi fisici o di transizione, nonché in opportunità, incluse quelle associate a soluzioni basate sulla natura (nature-based solutions). I rischi fisici sono associati alla degradazione degli ecosistemi e alla possibile riduzione delle risorse naturali, con potenziali effetti sull'operabilità e sulla redditività degli asset. I rischi di transizione derivano, invece, dall'evoluzione del quadro normativo, dalle politiche di tutela ambientale e dalle aspettative degli stakeholder, che possono comportare limitazioni nell'accesso alle risorse o nell'utilizzo del suolo in determinate aree geografiche; in tale ambito rientrano anche i rischi reputazionali, connessi alla percezione del settore energetico, che potrebbero incidere su contenziosi, reputazione e accesso

(82) Per eventuali altri impatti sulla catena del valore si veda il capitolo Value Chain e principali impatti.
(83) IUCN Red List è il database globale sviluppato dall'International Union for Conservation of Nature (IUCN) che classifica lo stato di conservazione delle specie secondo criteri scientifici riconosciuti a livello internazionale. La distribuzione geografica (range) delle specie è disponibile tramite IBAT (Integrated Biodiversity Assessment Tool), piattaforma che integra dati globali su specie, aree protette e Key Biodiversity Areas.
(84) Per l'identificazione degli impatti diretti viene considerato ogni cambiamento (potenziale o effettivo) nello stato della natura provocato da un'attività Eni con un nesso causale diretto (per la presenza fisica di impianti e infrastrutture e relative attività come emissioni, scarichi e rifiuti).
(85) Per gli impatti indiretti si considera un nesso causale indiretto (ad esempio una maggiore colonizzazione delle aree circostanti ai siti operativi può determinare un aumentato accesso ad aree naturali precedentemente inaccessibili attraverso l'apertura di strade di servizio).
(86) Si tratta di un ecosistema con la maggior parte dei processi e della biodiversità intatti, sebbene alterati dall'attività umana (glossario IPBES).
(87) Rischi derivanti dal collasso del sistema nel suo insieme invece che dal malfunzionamento delle singole parti; caratterizzati dalla combinazione indiretta di punti di non ritorno modesti, che producono gravi disfunzioni con interazioni a cascata di rischi fisici e rischi di transizione.

a finanziamenti. Per valutare la **resilienza** della strategia di Eni rispetto a tali rischi, nel 2024 è stata eseguita un'analisi interna che ha preso a riferimento l'approccio qualitativo indicato dalle linee guida TNFD[88] "Guidance on scenario analysis". L'analisi è stata finalizzata ad esplorare in particolare i rischi di transizione connessi alle principali dipendenze dalla natura. Con riferimento ai rischi fisici, l'acqua rappresenta la principale dipendenza per alcuni asset in quanto essenziale nei processi produttivi; le metriche relative ai prelievi e agli utilizzi idrici sono riportate nel capitolo Gestione delle risorse idriche, mentre la resilienza ai rischi fisici associati ad una minore disponibilità della risorsa (stress idrico, siccità) è analizzata nell'ambito della resilienza degli asset ai rischi fisici climate-related (si veda il capitolo Cambiamento climatico). La rilevanza di altre dipendenze dalle risorse naturali, analizzate in termini di rischi di transizione, varia invece in funzione della tipologia di business (ad esempio, l'approvvigionamento di biomassa è particolarmente significativo per la produzione di biocarburanti). In tale contesto, l'analisi di resilienza, condotta nel 2024, si è focalizzata sulle diverse tipologie di operazioni dirette di Eni e ha fatto riferimento ad uno scenario, sviluppato da "Inevitable Policy Response" e pubblicamente disponibile (Forecast Policy Scenario - FPS[89]), per esplorare possibili traiettorie future. Lo scenario, sviluppato sull'orizzonte temporale 2020–50, evidenzia un contesto globale caratterizzato da una crescente consapevolezza sull'importanza della salvaguardia della biodiversità e dei servizi ecosistemici, e che, quindi, potrebbe portare ad una limitazione, attraverso nuove normative, della disponibilità di suolo per la produzione di colture dedicate alla bioenergia in determinate aree o per l'installazione di impianti da rinnovabili. La resilienza di Eni di fronte a tali rischi si basa su una strategia che integra la diversificazione del portafoglio su scala globale, lo sviluppo di nuove tecnologie e l'adozione di modelli di business circolari. Nel contesto Agribusiness, ad esempio, l'azienda ha implementato un approccio che prevede la diversificazione della tipologia di agri-feedstock utilizzati e delle aree per il loro approvvigionamento, oltre che la valorizzazione di scarti e rifiuti per ridurre il consumo di materie prime vergini.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI E METRICHE *[ESRS 2 MDR-A; ESRS 2 MDR-M; E4 SBM-3; E4-3; E4-5]*

Di seguito sono riportati i risultati della mappatura annuale dei siti operativi e delle concessioni di sviluppo e di produzione, utilizzata da Eni come strumento di screening preliminare ai fini della prioritizzazione gestionale in ambito biodiversità. La mappatura restituisce una rappresentazione dell'esposizione territoriale dei siti rispetto ad aree protette[90] e Key Biodiversity Areas (KBA) ed è utilizzata per orientare l'avvio degli approfondimenti BES e, ove necessario, delle azioni di gestione del rischio biodiversità. Rispetto al precedente esercizio si osserva un aumento dei siti operativi delle linee di business non Oil & Gas upstream in sovrapposizione ad aree protette e KBA (39 siti rispetto ai 28 nel 2024) principalmente dovuto a nuove acquisizioni Plenitude. Al contempo si registra una riduzione nel numero di concessioni Oil & Gas upstream (22 rispetto a 32 nel 2024) a seguito delle operazioni di portafoglio in Alaska e in Nigeria e al termine delle attività di alcune concessioni nel Regno Unito.

	Siti operativi linee di business Non Oil & Gas Upstream[a]		Concessioni in sovrapposizione linea di business Oil & Gas Upstream	
	Siti in sovrapposizione[b]	Siti adiacenti (<1km)[c]	Con aree operative nell'area d'intersezione[d]	Senza attività operative nell'area d'intersezione[e]
Numero di siti/concessioni	39[f] (di cui 25 per lo sviluppo di energia rinnovabile)	71[g] (di cui 50 per lo sviluppo di energia rinnovabile)	22[h]	19[i]
Superficie (migliaia di ettari)[j]	3,2	3,3	232	132

a) Downstream Oil & Gas, Enilive, Agribusiness, Plenitude, Enipower e Versalis.
b) Siti in sovrapposizione: siti operativi che ricadono, anche parzialmente, all'interno di aree protette o KBA.
c) Siti adiacenti: siti operativi che, pur non ricadendo all'interno dei confini di aree protette o KBA, si trovano a una distanza inferiore a 1 km dai relativi perimetri. La soglia di 1 km è adottata in via convenzionale e applicata uniformemente a tutti i siti oggetto di mappatura.
d) Concessioni in sovrapposizione con aree operative nell'area d'intersezione: concessioni attive operate, in fase di sviluppo o di produzione, che si sovrappongono a una o più aree protette o KBA, all'interno delle quali sono presenti operazioni di sviluppo o produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore), come documentato nel geodatabase GIS (Geographic Information System) aziendale.
e) Concessioni in sovrapposizione senza aree operative nell'area d'intersezione: concessioni attive operate, in fase di sviluppo o di produzione, che si sovrappongono a una o più aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), per le quali le operazioni di sviluppo o produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore), come documentato nel geodatabase GIS aziendale, si trovano al di fuori dell'area di intersezione. Tali concessioni erano classificate come "concessioni in adiacenza" nella precedente rendicontazione di sostenibilità.
f) Il 74% in Italia, il restante in Spagna, Francia, ed Estonia.
g) Principalmente ubicati in Italia (65%) e in altri paesi europei (Francia 23%). Solo il 3% in Australia e Stati Uniti.
h) In Italia, Paesi Bassi, Regno Unito.
i) In Italia (84%), il restante nel Regno Unito, Paesi Bassi, Congo e Tunisia.
j) La superficie (migliaia ettari) indica l'estensione complessiva del sito operativo o della concessione, e non l'area effettiva di intersezione con aree protette o KBA. L'area è calcolata in ettari sulla base dei perimetri geografici dei siti e mediante sistemi GIS, utilizzando funzioni di analisi geometrica. Per i parchi eolici di Plenitude, a partire dall'esercizio 2025 è stato introdotto un aggiornamento metodologico volto a migliorare la rappresentazione spaziale degli asset e la coerenza delle analisi di sovrapposizione e adiacenza. Con il nuovo approccio, le turbine eoliche sono modellate come superfici curvilinee generate sulla base del diametro del rotore. Le turbine eoliche sono state raggruppate per analizzare l'adiacenza alle aree protette. Tale aggiornamento consente di rappresentare in modo più accurato l'area effettivamente occupata dalle turbine, superando la precedente modellazione che considerava perimetri più ampi dell'area del parco eolico; ciò ha comportato una revisione al ribasso dei valori di superficie rispetto all'esercizio precedente.

(88) La TNFD (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures) è un'iniziativa internazionale nata per aiutare le aziende e le istituzioni finanziarie a gestire i rischi e le opportunità legati alla natura e alla biodiversità.
(89) Il Forecast Policy Scenario – "FPS" (report 2023) di Inevitable Policy Response (IPR) è uno scenario integrato clima-natura che combina il settore energetico con quello land use e modella l'impatto delle previsioni di oltre 300 policy sull'economia reale fino al 2050. Nello specifico, lo scenario IPR Land and Nature si basa su assunzioni relative alla domanda di cibo, alle politiche ed alle azioni clima-natura, nonché su dati climatici e biofisici, descrivendo come queste variabili influenzino l'ambiente in termini di emissioni, biodiversità e cambiamenti nell'uso del suolo.
(90) Le aree protette includono tutte le categorie IUCN (I–VI), Natura 2000, UNESCO-WHS, Ramsar e altre aree protette nazionali e internazionali come definite nel World Database on Protected Areas (WDPA), aggiornate a settembre 2025.

Per i siti in sovrapposizione ad aree protette o KBA, e per le concessioni upstream in sovrapposizione con aree operative nell'area di intersezione, Eni avvia studi di BES Assessment, secondo un ordine di priorità in base al rischio e, ove necessario, definisce un Biodiversity Action Plan (**BAP**) per la gestione degli impatti residui significativi su tali aree. I BAP possono essere sviluppati anche per siti non in sovrapposizione ad aree protette o KBA, qualora richiesto da studi EIA, da condizioni di finanziamento o autorizzazione, o da altre esigenze gestionali. Il BAP, insieme ai piani di gestione ambientale (Environmental Management Plan - **EMP**[91]) dei siti, rappresentano lo strumento principale per attuare e monitorare le azioni di mitigazione degli impatti identificati, garantendo il rispetto degli impegni previsti dalla Policy Eni sulla Biodiversità e servizi ecosistemici (BES). Il principale fattore di impatto rilevato per le attività di Eni riguarda il cambiamento d'uso del suolo dovuto alle infrastrutture delle attività upstream Oil & Gas (ad esempio la posa di condotte e la costruzione di piazzole per i pozzi) e agli impianti per la generazione di energia elettrica di Plenitude. Tale cambiamento può comportare la perdita o il degrado degli habitat, con conseguenti potenziali disturbi per le specie presenti. Per mitigare questo impatto, i BAP si concentrano su due aree d'intervento prioritarie: i) il recupero degli habitat naturali che sono stati modificati o degradati, e ii) campagne di monitoraggio volte a confermare la presenza di specie a rischio e a valutare potenziali impatti delle attività sul loro stato di conservazione a livello locale. Nella tabella seguente sono riportati i siti Plenitude e le concessioni oil&gas dell'upstream, in cui Eni è operatore per i quali sono in corso (o già pianificati) piani di azione (BAP o EMP) per la mitigazione degli impatti su aree sensibili per la biodiversità, quali aree protette, KBA o ulteriori aree di valore naturalistico per le quali l'azienda ha individuato specifiche esigenze di gestione. Le azioni riguardano anche siti non in sovrapposizione, laddove le valutazioni ambientali o il contesto operativo hanno evidenziato la necessità di interventi mirati. Le spese complessive associate alle azioni indicate in tabella ammontano nel 2025 a € 210 K per Plenitude e a € 825 K per l'Upstream, di cui € 17 K riferiti alle attività di compensazione (offset di biodiversità) in Ghana. Nel quinquennio (2026-2030) sono previsti circa € 2.387 K per Plenitude e € 5.551 K per l'Upstream.

Attività in aree sensibili per la biodiversità

Siti/Concessioni upstream	Area (Ettari)[a]	Driver di impatto	Metrica d'impatto[b]	Aree di biodiversità interessate	Principali azioni e risultati
Ghana - Impianto di ricezione a terra del sito produttivo Offshore Cape Three Point	96,0	**Cambio d'uso del suolo** Perdita o deterioramento di habitat	**Ettari di habitat persi o degradati**	KBA (1)	• Azioni per garantire il "No Net Loss" di habitat naturale al 2040 nei 20 anni di progetto con attività di ripristino di aree disboscate e azioni di conservazione su circa 22 ha di foresta naturale a compensazione (offset[c]) della quota di habitat non ripristinabile; • Monitoraggio delle misure di compensazione adottate (offset) e ripristino delle aree disboscate attraverso indicatori quali area fogliare, diversità degli uccelli forestali e ricchezza di specie (avanzamento 25%); • Allineamento agli standard di performance e alle linee guida IFC[d] per le attività di mitigazione e monitoraggio; • Verifiche trimestrali e annuali con consulenti indipendenti.
Mexico - Area 1, gasdotto a terra	1,8[e]	**Cambio d'uso del suolo** Perdita o deterioramento di habitat	**Ettari di habitat persi o degradati**	Habitat naturale	• Sviluppo di una strategia e un programma per il ripristino dell'habitat naturale terrestre e piano di monitoraggio; • In corso la definizione di protocolli operativi per la raccolta di dati finalizzati a confermare e quantificare potenziali impatti su habitat, fauna marina e uccelli, e a supportare misure di prevenzione e minimizzazione di tali impatti.
Regno Unito - Liverpool Bay, (gasdotto che collega i pozzi al terminale)	4,0	**Cambio d'uso del suolo** Perdita o deterioramento dell'habitat	**Ettari di habitat persi o degradati**	IUCN IV (1) Ramsar (1)[f]	• Continua il programma di ripristino delle dune impattate dalla posa del gasdotto; • Protezione delle aree più degradate dalla pressione delle attività ricreative e collaborazione con le autorità locali per il controllo degli accessi; • Reintrodotte con successo due specie: il rospo calamita e la lucertola degli arbusti.
Italia -Concessione di produzione di olio e gas Val D'Agri	52,6 K	**Cambio d'uso del suolo** Perdita o deterioramento dell'habitat	**Ettari di habitat persi o degradati**	IUCN II (1) IUCN IV (1) KBA (1) Natura 2000 (9)	• Attività di ripristino degli habitat[g]; • Monitoraggi periodici per verificare l'efficacia degli interventi e confermare la presenza e lo stato di specie a rischio[h]; • Monitoraggio sui pipistrelli per confermare possibili impatti dell'illuminazione artificiale.
Italia - Concessioni di produzione di gas in mare adriatico[i]	27,5 K	**Cambio d'uso del suolo** Perdita o deterioramento dell'habitat	**Ettari di habitat persi o degradati**	IUCN IV (2) IUCN V (1) KBA (2) Ramsar (1) Natura 2000 (6)	• Valutazione e quantificazione dell'attività di rimozione dei debris dai fondali marini sottostanti le piattaforme, con stima del miglioramento ambientale associato; • Sviluppo di protocolli operativi per la raccolta di dati finalizzati a confermare e quantificare potenziali impatti su fauna marina e uccelli, e a supportare misure di prevenzione e minimizzazione di tali potenziali impatti; • Studi desktop su clima acustico sottomarino e sui potenziali impatti sui cetacei.

a) Indica l'estensione complessiva (in ettari) ovvero l'estensione complessiva della concessione o del sito operativo, e non l'area effettiva di intersezione con aree protette o KBA.
b) Metrica utilizzata nel BAP per il monitoraggio delle azioni di mitigazione.
c) Offset di biodiversità si riferisce alla compensazione degli impatti negativi residui sulla biodiversità causati dallo sviluppo di un progetto, dopo aver adottato tutte le misure possibili di prevenzione e mitigazione. Rappresenta l'ultimo step della gerarchia di mitigazione.
d) International Finance Corporation, Performance Standard 6.
e) Area stimata della perdita residua di habitat naturale terrestre dovuta alla posa del gasdotto.
f) Sono elencate solo le aree protette che erano presenti al momento dell'attività di posa del gasdotto.
g) Dal 2003 avviati al ripristino 164 ha di aree ripristinabile cioè habitat che possono essere recuperati durante l'attuale fase operativa del progetto. La rimanente parte di habitat diventerà ripristinabile solo nella fase di smantellamento delle strutture, a fine vita del progetto.
h) Ad oggi è stata identificata la presenza dell'ululone appenninico (specie a rischio), del gatto selvatico e del lupo che innescano la classificazione di habitat critico.
i) L'area delle concessioni e le aree di biodiversità interessate si riferiscono solo alle concessioni attive (Porto Corsini Mare, A.C26.EA, A.C27.EA) con infrastrutture all'interno di aree legalmente protette e KBA. Il BAP considera anche altre piattaforme/concessioni nel mare adriatico non in sovrapposizione con queste aree.

(91) L'Environmental Management Plan (EMP) è il piano di gestione ambientale del sito che disciplina l'attuazione e il monitoraggio delle misure di mitigazione degli impatti ambientali identificati.

Siti rinnovabili, clusterizzati per tipologia di azioni implementate	Area (Ettari[a])	Driver di impatto	Metrica d'impatto[b]	Aree di biodiversità interessate	Principali azioni e risultati
Italia - Parco Eolico Collarmele (AQ)	25,1	**Cambio d'uso del suolo** Impatti sullo stato delle specie[c]	**Numero di eventi di collisione\ anno** **Ettari di habitat persi o degradati**	KBA (1) Natura 2000 (2) IUCN IV (1)	• In corso di finalizzazione il protocollo d'intesa con il Parco Regionale Sirente Velino, con implementazione dal 2026; • Previste azioni di mitigazione (es. installazione telecamere di rilevamento e arresto) e di monitoraggio per almeno 3 anni.
Italia - Parco Eolico Alcantara Nord (ME)	22,0	**Cambio d'uso del suolo** Impatti sullo stato delle specie	**Numero di eventi di collisione\ anno**	Natura 2000 (5) IUCN IV (1)	• Piano di monitoraggio finalizzato a individuare l'interferenza dovuta a collisioni con le pale e/o perdite di habitat dell'avifauna e previsto monitoraggio annuale nel periodo 2026-2030.
Italia - Parco Eolico Alcantara Sud (ME)	22,0				
Italia - Parco Eolico Rocca Ficuzza (AG)	20,4			KBA (1) Natura 2000 (2)	
Italia - Parco Eolico Nebrodi Nord (ME)	22,0			KBA (1) Natura 2000 (2) IUCN IV (1)	
Italia - Parco Eolico Nebrodi Est (ME)	18,8				
Italia - Parco Eolico Nebrodi Ovest (ME)	18,8				
Italia - Parco Eolico Lago Arancio (AG)	17,3			KBA (1)	
Italia - Parco Eolico Tursi (MT)	23,6	**Cambio d'uso del suolo** Impatti sullo stato delle specie	**Numero di eventi di collisione\ anno**	KBA (1)	• Previsto monitoraggio per almeno un anno.
Italia - Parco Eolico Pietramontecorvino (FG)	15,7			KBA (1) Natura 2000 (1)	
Italia - Parchi eolici Enrico (TA)	3,9			KBA (1) Natura 2000 (1)	
Italia - Parchi eolici Laerte (TA)	4,7			KBA (1) Natura 2000 (2)	
Spagna - Parco fotovoltaico di Bonete	190,9	**Cambio d'uso del suolo** Impatti sullo stato delle specie Perdita o deterioramento dell'habitat	**Ettari di habitat persi o convertiti**	KBA (1) Natura 2000 (1)	• Piano di gestione della vegetazione del parco e di ripiantumazione con specie autoctone nell'area circostante l'impianto e regolare monitoraggio; • Misure a sostegno della fauna e relativo monitoraggio per valutare l'efficacia delle misure di conservazione.
Spagna - impianto solare Cerrillares	90,7	**Cambio d'uso del suolo** Impatti sullo stato delle specie Perdita o deterioramento dell'habitat	**Ettari di habitat persi o convertiti**	KBA (1) Natura 2000 (1)	• Misure a sostegno della fauna selvatica; • Rimboschimento con specie autoctone nell'area circostante l'impianto; • Monitoraggio regolare della flora, fauna e della qualità del suolo al fine di determinare il grado di ripristino del territorio, di recupero della biodiversità e dell'efficacia delle misure di conservazione.
Spagna - Parco eolico Cuevas	14,9	**Cambio d'uso del suolo** Impatti sullo stato delle specie Perdita o deterioramento dell'habitat Rischio di collisione con la fauna	**Numero di eventi di collisione\ anno**	KBA (1) Natura 2000 (1)	Esecuzione del BAP dall'avvio dell'impianto nel 2022 con azioni in corso: • campagne per proteggere e preservare la riproduzione delle albanelle minori; • campagne di monitoraggio.

a) Indica l'estensione complessiva (in ettari) della concessione o del sito operativo, e non l'area effettiva di intersezione con aree protette o KBA.
b) Metrica utilizzata nel BAP per il monitoraggio delle azioni di mitigazione.
c) Modifica dell'habitat dovuta alla presenza delle turbine eoliche e interferenze con il volo degli uccelli.

Asset non operati

Oltre agli asset in cui Eni è operatore, Eni partecipa in alcune concessioni operate da terzi che si trovano in sovrapposizione con aree protette. Tra queste si segnalano: i) **in Kazakistan**, la concessione di Kashagan (NCOC) con sovrapposizione sull'area protetta nazionale "State Reserved Zone in Northern part of Caspian Sea"; ii) **in Egitto**, quattro concessioni[92] operate tramite la Società Petrobel, con sovrapposizione sulla pianura di El Qa (KBA); iii) **in Iraq**, la concessione di Zubair si sovrappone parzialmente con la East Hammar (area protetta nazionale e KBA), la Khor Az-Zubayr (KBA), la Hammar Marsh (sito Ramsar), le Khor Al-Zubair Marshes (aree protette nazionali) e il sito UNESCO "The Ahwar of Southern Iraq: Refuge of Biodiversity and the Relict Landscape of the Mesopotamian Cities" (World Heritage Site - WHS). In nessun caso vengono svolte attività operative all'interno delle porzioni di area in sovrapposizione con tali siti, incluso il WHS; iv) **nei Paesi Bassi**, il gas terminal onshore NOGAT si sviluppa in prossimità del sito Natura 2000 "Waddenzee"[93]; inoltre, la pipeline offshore attraversa il sito Natura 2000 "Friese Front". Per le attività nei Paesi Bassi e in Iraq non risultano impatti significativi sulla biodiversità. In Kazakistan, i principali impatti potenziali riguardano il cambiamento dell'uso del fondale marino e possibili disturbi alla fauna marina connessi alle attività operative offshore. In tale contesto vengono svolti monitoraggi ambientali e studi specialistici coerenti con il quadro valutativo dell'EIA, finalizzati a verificare gli effetti delle attività sugli ecosistemi marini e a definire eventuali misure correttive o raccomandazioni operative per la riduzione degli impatti. In Egitto, nell'ambito della JV, Eni coordina l'implementazione di un BAP che mira in particolare a mitigare gli impatti sugli habitat desertici modificati, interessati dalla presenza di rifiuti in attesa di trattamento e smaltimento; la principale azione d'intervento riguarda la pulizia, caratterizzazione e bonifica di terreni degradati. Sono inoltre in corso le valutazioni di potenziali impatti su specie di uccelli migratori determinanti per lo status di KBA della pianura di El Qa e sugli habitat marini.

USO DELLE RISORSE ED ECONOMIA CIRCOLARE *[ESRS E5]*

POLITICHE *[ESRS 2 MDR-P; E5-1]*

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Impegno alla promozione di modelli di sviluppo basati sui principi rigenerativi dell'economia circolare, per minimizzare l'uso delle risorse vergini e ridurre gli sprechi, massimizzando il recupero e la valorizzazione di rifiuti e scarti
Corpo Normativo Interno	• Applicazione, nelle proprie attività, di azioni mirate a migliorare l'efficienza, ridurre gli sprechi, massimizzare il recupero e valorizzare rifiuti e scarti, utilizzare materie prime seconde o fonti rinnovabili, estendere la vita utile dei propri asset e innovare processi e prodotti, al fine di generare valore a lungo termine per l'ambiente e la società.

TARGET E IMPEGNI *[ESRS 2 MDR-T; E5-3]*

Pur non adottando target quantitativi, oltre a quello di business relativo alla capacità di produzione di biocarburanti richiamato nella sezione ▶ Strategia, Eni promuove la prevenzione della produzione dei rifiuti in coerenza con i criteri di priorità stabiliti dalla normativa comunitaria e ne assicura la corretta gestione, come previsto dagli strumenti normativi interni. Inoltre, è costantemente impegnata nella realizzazione di progetti con una forte impronta circolare (si veda ▶ Azioni intraprese sugli IRO materiali). Per guidare questi processi, Eni adotta un corpo normativo interno e un ▶ Sistema di gestione HSE che, basandosi sulla conoscenza del contesto di riferimento in cui opera, sull'identificazione degli obblighi legislativi, sulla conformità ambientale e sulle aspettative degli stakeholder, oltre che sulla valutazione degli impatti, dei rischi e delle opportunità, definisce indirizzi operativi per tutti i business. Il sistema garantisce anche il monitoraggio semestrale delle azioni necessarie all'attuazione degli indirizzi definiti, unitamente alla raccolta di KPI specifici per un controllo puntuale delle performance e per consentire interventi tempestivi in caso di scostamenti rispetto agli andamenti attesi.

(92) Concessioni di produzione Oli & Gas nel Sinai: Belayim Land DI, Ekma DI, Feiran DI, Ras Gharra DI.
(93) Riconosciuto anche come sito Ramsar e sito WHS (Patrimonio Mondiale UNESCO).

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI [ESRS 2 SBM-3]

Impatti materiali

La **produzione e il trattamento dei rifiuti** rappresentano un impatto negativo che Eni, nello svolgimento delle proprie attività di business, può potenzialmente generare sulle matrici ambientali. Le attività Eni, per loro natura, comportano la produzione di rifiuti, i cui impatti negativi includono: i) la possibile contaminazione delle matrici ambientali (suolo, acqua e aria) in caso di gestione non adeguata, con potenziali ripercussioni anche sulle comunità locali; ii) gli impatti associati al trasporto e al trattamento presso gli impianti di destino; iii) il consumo di suolo legato a tali impianti. I rifiuti prodotti da Eni derivano sia da attività produttiva che da attività di bonifica di suoli e falde contaminati. I rifiuti da bonifica sono principalmente costituiti da terre e rocce da scavo, demolizioni e acque di falda; queste ultime, che nel 2025 rappresentano circa il 60% dei rifiuti da bonifica totale, sono trattate in impianti specifici (TAF-Trattamento Acque di Falda) e sono principalmente contaminate da idrocarburi, benzene e dicloroetano. La produzione di rifiuti derivanti da attività di bonifica di suolo e falde è legata anche ad asset che Eni ha acquisito da altre società e dove non ha mai operato direttamente. Relativamente ai rifiuti da attività produttive, le acque di produzione riferite al settore upstream, laddove non gestite come scarico, rappresentano il contributo più significativo (circa un terzo dei rifiuti da attività produttive totali). Tali acque sono caratterizzate generalmente da una salinità molto elevata e composizione variabile, con presenza di componenti residuali, tra cui idrocarburi e additivi, a seguito del processo di separazione dei fluidi. Parallelamente a questo, l'analisi di materialità ha evidenziato anche un impatto positivo sull'ambiente derivante dalle **azioni in ambito di economia circolare**, attraverso la riconversione e riqualificazione degli asset e dei siti dismessi, oltre all'impiego di materie prime provenienti da fonti rinnovabili e da riciclo nei processi produttivi.

Rischi e opportunità materiali

L'analisi di materialità non ha individuato rischi materiali specifici connessi al tema dell'economia circolare e ha, invece, confermato un'opportunità materiale. Tale opportunità si fonda sulla capacità del Gruppo di valorizzare competenze industriali, soluzioni tecnologiche e know-how maturati internamente per rispondere alla crescente domanda di servizi e prodotti orientati ad un **uso più efficiente delle risorse**. In questo contesto si collocano, da un lato, le attività di bonifica e gestione dei rifiuti svolte da Eni Rewind anche a favore di terzi e, dall'altro, iniziative circolari sviluppate in altri ambiti industriali, tra cui la produzione di biocarburanti di Enilive e i progetti di riciclo di plastiche e altri materiali di Versalis. Le iniziative di economia circolare si sviluppano in modo trasversale ai diversi business del Gruppo generando opportunità di mercato lungo la catena del valore e contribuendo all'evoluzione dei modelli industriali.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI [ESRS 2 MDR-A; E5-2]

Di seguito sono rappresentate le azioni intraprese da Eni in relazione agli impatti, ai rischi e alle opportunità materiali identificate, organizzate in due ambiti: i) **economia circolare**, per la quale le azioni sono descritte secondo le diverse tipologie di intervento di circolarità (**estensione della vita utile, riconversione e riqualificazione di asset; uso di materie prime circolari e feedstock alternativi; tecnologie di riciclo e recupero**); ii) **rifiuti**.

Economia Circolare

Eni integra i principi di circolarità nel proprio modello di business, applicandoli nello sviluppo di nuove filiere di prodotti nonché in quelle esistenti, con l'obiettivo di migliorare l'efficienza nell'uso delle risorse e di estendere il ciclo di vita di asset e prodotti. Tale approccio trova applicazione lungo la catena del valore e nei diversi contesti industriali del Gruppo, adattandosi alle specificità operative dei singoli business. Di seguito si riporta un elenco delle principali azioni suddivise per tipologia di intervento. Le principali risorse stanziate nell'anno per le attività legate alle bioraffinerie e alla produzione di bio-feedstock sono pari a €0,8 miliardi mentre per gli altri aspetti di economia circolare sono pari a €0,1 miliardi. Per il prossimo quinquennio, Eni ha stanziato €7 miliardi di risorse per le attività collegate alla bioraffinazione/biofeedstock e €0,8 miliardi per gli altri aspetti di economia circolare. A supporto delle proprie iniziative, Eni ha sviluppato, in collaborazione con la Scuola Superiore Sant'Anna, un modello e un tool per la misurazione della circolarità, integrando i requisiti previsti dagli standard in materia UNI 11820 e ISO 59020. In coerenza con il proprio impegno verso trasparenza e accountability, Eni ha ottenuto la verifica da parte di un ente terzo del livello di circolarità ai sensi della UNI11820, sia per le funzioni di supporto (processi e servizi di Supporto al Business erogati nelle sedi direzionali e periferiche in Italia) che per la Bioraffineria di Gela, avviando così un percorso strutturato di analisi e miglioramento continuo delle proprie performance di circolarità.

ESTENSIONE DELLA VITA UTILE, RICONVERSIONE E RIQUALIFICAZIONE DI ASSET

L'estensione della vita utile, la riconversione e la riqualificazione degli asset rappresentano una leva chiave dell'approccio di Eni all'economia circolare, orientato a valorizzare le infrastrutture esistenti lungo l'intero ciclo di vita, riducendo al contempo il consumo di nuove risorse. In quest'ambito, è centrale la trasformazione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie: nel 2024 è stata avviata la riconversione della raffineria di Livorno per la produzione di HVO, con completamento e avvio entro il 2026, che si aggiungerà alle bioraffinerie Enilive di Venezia (2014) e Gela (2019). La conversione

del sito di Livorno si inserisce nel percorso di sviluppo della capacità di bioraffinazione del Gruppo, che prevede l'incremento dagli attuali 1,65 milioni di tonnellate/anno a 5 entro il 2030. In relazione al prolungamento della vita utile degli impianti, Plenitude interviene attraverso manutenzioni e sostituzione mirata dei componenti, progetti di repowering e valorizzazione delle infrastrutture e delle sinergie esistenti. Ad esempio, in collaborazione con altre società del Gruppo sono state riconvertite aree industriali bonificate in siti per la produzione di energia rinnovabile, integrando interventi di bonifica ambientale e nuova capacità produttiva all'interno di un'unica logica di riqualificazione territoriale. In questo contesto, dal 2025 è operativo un ulteriore nuovo impianto fotovoltaico di Plenitude a Porto Marghera, che si affianca ad altre iniziative analoghe già realizzate a Porto Marghera, Assemini, Gela, Porto Torres, Priolo e Ponticelle. Anche nel business Upstream si stanno applicando i principi di valorizzazione degli asset maturi, valutando la fattibilità di trasformare le piattaforme offshore del Mar Adriatico e del Mar Mediterraneo in infrastrutture per data center sottomarini, oppure di riconvertire siti industriali italiani in aree destinate ad energie rinnovabili, logistica o data center.

USO DI MATERIE PRIME CIRCOLARI E FEEDSTOCK ALTERNATIVI

L'impiego di materie prime circolari e di feedstock alternativi è un elemento centrale per ridurre il ricorso a risorse vergini e favorire il reinserimento dei materiali nei cicli produttivi, contribuendo alla chiusura del loro ciclo di vita. In questo ambito, rientrano iniziative di bioraffinazione, produzione di biocarburanti avanzati e valorizzazione di residui e sottoprodotti, nonché lo sviluppo di soluzioni industriali orientate all'impiego di materiali circolari in diversi contesti applicativi. Le principali iniziative includono la produzione di biocarburanti avanzati ottenuti prevalentemente da scarti, come gli oli da cucina esausti, e la produzione di biometano ricavato dai residui organici quali scarti agricoli, agroindustriali, reflui zootecnici e rifiuti organici. Per la produzione di biocarburanti, si aggiungono, in parte residuale, gli oli vegetali prodotti dalla coltivazione di piante oleaginose tramite filiere certificate che includono programmi in diversi paesi in Africa, sud-est asiatico e Asia centrale, per il recupero dei terreni degradati ed in rotazione secondo la direttiva RED della UE; i sottoprodotti di lavorazione vengono anche valorizzati e trasformati in mangimi e fertilizzanti, rafforzando l'approccio di filiera circolare. Nel settore della chimica, Versalis mira a diversificare le fonti dei feedstock attraverso l'uso di materie prime da fonti rinnovabili, come le biomasse, e mediante lo sviluppo di prodotti a partire da materie prime seconde da riciclo[94]. Altre soluzioni circolari in corso di sviluppo comprendono l'utilizzo di materiali di scarto per infrastrutture stradali, plastiche da riciclo o materie prime alternative per la produzione di elementi di arredo, e l'utilizzo di scarti post-industriali recuperati.

TECNOLOGIE DI RICICLO E RECUPERO

Le iniziative riconducibili a questo ambito mirano a favorire il recupero di materia e la reintroduzione dei rifiuti nei cicli produttivi, attraverso l'adozione di tecnologie innovative di riciclo e valorizzazione. In ambito chimico, si sta investendo nello sviluppo di materiali riciclati e di diverse tecnologie per il riciclo di plastiche e gomme, anche collaborando con partner lungo la filiera. Sono stati avviati nuovi impianti che trasformano rifiuti plastici in nuove materie prime riutilizzabili nei processi produttivi e, al fine di rafforzare un sistema integrato di riciclo, sono stati stipulati accordi con altri operatori per recuperare e valorizzare vari tipi di rifiuti plastici, trasformandoli in nuovi materiali o prodotti. Nel settore delle bonifiche, Eni Rewind sta sviluppando soluzioni che permettono di recuperare e riutilizzare rifiuti e terreni contaminati: ad esempio è in corso la realizzazione di nuove piattaforme dedicate al trattamento di rifiuti e al recupero di suoli nel sito di Ponticelle con avviamento previsto per il 2026. Si stanno valutando infine ulteriori tecnologie che permettono di trasformare rifiuti difficilmente riciclabili in nuovi prodotti, come carburanti, ed è in corso la partecipazione a progetti di ricerca per migliorare il riciclo anche in altri settori, come quello dell'energia rinnovabile.

Rifiuti

In tutte le realtà in cui opera, Eni, oltre a rispettare la normativa vigente in materia di rifiuti si impegna a ridurre gli impatti ambientali legati alle diverse fasi del processo di gestione dei rifiuti. Le principali azioni in tale ambito si basano sui seguenti principi definiti nel corpo normativo interno di Eni:

- **Sostenibilità nella gestione operativa dei rifiuti**, ispirato al modello di gerarchia gestionale definito dalla normativa europea, che si pone l'obiettivo di prevenire la produzione dei rifiuti e privilegia soluzioni di recupero rispetto allo smaltimento. In Italia, ad esempio, tramite l'attività di intermediazione di Eni Rewind, vengono selezionate le soluzioni tecnicamente percorribili in base alle caratteristiche del rifiuto, dando la precedenza a: i) operazioni di recupero; ii) trattamenti che riducono i quantitativi destinati allo smaltimento; e iii) scelta di impianti idonei e il più possibile vicini al sito di produzione;
- **Verifica di affidabilità dei soggetti terzi**, assicurata mediante verifiche ad hoc sui soggetti coinvolti lungo la filiera e tramite valutazioni periodiche dei fornitori, svolte dalle strutture tecniche specialistiche (ad esempio, audit e controlli operativi). In particolare, in Italia e laddove previsto dalla normativa vigente, Eni si affida esclusivamente a soggetti autorizzati;
- **Monitoraggio dei rifiuti** generati dalle attività produttive mediante il sistema di reportistica aziendale e tool dedicati. In particolare, per i siti italiani, la tracciabilità dei rifiuti speciali è assicurata dal momento della produzione fino alla destinazione finale, nella quasi totalità dei siti avvalendosi anche di un software gestionale, in grado di interfacciarsi con lo strumento di tracciabilità messo a disposizione dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (RENTRI).

(94) Le materie prime seconde sono materiali riciclati che possono essere utilizzati nei processi produttivi al posto delle materie prime vergini o insieme ad esse.

A ciò si affiancano le attività di sensibilizzazione, ad esempio attraverso la divulgazione e la condivisione delle iniziative e delle esperienze maturate, anche dedicate alla raccolta e della segregazione dei depositi rifiuti in sito. Di seguito si riportano le risorse finanziarie utilizzate per la gestione dei rifiuti da attività produttive e da attività di bonifica. Per il prossimo quinquennio, Eni ha stanziato risorse per circa €2 miliardi per la gestione dei rifiuti, di cui circa €1,8 miliardi per la gestione dei rifiuti da attività produttiva e circa € 0,2 miliardi per quella dei rifiuti da attività di bonifica.

SPESE RIFIUTI[a]	Unità di misura	2025	2024
Spese e investimenti gestione rifiuti da attività produttive[b]	(€ milioni)	276,63	246,57
di cui: spese correnti		*251,70*	*228,75*
di cui: investimenti		*24,94*	*17,82*
Spese e investimenti gestione rifiuti da attività di bonifica[c]		58,29	82,54
di cui: spese correnti		*47,74*	*58,21*
di cui: investimenti		*10,55*	*24,33*

(a) Le voci in tabella sono incluse in ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e in ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" della sezione Note al bilancio consolidato.
(b) Includono i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione, derivanti dalla manutenzione degli impianti, degli edifici e delle aree utilizzate per lo svolgimento delle attività produttive.
(c) Rifiuti derivanti da attività di bonifica (ad esempio da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto).

METRICHE *[ESRS 2 MDR-M; E5-4; E5-5]*

Economia circolare

In relazione al tema economia circolare, si riportano, di seguito, le metriche relative ai biofeedstock utilizzati nelle Bioraffinerie Eni in Italia; per un approfondimento sulla capacità di bioraffinazione e sulla produzione venduta di biocarburanti, si rimanda alla sezione produzione di energia nel capitolo ▮ Cambiamento Climatico.

BIOFEEDSTOCK UTILIZZATI NELLE BIORAFFINERIE IN ITALIA (GELA E PORTO MARGHERA)[a]

	Unità di misura	2025	2024[b]
Oli vegetali[c]	(ton)	29.394	23.646
Rifiuti e residui (Oli vegetali esausti, residui oleosi derivanti da lavorazioni di oli vegetali e altri processi industriali)		696.249	669.515

(a) Feedstock relativi alle produzioni vendute certificate sostenibili con Proof Of Sustainability (POS, come previsto dagli schemi di certificazione).
(b) I dati relativi al 2024 e al 2025 sono pubblicati per la prima volta all'interno della Rendicontazione di Sostenibilità.
(c) Oli vegetali, ad esempio canola, croton, ricino, soia.

I volumi acquistati di biofeedstock nell'anno sono sostanzialmente in linea con quelli del 2024; in particolare si segnala che, per quanto riguarda i rifiuti, questi feedstock sono acquistati prevalentemente da Indonesia e Malesia mentre per gli oli vegetali da Europa e Africa.

RIFIUTI

		2025		2024	
RIFIUTI	Unità di misura	Operato	Consolidato non operato	Operato	Consolidato non operato
Rifiuti prodotti totali[a]	(milioni di tonnellate)	4,6	0,6	4,4	0,7
Totale Rifiuti Pericolosi[b]		0,5	0,4	0,6	0,5
Rifiuti pericolosi recuperati/riciclati[c]		0,1[d]	0,0	0,1[d]	0,0
di cui: riciclaggio[e]		0,1		0,1	
di cui: altre operazioni di recupero[e]		0,0		0,0	

RIFIUTI	Unità di misura	2025 Operato	2025 Consolidato non operato	2024 Operato	2024 Consolidato non operato
Rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento (non riciclati)		0,4	0,4	0,6	0,5
di cui: incenerimento		0,0	0,0	0,0	0,0
di cui: smaltimento in discarica		0,0	0,0	0,1	0,0
di cui: altre operazioni di smaltimento		0,4	0,4	0,5	0,5
Rifiuti non pericolosi recuperati/riciclati [c]		0,9	0,0	0,8	0,0
di cui: riciclaggio [e]		0,6		0,5	
di cui: altre operazioni di recupero [e]		0,3		0,3	
Rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento (non riciclato)		2,9	0,1	2,8	0,1
di cui: incenerimento		0,0	0,0	0,0	0,0
di cui: smaltimento in discarica		0,1	0,0	0,1	0,0
di cui: altre operazioni di smaltimento		2,8	0,1	2,7	0,1
Quantità totale di rifiuti non riciclati	(%)	77	98	79	98

(a) Somma di Rifiuti da attività produttiva e di Rifiuti da attività di bonifica.
(b) Classificati in pericolosi e non pericolosi in base alla legislazione locale e, ove non disponibile, sulla base dei riferimenti della Convenzione di Basilea e dalla Decisione della Commissione Europea 2000/532/EC del 3 maggio 2000. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato per l'attività. Il peso dei rifiuti prodotti e di quelli conferiti può essere misurato o stimato, a seconda dei casi.
(c) Per rifiuti riciclati/recuperati si intendono i rifiuti non destinati a smaltimento.
(d) Al fine di apprezzare la ripartizione dei rifiuti recuperati/riciclati tra le diverse tipologie di recupero si riportano anche i dati con le due cifre decimali. Nel 2025 i rifiuti pericolosi recuperati/riciclati sono pari a 0,08 milioni di tonnellate, di cui riciclaggio pari a 0,06 e altre operazioni di recupero pari a 0,02. Nel 2024 i rifiuti pericolosi recuperati/riciclati erano pari a 0,09 milioni di tonnellate, di cui riciclaggio pari a 0,07 e altre operazioni di recupero pari a 0,02.
(e) La ripartizione dei rifiuti recuperati tra le diverse tipologie di recupero è stata stimata nel 2025 utilizzando i dati Eurostat relativi ai rifiuti generati e smaltiti/recuperati in UE (ultimo anno disponibile: 2022). In assenza di dettagli da parte di Eurostat, la componente di preparazione per il riutilizzo è stata ricompresa nei rifiuti riciclati (in coerenza con le note dell'allegato C della Parte IV del D.Lgs.152/06). La metodologia di stima utilizzata per l'anno corrente è stata applicata anche per riportare il dato 2024, che non era stato precedentemente pubblicato.

Nel 2025 in Eni sono stati prodotti oltre 4 milioni di tonnellate di rifiuti, di cui 1,5 milioni di tonnellate da attività produttiva e 3,1 milioni di tonnellate da attività di bonifica, trend complessivamente in aumento rispetto al 2024. I **rifiuti da attività produttiva** generati nel corso dell'anno hanno registrato una crescita sia per l'aumento dei rifiuti pericolosi, che di quelli non pericolosi. Sul trend hanno influito principalmente l'aumento delle acque di produzione presso i siti Eni Mediterranea Idrocarburi, lo smaltimento delle acque reflue come rifiuto presso il Deposito carburanti di Calenzano (a seguito del fermo dell'impianto di trattamento acque di sito dovuto all'evento incidentale di dicembre 2024), i quantitativi generati presso la raffineria di Livorno nell'ambito delle attività di riconversione del sito a bioraffineria, e quelli generati dai cantieri presenti presso la bioraffineria di Porto Marghera relativi alla realizzazione di nuovi impianti (Impianto Steam Reforming, sezione Biojet e sezione Deossigenazione Ecofining). Nel 2025, circa 370 mila tonnellate di rifiuti da attività produttive sono state avviate a recupero e riciclo, in aumento rispetto al 2024. **I rifiuti da attività di bonifica** generati nel periodo ammontano a 3,1 milioni di tonnellate (di cui oltre 2,5 milioni da Eni Rewind), valore in calo rispetto al 2024. Il trend in riduzione è principalmente attribuibile: i) all'avvio dell'impianto di trattamento di acque di falda presso il deposito carburanti di Pomezia, che ha consentito di azzerare la gestione come rifiuto delle acque estratte; ii) alla cessazione delle attività di bonifica presso i siti Eni Rewind di Avenza e Brindisi; iii) alla diminuzione delle attività presso il sito Eni Rewind di Manfredonia con conseguenti riduzioni dei volumi di acqua di falda trattata e gestita come rifiuto. In termini di composizione, la maggior parte dei rifiuti da bonifica è costituita da acque di falda trattate in impianti TAF (circa il 60% nel 2025), in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente. Nel 2025 sono state avviate a recupero oltre 638 mila tonnellate di rifiuti da bonifica.

Tassonomia europea

Il Regolamento 852/2020 del Parlamento Europeo e del Consiglio "Taxonomy Regulation" ha istituito un sistema di classificazione delle attività economiche basato su criteri di ecosostenibilità al fine di indirizzare gli investimenti produttivi. Un'attività economica è sostenibile ovvero "allineata" alla Tassonomia se rispetta le seguenti condizioni: i) contribuisce in modo sostanziale a uno o più dei sei obiettivi ambientali dell'UE; ii) non arreca un danno significativo ad alcuno degli altri obiettivi, principio del "do no significant harm" - DNSH; iii) è svolta nel rispetto delle garanzie minime di salvaguardia che sono costituite dalle procedure adottate dalle imprese per la responsabile conduzione del business. Eni ha verificato l'ammissibilità delle attività economiche condotte dal Gruppo rispetto agli obiettivi di sostenibilità dell'UE regolati dalla Commissione attraverso il riscontro con gli Atti delegati, di seguito indicati:

- per gli obiettivi di mitigazione dei cambiamenti climatici e di adattamento ai cambiamenti climatici, l'Atto Delegato sul Clima" (Regolamento Delegato UE 2021/2139 articolato in due annex) integrato dall'Atto Delegato Complementare (Regolamento UE 2022/1214) che norma le attività di produzione di energia elettrica da nucleare e gas;
- per gli obiettivi: i) uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine; ii) transizione verso un'economia circolare; iii) prevenzione e riduzione dell'inquinamento; iv) protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi, l'Atto Delegato sull'Ambiente (Regolamento Delegato UE 2023/2486 comprendente quattro Annex).

Come step successivo, il Gruppo ha valutato il grado di allineamento delle attività economiche agli obiettivi della Tassonomia attraverso la verifica del rispetto degli criteri di vaglio tecnico "Technical Screening Criteria - TSC", che sono le condizioni di performance di un'attività economica affinché contribuisca in modo sostanziale all'obiettivo e rispetti il principio del non arrecare danno significativo agli altri obiettivi. Inoltre, è stata verificata per ciascuna attività in ambito il rispetto della clausola di salvaguardia. Sono state individuate le attività economiche del Gruppo in grado di contribuire in modo sostanziale all'obiettivo della mitigazione dei cambiamenti climatici. Il Gruppo non produce prodotti o servizi per l'adattamento ai cambiamenti climatici, mentre le attività che contribuiscono agli obiettivi ambientali, in considerazione del ridotto numero di attività ammissibili e della selettività dei TSC, sono poco significative nel bilancio consolidato Eni. Sulla base dei criteri di reporting normati dalla Commissione mediante l'atto delegato UE 2021/2178, sono stati calcolati gli indicatori fondamentali di prestazione "KPI - Key performance indicator" delle attività del Gruppo Eni allineate alla Tassonomia per il 2025 e il relativo periodo di confronto.

OBBLIGHI DI REPORTING

Con Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 la Commissione ha definito il contenuto e le modalità di presentazione dei tre indicatori di performance ("KPI") relativi alla quota di ricavi, costi operativi ("opex") e investimenti ("capex") associati alle attività economiche allineate sul totale delle tre voci a livello di bilancio consolidato, delle informazioni di commento, nonché i reporting template. Si rileva che il perimetro relativo agli investimenti (capex) riguarda anche investimenti indiretti.

TASSONOMIA EUROPEA: TABELLA DI SINTESI DEGLI INDICATORI FONDAMENTALI DI PRESTAZIONE (KPI) DELLE IMPRESE NON FINANZIARIE

GRUPPO ENI - ANNO 2025	FATTURATO		SPESE IN CONTO CAPITALE		SPESE OPERATIVE	
	valore ass. in € mln	quota %	valore ass. in € mln	quota %	valore ass. in € mln	quota %
A. ATTIVITA' AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA						
A.1. ATTIVITA' ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)	**1.231**	**1,5%**	**1.270**	**10,8%**	**374**	**9,0%**
A.2. ATTIVITA' AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITA' NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)	4.170	5,1%	348	3,0%	362	8,7%
TOTALE A.1 + A.2	5.401	6,6%	1.618	13,8%	736	17,8%
B. ATTIVITA' NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA	76.750	93,4%	10.132	86,2%	3.406	82,2%
TOTALE A+B	**82.151**	**100,0%**	**11.750**	**100,0%**	**4.142**	**100,0%**

Di seguito il break-down dei KPI consolidati per le principali attività "allineate" con il relativo comparative period.

QUADRO RIEPILOGATIVO KPI TASSONOMIA 2025 CONFRONTO 2024

(€ mln)	Fatturato		Spese in conto capitale (Capex)		Spese operative (Opex)	
	2025	2024	**2025**	2024	**2025**	2024
3.17 Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	**195**	230	**4**	4	**40**	38
4.1 Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	**79**	80	**339**	529	**34**	28
4.3 Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	**159**	159	**19**	48	**52**	46
4.8 Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	**38**	40	**46**	7	**11**	10
4.10 Accumulo di energia elettrica	**2**	1	**23**	98	**2**	1
4.13 Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	**751**	297	**355**	300	**232**	157
5.12 Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO_2	**3**		**387**	146	**2**	
6.15 Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio			**81**	82		
Altre	**4**	5	**16**	8	**1**	2
Totale allineato	**1.231**	**812**	**1.270**	**1.222**	**374**	**282**
Consolidato	**82.151**	**88.797**	**11.750**	**15.502**	**4.142**	**4.309**
KPI Tassonomia	**1,5%**	**0,9%**	**10,8%**	**7,9%**	**9,0%**	**6,5%**

All' interno del Capitolo Principi e criteri metodologici sono pubblicate le informazioni e i modelli di reporting previsti dal reg. 2021/2178 e successive modifiche e integrazioni.

I diritti umani per Eni

IN QUESTO CAPITOLO:

Forza lavoro di Eni (S1)
Salute e Sicurezza delle persone (Entity Specific; S1; S2)
Lavoratori nella catena del valore di Eni (S2)
Comunità locali (S3)
Clienti e Consumatori (S4)

Al fine di inquadrare l'impegno di Eni sugli aspetti sociali e sul rispetto dei diritti umani, nonché esporre alcuni aspetti comuni a tutti gli standard sociali, la trattazione dei singoli temi sociali richiesti dagli ESRS è anticipata da questo capitolo introduttivo relativo al sistema di gestione dei diritti umani.

POLITICHE *[TAS; ESRS 2 MDR-P; S1-1; S2-1; S3-1; S4-1]*

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Impegno al rispetto della dignità delle persone e dei Diritti Umani, richiedendo lo stesso impegno a tutti i partner. • Impegno ad assicurare un ambiente di lavoro inclusivo che valorizzi l'unicità e la diversità quali risorse fondamentali per lo sviluppo dell'umanità.
Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni[a]	• Processo di due diligence sui diritti umani, che riflette gli standard internazionali in materia[b], in cui viene esplicitato l'impegno prioritario di Eni sui c.d. Salient Human Rights Issue. • Impegno al rispetto e applicazione dei principi previsti dalla Dichiarazione Tripartita dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL) sulle imprese multinazionali e la politica sociale che include i diritti fondamentali sul lavoro, nonché i diritti previsti dagli strumenti internazionali del lavoro per la promozione di condizioni di lavoro dignitose. • Nei casi di potenziale divergenza fra standard locali e internazionali, ricerca di soluzioni che consentano comportamenti fondati sugli standard internazionali pur nella considerazione dei principi locali e assicurata l'analisi e la valutazione dei rischi connessi alle possibili violazioni, al fine di monitorarne il livello di rischio e verificare l'efficacia delle azioni gestionali individuate. • Modalità di coinvolgimento degli stakeholder durante tutte le fasi del processo di due diligence sui diritti umani, in una prospettiva di collaborazione attiva, e meccanismi di reclamo e altri canali di segnalazione, sia a livello centrale che di sito operativo. • Presidi contrattuali ("Responsible contracting"), di compliance in materia diritti umani coerenti con le disposizioni normative in materia, ivi incluse previsioni specifiche sul rispetto dei diritti dei lavoratori. • Impegno a promuovere il rispetto dei diritti umani nell'ambito di attività affidate a - o condotte con - i partner e da parte degli stakeholder. • Impegno a rispettare l'età minima di accesso al lavoro e le misure previste dalla normativa internazionale e nazionale applicabile in materia di lavoro infantile e minorile ed il rifiuto di qualsiasi forma di lavoro forzato o obbligatorio, nonché di qualsiasi pratica di sfruttamento lavorativo, tra cui la tratta di esseri umani, la limitazione della libertà di movimento e il sequestro dei documenti di identità.
Codice di Condotta fornitori	• Impegno da parte dei fornitori al rispetto dei diritti umani, i cui principi di riferimento sono contenuti nel Codice Etico Eni e nella Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni, e impegno a promuoverne l'adozione presso le proprie persone e la catena di fornitura.
Corpo Normativo Interno	• Principali ruoli e responsabilità dei soggetti coinvolti nel modello di gestione dei diritti umani.

a) I principi riportati in questa sezione si riferiscono alle 4 le categorie di stakeholder richieste dagli standard ESRS: lavoratori propri, lavoratori nella catena del valore, comunità e clienti e consumatori; per questa ragione tali principi sono stati trattati in questa sezione in modo trasversale.
b) Fra cui in particolare i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e le Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali.

L'APPROCCIO DI ENI SUI DIRITTI UMANI *[TAS]*

La tematica dei diritti umani è oggetto di attenzione da parte del CdA di Eni, che nel 2023 ha approvato la Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni e la Policy ECG Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro, e in particolare, dal Comitato Sostenibilità e Scenari, al quale vengono presentati annualmente i principali aggiornamenti apportati al sistema di gestione dei diritti umani e le attività condotte. Anche nel 2025 Eni ha proseguito nell'attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi specifici ai diversi livelli manageriali. Inoltre, ha continuato a promuovere la sensibilizzazione e la formazione attraverso corsi rivolti al personale Eni, interventi formativi ad hoc su temi e ambiti specifici, svolti anche presso le consociate del Gruppo, e workshop pratici dedicati ai fornitori sui temi della sicurezza e dei diritti umani.

FORMAZIONE SUI DIRITTI UMANI	Unità di misura	2025	2024
Ore dedicate a formazione sui diritti umani [a]	(ore)	1.544	955
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani [b]	(%)	76	78

(a) Nel 2025, come per il 2024, risulta una fruizione contenuta in relazione al fatto che non si è trattato di un anno caratterizzato da campagne massive.
(b) L'indicatore è calcolato come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.

LA DUE DILIGENCE SUI DIRITTI UMANI *[TAS; S1-4; S2-4; S3-4; S4-4]*

Il percorso intrapreso negli ultimi anni per la diffusione e il consolidamento della cultura del rispetto dei diritti umani ha rafforzato le attività di due diligence in materia, così come delineate dalla Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni e ha definito una responsabilità condivisa tra più funzioni, quali sostenibilità, compliance integrata, risorse umane, procurement e security, per la gestione dei processi di maggior rilievo per i rischi sui diritti umani. La due diligence è un processo continuo e focalizzato sull'intero spettro delle implicazioni che le attività di Eni potrebbero avere sui diritti umani, ovvero sui c.d. "Salient Human Rights Issue"[95]. In particolare, il modello di gestione dei diritti umani adottato da Eni si caratterizza per un approccio multidisciplinare, multilivello e integrato nei processi aziendali, fondato su una logica risk-based, al fine di identificare, prevenire, mitigare e rendicontare gli impatti negativi sui diritti umani.

GOVERNANCE E COMMITMENT

I diritti umani sono incorporati nelle politiche e nei processi di governance, anche attraverso la strutturazione di adeguati presidi di formazione continua.

DUE DILIGENCE

Eni ha adottato un sistema di gestione che include un set di processi e strumenti per valutare le questioni, i rischi e gli impatti più rilevanti in materia di diritti umani.

ACCESS TO REMEDY

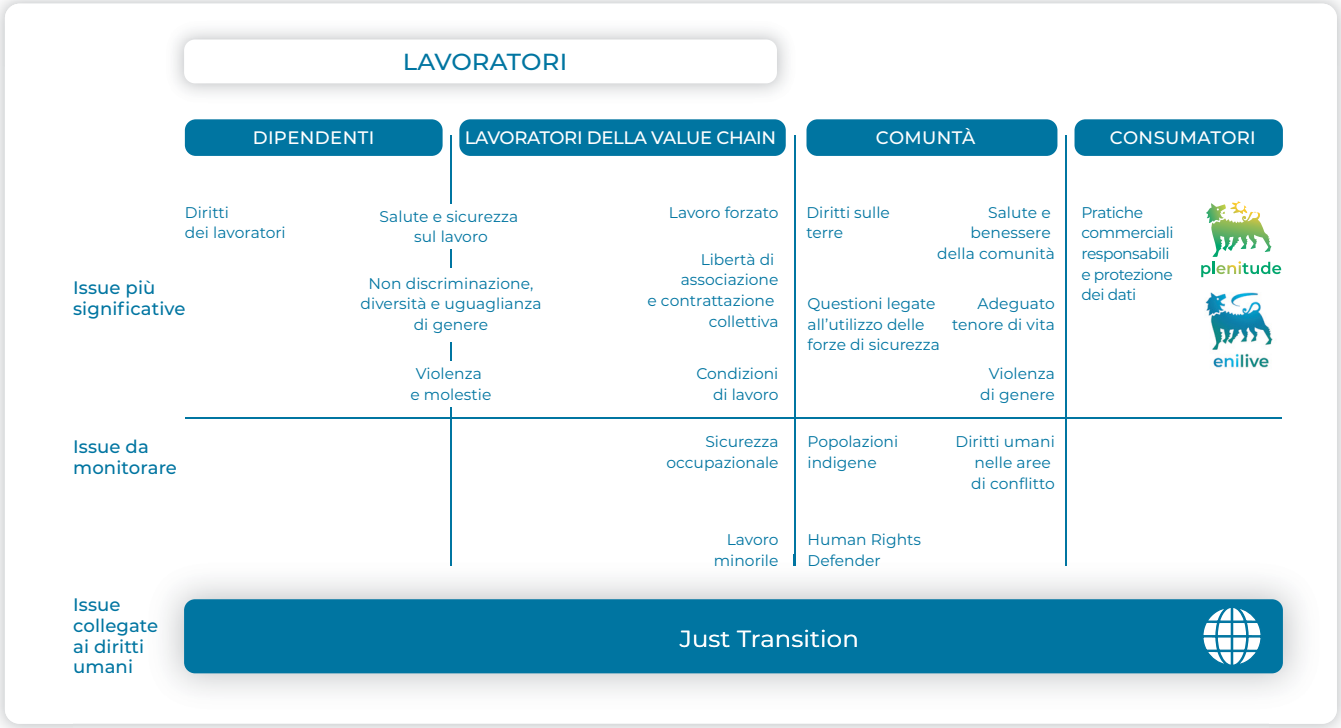
Eni assicura un'adeguata gestione dei reclami tramite "Grievance Mechanism" e il processo di whistleblowing.

Il modello di gestione dei diritti umani si fonda sull'impegno dei vertici aziendali e di tutte le strutture a garanzia dell'applicazione dei principi di tutela e rispetto dei diritti umani nonché la loro opportuna integrazione nei vari strumenti normativi a tutti i livelli. Particolare rilevanza assume l'engagement degli stakeholder, anche attraverso il costante e adeguato accesso a meccanismi di reclamo e canali di segnalazione, assieme alla presenza di specifici presidi volti ad assicurare che eventuali violazioni dei diritti umani siano tempestivamente intercettate, analizzate e gestite, con l'applicazione delle opportune misure di rimedio individuate, qualora le violazioni vengano accertate. Il modello, sviluppato secondo un approccio risk-based, si articola nelle seguenti principali fasi: i) mappatura dei Salient Human Rights Issue e svolgimento del Compliance Risk Assessment[96]; ii) identificazione e valutazione dei potenziali rischi o impatti negativi[97] sui diritti umani che attività, prodotti o servizi Eni possano causare, o contribuire a causare; iii) definizione e implementazione di adeguati presidi e di misure di prevenzione o di gestione dei rischi e degli impatti sui diritti umani[98], nonché la definizione di misure di rimedio laddove l'impatto negativo si sia verificato; iv) monitoraggio periodico o ad evento, basato su indicatori qualitativi e quantitativi; v) attività di planning e reporting volte a definire le direttrici di pianificazione e a fornire una vista di sintesi sulle attività e sulle performance in tema diritti umani. Parte integrante del modello di gestione dei diritti umani è la comunicazione dei risultati ottenuti, anche tramite il report di sostenibilità Eni for, e quello dedicato al tema dei diritti umani Eni for-Human Rights. L'approccio di Eni ai diritti umani è stato riconosciuto come particolarmente solido e strutturato dalla World Benchmarking Alliance, che ha assegnato all'azienda il primo posto nel Corporate Human Rights Benchmark[99] (CHRB).

I Salient Human Rights Issue

L'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte sui diritti umani si concentrano sui temi considerati più significativi per l'azienda alla luce delle attività di business condotte, dei contesti operativi di riferimento e dei punti di vista degli stakeholder locali e internazionali. Il set dei Salient Human Rights Issue, identificato per la prima volta nel 2017, è stato oggetto di un aggiornamento nel corso del 2024, attraverso il coinvolgimento, in workshop dedicati, di oltre cento risorse appartenenti a diverse funzioni aziendali e tramite lo svolgimento di incontri con alcuni autorevoli stakeholder (quali ad esempio: istituzioni, think tank specializzati, associazioni industriali, organizzazioni della società civile e organizzazioni non governative). A valle dell'analisi, sono state identificate 13 tematiche principali, suddivise tra lavoratori, comunità e consumatori, oltre a 5 ulteriori tematiche da monitorare poiché rilevanti in relazione a specifici segmenti di business o a particolari contesti operativi.

(95) Le questioni salienti relative ai diritti umani di un'azienda sono quelle che risaltano perché sono a rischio di subire l'impatto negativo più grave in considerazione delle attività condotte, dei contesti in cui opera, o delle relazioni commerciali dell'azienda stessa.
(96) Il Compliance Risk Assessment consiste nella rilevazione e valutazione dei rischi di compliance, ai fini della loro prioritizzazione e dell'"ottimizzazione delle relative misure di mitigazione (si veda capitolo Condotta d'impresa).
(97) I rischi correlati alla potenziale violazione dei diritti umani sono valutati sotto un duplice profilo: i) il rischio di causare (o contribuire a causare) impatti negativi, effettivi o potenziali, con riferimento agli UNGPs e alle Linee Guida OCSE; ii) il rischio di incorrere in sanzioni, perdite finanziarie rilevanti o danni di reputazione (c.d. rischio di compliance).
(98) Tali valutazioni possono essere condotte anche attraverso la realizzazione di Human Rights Impact Assessment o Human Rights Risk Analysis (approfonditi nel capitolo Comunità Locali).
(99) CHRB valuta circa 100 aziende che operano in cinque settori ad alto rischio e ne esamina le prestazioni in cinque aree di misurazione: impegni assunti a livello di policy aziendali, responsabilità a livello di consiglio di amministrazione, integrazione del rispetto dei diritti umani nella cultura aziendale e nei sistemi di gestione, due diligence in materia di diritti umani e meccanismi di rimedio e reclamo.



Per presidiare questi temi più significativi, Eni si è dotata di diversi **modelli risk-based** tra i quali, quello dedicato al **processo di gestione delle persone Eni, quello dedicato alle attività di procurement e quelli dedicati ai progetti industriali e alle attività di security**, approfonditi nei capitoli successivi. Tali modelli consentono di raccogliere informazioni sul contesto operativo, intercettare gli elementi di rischio potenziali in considerazione delle specifiche attività condotte e dei processi aziendali, e adottare adeguate misure di prevenzione e gestione in considerazione dei livelli di rischio stessi.

Accesso alle misure di rimedio e meccanismi di segnalazione e grievance *[TAS; S1-3; S1-17; S2-3; S3-3; S4-3]*

Eni si impegna ad adottare, anche in collaborazione con terze parti, misure di rimedio a fronte di eventuali impatti negativi causati, o che abbia contribuito a causare, nonché a compiere il massimo sforzo per garantire un rimedio qualora l'impatto sia direttamente collegato alle proprie attività, prodotti o servizi. A questo scopo, Eni si impegna ad esercitare la propria influenza nei confronti delle terze parti, affinché venga posto rimedio agli eventuali impatti negativi direttamente collegati alle loro attività. In linea con questo impegno e in conformità agli standard internazionali, il modello di gestione dei diritti umani di Eni si avvale di meccanismi per la ricezione di reclami, presunte violazioni dei diritti umani e preoccupazioni espresse da stakeholder, singoli individui, comunità o associazioni d'individui, con particolare attenzione alle categorie più vulnerabili. Tali strumenti consentono alla Società di intercettare, valutare e gestire e, qualora gli impatti siano accertati, porre in essere le opportune misure di rimedio in maniera tempestiva. In particolare, sono a disposizione degli stakeholder due strumenti specifici cui ricorrere in caso di presunta violazione dei diritti umani: i) il **Grievance Mechanism**, ossia il processo di invio, gestione e risoluzione delle istanze o lamentele, in cui i grievance riferiti ai diritti umani classificati come "rilevanti" prevedono uno specifico iter di analisi e risposta (si veda Comunità Locali); ii) le **segnalazioni** costituite dalla possibilità, per chiunque, dipendenti o soggetti terzi, di segnalare, in forma confidenziale o anonima, presunte violazioni relative al Sistema di Controllo Interno o al Codice Etico. Relativamente ad entrambi i meccanismi, Eni proibisce e si impegna ad impedire qualsiasi forma di ritorsione nei confronti di lavoratori o altri stakeholder che abbiano segnalato criticità in materia di diritti umani, né tollera o favorisce minacce, intimidazioni, ritorsioni e attacchi (fisici o legali) contro gli human rights defender e altri stakeholder (si veda Condotta d'Impresa). Per quanto concerne le segnalazioni[100], nell'anno è stata completata l'istruttoria su 40 fascicoli afferenti ai diritti umani, principalmente relativi a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza occupazionale. In particolare, sono state verificate 68 asserzioni, per 16 delle quali sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento dei controlli in essere; ii) azioni di sensibilizzazione sulle tematiche del Codice Etico e della Policy ECG Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro; e iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili.

(100) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati.

FASCICOLI DI SEGNALAZIONE AFFERENTI AL RISPETTO DEI DIRITTI UMANI	Unità di misura	2025	2024
Totale fascicoli (asserzioni) chiusi nell'anno[a]	(numero)	40 (68)	32 (64)
di cui: da dipendenti[b]		*14*	*11*
Asserzioni fondate		16	10
Asserzioni non fondate/ non accertabili[c] /not applicable[d]		52	54
Inerenti episodi di discriminazione		7[e]	3[f]
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti al rispetto dei diritti umani relativi a potenziali impatti socio-economici sulle comunità locali		1[g]	0
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti al rispetto dei diritti umani relativi a potenziali impatti sulla salute, la sicurezza e/o l'incolumità delle comunità locali		0	1 (2)[h]

(a) L'indicatore fa riferimento ai fascicoli di segnalazioni (asserzioni) relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti ai diritti umani.
(b) Il dato è rilevato esclusivamente sulle segnalazioni non anonime.
(c) Asserzioni che non contengono elementi circostanziati, precisi e/o sufficientemente dettagliati e/o, per le quali, sulla base degli strumenti di indagine a disposizione, non è possibile confermare o escludere la fondatezza dei fatti in esse segnalati.
(d) Asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con l'oggetto di pre-contenziosi, contenziosi e indagini in corso da parte di pubbliche autorità. La valutazione è effettuata previo parere da parte della funzione affari legali o delle altre funzioni competenti.
(e) Di cui un episodio ha evidenziato elementi di fondatezza.
(f) Gli asseriti episodi di discriminazione non hanno evidenziato elementi di fondatezza.
(g) L'asserzione relative al fascicolo in oggetto non ha evidenziato elementi di fondatezza.
(h) Entrambe le asserzioni relative al fascicolo in oggetto non hanno evidenziato elementi di fondatezza.

Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali *[TAS; S1-17; S2-4; S3-4; S4-4]*

Eni coopera con altri meccanismi di rimedio non giudiziali, quali ad esempio quello previsto e disciplinato dalle Linee Guida OCSE e istituito presso i Punti di Contatto Nazionali dell'OCSE, presenti nei diversi Paesi. Eni non ostacola in alcun modo il ricorso a meccanismi giudiziari o non giudiziari, nonché a quelli istituzionali. Eni favorisce e facilita il ricorso a meccanismi giudiziari, non giudiziari e istituzionali, collaborando sempre proattivamente e mettendo a disposizione tutte le informazioni e i canali necessari per un loro efficace svolgimento. Nel 2025 Eni e le sue controllate non hanno rilevato casi di Severe human rights incidents[101] e ricevuto alcuna condanna passata in giudicato per violazioni di leggi, regolamenti o altri istituti normativi in materia di diritti umani.

(101) Severe human right incidents: gli incidenti gravi in materia di diritti umani, trattati nei vari capitoli sociali, sono stati calcolati sulla base dei casi individuati nel 2025 attraverso grievance mechanism, segnalazioni whistleblowing e procedimenti giudiziali pendenti. Sono stati considerati i casi attendibili di lavoro forzato, tratta di esseri umani, lavoro minorile. Non sono pervenuti grievance o segnalazioni rilevanti e attendibili in ambito di comunità locali o consumatori finali. Ai fini di un progressivo miglioramento della qualità e della completezza del dato, per i prossimi anni si valuterà l'opportunità di estendere il perimetro di riferimento.

FORZA LAVORO DI ENI [ESRS S1]

POLITICHE [ESRS 2 MDR-P; S1-1]

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Impegno a promuovere una cultura basata sulla diffusione delle conoscenze, che valorizzi i comportamenti, i contributi e le competenze di ognuno, a tutti i livelli. • Centralità delle diversità e di una cultura della pluralità, con l'impegno a creare un ambiente di lavoro inclusivo che rispetti la dignità di ognuno. • Impegno alla tutela del diritto alla privacy[a] delle proprie persone, trattando i dati personali e le informazioni riservate nel rispetto delle leggi e delle migliori prassi applicabili.
Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni	• Formazione come leva fondamentale per lo sviluppo delle capacità e delle competenze dei dipendenti e come elemento strategico per il raggiungimento degli obiettivi di business. • Divieto di qualsiasi forma di discriminazione, distinzione, esclusione o preferenza fondata su elementi identificativi della persona, non collegati ai requisiti necessari all'esecuzione del lavoro. • Impegno a realizzare la parità di retribuzione tra lavoratrici e lavoratori per un lavoro di uguale valore, sulla base di criteri oggettivi. • Impegno a garantire il "work-life balance" e il benessere organizzativo, promuovendo il sostegno alla genitorialità, tutelando la maternità e garantendo il diritto alla non discriminazione delle persone con responsabilità famigliari. • Diritto dei lavoratori e dei datori di lavoro di costituire delle organizzazioni sindacali, nonché diritto alla contrattazione collettiva.
Policy ECG Diversity & Inclusion	• Impegno a scongiurare episodi di discriminazione in relazione a: colore, sesso, religione, origine etnica, opinione politica, origine sociale o ascendenza nazionale, condizioni di disabilità, identità di genere, orientamento sessuale, status sociale, età o qualsiasi altra forma di diversità contemplata dal diritto internazionale. • Promozione della parità di genere ed empowerment femminile sul lavoro, nelle pratiche di business e nei rapporti con le comunità dei Paesi in cui Eni opera. • Impegno a garantire un ambiente di lavoro fisicamente e socialmente equo e che favorisca il pari accesso alle risorse e alle opportunità aziendali mediante la rimozione degli ostacoli culturali, organizzativi e materiali che limitano la libertà d'espressione delle persone e la loro completa valorizzazione.
Policy ECG Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro	• Divieto, senza alcuna eccezione, di ogni forma di violenza e molestie sul lavoro all'interno della società.
Corpo Normativo Interno	• Modalità di gestione legate alla forza lavoro.

(a) Per le azioni di Eni sul tema privacy si veda ▶ Fattori di rischio/Rischi connessi alla normativa in materia di protezione dei dati Personali.

TARGET E IMPEGNI [ESRS 2 MDR-T; S1-5]

I target e gli impegni di Eni legati al Capitale Umano vengono definiti sulla base dell'evoluzione dell'assetto delle risorse e in coerenza con la strategia di transizione energetica di medio-lungo termine considerando i trend storici e le previsioni di evoluzione dei piani occupazionali, con costante monitoraggio e aggiornamento dei risultati e dei target da raggiungere. In particolare, le attività di monitoraggio sono svolte trimestralmente attraverso una reportistica standard verso i responsabili del personale dei diversi business, attivando conseguentemente il processo di definizione e implementazione delle eventuali azioni correttive. I principali dati occupazionali e relativi trend sono, inoltre, condivisi anche con i rappresentanti dei lavoratori in occasione del Comitato Aziendale Europeo e del Global Framework Agreement, al fine di presentarne e commentarne gli sviluppi. Inoltre, sempre su base trimestrale viene svolta la valutazione e il monitoraggio degli indicatori sottostanti i target, per verificare che gli andamenti siano in linea con i piani di sviluppo, segnalare eventuali criticità e impostare eventuali azioni correttive, ove necessario.

Target	Al	Performance al 2025 vs baseline		Anno base e relativo valore di riferimento	Note (Scopo, metodologia, evidenze)
+4 p.p. della popolazione femminile	2030	*+4 p.p. (28,6%)*	●	2020: 24,6%	Target relativo Perimetro: consolidate integrali
+3,8 p.p. personale femminile in posizioni di responsabilità (Dirigenti e Quadri)	2030	*+4,2 p.p. (30,8%)*	●	2020: 26,6%	Target relativo Perimetro: consolidate integrali
+2 p.p. presenza dipendenti non italiani in posizione di responsabilità	2030	*-1,9 p.p. (16,7%)*	●	2020: 18,6%	Target relativo Perimetro: consolidate integrali
+6,5 p.p. popolazione under 30	2030	*+2,8 p.p. (9,4%)*	●	2020: 6,6%	Target relativo Perimetro: consolidate integrali
+10% ore di formazione[a]	2029	*+3% vs 2024*	●	2025: 1.058.622	Target relativo Perimetro: consolidate integrali

a) La riduzione del target dal 15% al 10% risente delle iniziative di recupero dei costi, avviate negli anni precedenti.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI *[ESRS 2 SBM-3; S1 SBM-3]*

Impatti materiali

Eni pone il capitale umano[102] al centro della propria strategia[103], supportando lo **sviluppo delle competenze dei dipendenti** ai fini della crescita professionale e promuovendo il **benessere dei lavoratori tramite iniziative di welfare**. Al contempo, al fine di presidiare i potenziali impatti negativi che le proprie attività possono produrre sui lavoratori, Eni pone particolare attenzione al costante **rispetto dei diritti umani in materia di lavoro** (ad esempio orario di lavoro, salari adeguati, libertà di associazione e contrattazione collettiva e sicurezza in materia di occupazione); inoltre, particolare rilevanza è attribuita **al principio di non discriminazione**, al rispetto della **parità di trattamento e opportunità** (nelle fasi di assunzione, formazione, percorso professionale e progressione di carriera) e alla **prevenzione della violenza e delle molestie** di natura fisica, psicologica o verbale, incluse quelle di genere. Il settore energetico presenta, infatti, condizioni di lavoro spesso complesse, caratterizzate da turni di lavoro notturni e prolungati, necessari a garantire la continuità operativa. Le attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono spesso effettuate lontano dalle aree popolate, ricorrendo ad accordi di rotazione del personale tra periodi di più giorni o più settimane. Inoltre, sebbene tradizionalmente i lavoratori del settore siano rappresentati da sindacati e coperti da accordi di contrattazione collettiva, alcune risorse operano in Paesi in cui questi diritti sono limitati e pertanto maggiormente esposti a rischi di intimidazioni o trattamenti iniqui. Le condizioni, i luoghi di lavoro, le competenze e le tipologie di mansioni svolte nell'ambito delle attività del settore, unite alla prevalenza di determinate categorie di lavoratori (ad esempio di sesso maschile), potrebbero essere causa di potenziali condizioni di discriminazione riguardanti etnia, genere, orientamento sessuale, disabilità, religione, nazionalità e status dei lavoratori. Infine, un possibile impatto sulla forza lavoro potrebbe derivare dal **riassetto industriale necessario ai fini del percorso di decarbonizzazione**, che porterà alla trasformazione di alcuni siti produttivi, come per esempio la chimica di base e la raffinazione tradizionale.

Rischi ed opportunità materiali

L'evoluzione prevista delle attività di business e del mercato del lavoro, i nuovi indirizzi strategici e le sfide poste dai cambiamenti tecnologici comportano un significativo impegno per accrescere nel tempo il valore del capitale umano attraverso iniziative di upskilling e reskilling, volte ad arricchire o a riorientare il set di competenze e ad attrarre talenti, sfruttando l'**opportunità data dalle nuove competenze presenti sul mercato al fine di sviluppare tecnologie e business emergenti**. Per i rischi materiali relativi alla forza lavoro propria si veda il capitolo Salute e Sicurezza, mentre per la potenziale perdita di riservatezza di informazioni riservate relativa al rischio di Cybersecurity, si rimanda al capitolo Cybersecurity.

COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI[104] *[S1 SMB-2; S1-2; S1-3; S1-8]*

Relazioni industriali

Un ruolo centrale nella costruzione della relazione con i lavoratori e nella tutela dei loro diritti è svolto dal modello di relazioni industriali di Eni, gestito dalla funzione dedicata. In ambito nazionale, Eni coinvolge i propri lavoratori attraverso: i) gli incontri previsti dal Protocollo di Relazioni Industriali INSIEME[105], come ad esempio quelli del Comitato Strategico che, con cadenza semestrale o quando necessario, affronta tematiche quali cessioni di rami d'azienda, razionalizzazione degli organici e ricambio generazionale, riconversione di siti produttivi e revisioni organizzative rilevanti, oltre che tematiche relative alla transizione sostenibile; ii) le commissioni bilaterali previste dagli accordi sindacali, come ad esempio la Commissione Bilaterale sul Lavoro Agile che verifica l'applicazione dell'accordo sul Lavoro Agile, analizzandone gli impatti sull'organizzazione del lavoro, gestendo criticità locali e riportando periodicamente i risultati alle parti firmatarie. In ambito internazionale Eni ha istituito, già dal 1995, il proprio Comitato Aziendale Europeo[106] (CAE) che, nel perimetro dello Spazio Economico Europeo, si concentra principalmente sull'informazione legata a tematiche relative a programmi di attività/investimenti/acquisizioni o cessioni di business, prospettive occupazionali, salute e sicurezza sul lavoro, percorso di transizione energetica e sostenibilità; ne fanno parte rappresentanti dei lavoratori Eni italiani ed europei, rappresentanti delle organizzazioni sindacali italiane, e un rappresentante del sindacato europeo IndustriAll Europe. Ulteriore strumento europeo è l'Osservatorio Europeo per la Salute, Sicurezza ed Ambiente dei Lavoratori, dove vengono condivisi dati e strumenti di analisi e gestionali relativi a: infortuni, incidenti e malattie professionali, evoluzione normativa, aspetti ambientali e sanitari, presidio

(102) Rappresentato da tutti i dipendenti diretti operanti in Italia e all'estero. Nei dipendenti diretti non sono inclusi i contrattisti che sono invece considerati, come lavoratori della catena del valore.
(103) Per approfondimenti su come gli impatti relativi ai lavoratori propri siano connessi e tenuti in considerazione nella definizione della strategia e business model aziendali, si veda il capitolo Attività di stakeholder engagement.
(104) Si veda per approfondimenti il capitolo Attività di stakeholder engagement.
(105) Sottoscritto da Eni e dalle organizzazioni sindacali, sancisce la nascita di un nuovo modello di relazioni industriali, a supporto del percorso di transizione energetica, per accompagnare efficacemente i processi di trasformazione e per condividere un patto generazionale che consenta il rinnovamento e l'aggiornamento delle competenze professionali e la costruzione, insieme agli stakeholder, di un quadro normativo chiaro, favorevole agli investimenti e in grado di combinare la sostenibilità economico-finanziaria con quella ambientale e sociale.
(106) Organismo rappresentante dei lavoratori previsto dalla direttiva europea 94/45/CE, che favorisce l'informazione e la consultazione transnazionale dei lavoratori nelle imprese e nei gruppi di dimensioni comunitarie.

dei temi climatici ed efficienza energetica. Sono previsti una riunione annuale del CAE e dell'Osservatorio Europeo per la Salute, Sicurezza ed Ambiente dei Lavoratori e almeno tre incontri annuali del Comitato ristretto del CAE con le funzioni competenti di Eni. Infine, a gennaio 2026 è stato sottoscritto il nuovo Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali Internazionali, la Responsabilità Sociale dell'Impresa e per una Just Transition (GFA), che coinvolge annualmente i delegati dei lavoratori Eni internazionali ed europei, i rappresentanti delle organizzazioni sindacali italiane ed un rappresentante del sindacato globale IndustriALL Global Union. Il nuovo GFA si inserisce in un percorso di impegno concreto di Eni per orientare gli indirizzi di sostenibilità, per definire le strategie basate sui principi di integrità e trasparenza, per favorire la lotta alla corruzione, il rispetto dei diritti umani, del lavoro, della salute e della sicurezza delle persone e per la tutela dell'ambiente e dello sviluppo sostenibile. Per ogni incontro viene condivisa documentazione di dettaglio e a valle viene redatto un verbale, sottoscritto da entrambe le parti, con quanto concordato e discusso.

Meccanismi di segnalazione e processi di rimedio

In linea con gli impegni assunti e in conformità agli standard internazionali, Eni si è dotata di meccanismi di ricezione di reclami e segnalazioni cui è possibile ricorrere in caso di presunta violazione[107] dei diritti umani e attivare conseguentemente un processo di rimedio. Tali meccanismi sono approfonditi nel capitolo I Diritti Umani per Eni.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A; S1-4]*

Di seguito sono rappresentate le azioni poste in essere da Eni sulla base degli impatti, rischi e opportunità materiali identificate, suddivise per: i) **Modello di gestione dei diritti umani di Eni**; ii) **Equità retributiva**; iii) **Worklife balance e welfare**; iv) **Diversity & Inclusion**; v) **Valorizzazione delle persone e feedback**; vi) **Formazione e sviluppo delle competenze**.

Modello di gestione dei diritti umani di Eni

A partire dal 2020 Eni ha introdotto un modello **risk-based** per la valutazione del presidio dei diritti umani sul luogo di lavoro finalizzato a segmentare le società del Gruppo in base a parametri quantitativi e qualitativi che colgono le caratteristiche e i rischi specifici del Paese/contesto operativo, e che sono legati al processo di gestione delle risorse umane (tra cui il contrasto a ogni forma di discriminazione, la parità di genere, le condizioni di lavoro e la libertà di associazione e contrattazione collettiva). Questo approccio identifica le eventuali aree di rischio o di miglioramento, per le quali definire delle azioni specifiche da monitorare nel tempo. Il modello di valutazione del presidio diritti umani sul posto di lavoro viene aggiornato anche in relazione a cambiamenti nel contesto normativo esterno e interno Eni di riferimento, in ottica di miglioramento continuo. Le azioni di mitigazione individuate a seguito dell'applicazione del modello sono quindi divulgate a tutte le società di Eni. Con riferimento agli impatti, nel 2025 a seguito di casi accertati di violenza e molestie di natura fisica, psicologica o verbale (rilevati mediante canale di whistleblowing), Eni è intervenuta, con provvedimenti disciplinari modulati in relazione ai comportamenti fino ad arrivare a licenziamento e sospensioni dal lavoro nei confronti degli autori delle molestie nei casi più gravi. Inoltre è intervenuta con azioni di sensibilizzazione sulle tematiche del Codice Etico e della Policy Zero Tolerance e azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento dei controlli in essere.

Equità retributiva

Eni si impegna a promuovere condizioni di lavoro in linea con gli obiettivi delle Nazioni Unite in materia di: miglioramento salariale, riduzione delle disuguaglianze di reddito, promozione di opportunità di lavoro dignitose, uguaglianza di genere, generazionale ed etnica secondo il principio della "pari retribuzione a parità di lavoro". In particolare, Eni applica a tutte le proprie persone un sistema retributivo integrato a livello globale, coerente con i mercati di riferimento e collegato alle performance aziendali e individuali, nel rispetto delle legislazioni locali. Il sistema definisce i livelli salariali adottando come riferimento la mediana di mercato, così da garantire retribuzioni eque e competitive, adeguate al ruolo e alle competenze maturate. Le retribuzioni risultano sempre in grado di assicurare un tenore di vita dignitoso, superiore ai livelli di mera sussistenza, ai minimi di legge o contrattuali vigenti, nonché ai minimi retributivi di mercato. Inoltre, nell'ambito delle politiche retributive, Eni sta attuando un Piano di Azionariato Diffuso per il triennio 2024-2026, rivolto alla generalità dei dipendenti Eni in Italia e all'estero, che ha previsto l'assegnazione totalmente gratuita di azioni nel 2024 e 2025 e una modalità di coinvestimento nel 2026, con la finalità di rafforzare il senso di appartenenza all'azienda delle persone Eni e la loro partecipazione alla crescita del valore aziendale. Infine, in relazione al recepimento della direttiva europea 2023/970 sulla trasparenza retributiva, nel 2025 è stato avviato un progetto finalizzato alla verifica e al miglioramento delle politiche e dei processi aziendali, quale ulteriore garanzia della parità di genere nonché dell'equità e della trasparenza retributiva.

(107) Eventuali casi di violazione dei diritti umani accertati sono approfonditi nei capitoli Azioni intraprese sugli IRO materiali in cui, in caso di accertamento di violazione, vengono descritte le relative azioni di rimedio intraprese.

Work-life balance e Welfare

Eni si è dotata di un sistema di welfare aziendale e benefit che comprende un insieme di servizi, iniziative e strumenti volti a migliorare il benessere dei dipendenti, tra cui:

- modello di **Smart Working** (SW) Eni: l'accordo, sottoscritto ad ottobre 2021, prevede per tutti i dipendenti in Italia con mansioni compatibili con il lavoro agile 8 gg/mese per le sedi uffici, 4 gg/mese per i siti operativi e 12 gg/mese per Plenitude e Eni progetti, oltre che numerose opzioni Welfare a sostegno della genitorialità, disabilità, salute delle persone o dei loro famigliari conviventi. Il modello di SW è stato progressivamente adottato anche in altri Paesi, in coerenza con le normative locali. Da giugno 2025 è attivo il nuovo modello di SW che ha introdotto ulteriori novità per offrire più flessibilità, inclusività e un migliore equilibrio tra vita privata e lavoro (pacchetto welfare aggiuntivo, possibilità di effettuare la prestazione in SW anche all'estero, ulteriori estensioni delle opzioni di SW per rispondere a esigenze di genitorialità e salute);
- **iniziative a supporto della genitorialità:** in tutti i Paesi di presenza, Eni riconosce alle proprie persone condizioni non inferiori a quelle previste dalla normativa internazionale in materia di maternità e paternità. In aggiunta Eni garantisce: 14 settimane minime di congedo per il primary carer come da convenzione ILO e il pagamento di un'indennità pari al 100% della retribuzione percepita nel periodo antecedente, 20 giorni lavorativi retribuiti al 100% per il secondo genitore. Sono promosse anche misure aggiuntive di agevolazione della genitorialità. Nel 2025 sono state consolidate le linee di servizio in ambito genitorialità, introdotte dalla definizione del Protocollo Noi sottoscritto con le organizzazioni sindacali nel 2024; in particolare, come forma di sostegno al reddito, è stato confermato il contributo per il rimborso delle spese sostenute per le rette dell'asilo nido e per il servizio di babysitting. Nel 2025 Eni ha aderito al progetto interaziendale "Cresciamo il Futuro" in collaborazione con il Ministero del Lavoro e delle politiche sociali, volto a promuovere il sostegno alla famiglia, attraverso la messa a disposizione dei figli dei dipendenti delle aziende promotrici di una rete di nidi aziendali diffusi;
- **servizi di welfare:** Eni offre un piano di iniziative che risponde a bisogni riguardanti l'ambito familiare (dai servizi ricreativi ed educativi per i figli, a quelli di assistenza per i famigliari non autosufficienti), la promozione della salute e il benessere psicofisico (iniziative di prevenzione dedicate, sportello psicologico e disponibilità di strutture sportive convenzionate) ed interventi di supporto al reddito (prestiti agevolati, previdenza complementare e assistenza sanitaria integrativa). In particolare, nel 2025 è stata messa a disposizione una nuova piattaforma che raccoglie un panel di convenzioni a sconto);
- **Iniziative di volontariato d'impresa:** i dipendenti di Eni e delle società controllate possono utilizzare fino ad un massimo di due giornate nel corso dell'anno per iniziative di volontariato sia attraverso l'adesione alle iniziative proposte da Eni attraverso accordi di collaborazione con enti del terzo settore, sia attraverso l'individuazione autonoma da parte dei dipendenti di enti del terzo presso cui svolgere le attività di volontariato.

Diversity & Inclusion

L'approccio di Eni alla Diversity & Inclusion (D&I) è basato sui principi fondamentali di non discriminazione, pari opportunità e inclusione di tutte le forme di diversità, nonché di integrazione e di bilanciamento tra vita privata-lavoro. Tutte le iniziative sono coordinate da una funzione aziendale dedicata alle tematiche di D&I. Nel contesto globale che caratterizza Eni, la valorizzazione delle unicità delle persone non è solo un principio etico, ma una vera e propria leva strategica per la crescita e l'innovazione verso il nuovo modello di sviluppo aziendale. Nel 2025 Eni ha intrapreso un'attività di revisione del proprio framework D&I nell'ottica di adeguare le iniziative all'attuale contesto: a partire da una fase di internal assessment attraverso l'ascolto del top management ed un'attività di benchmarking esterno, sono state identificate le aree di lavoro che caratterizzeranno le iniziative D&I a partire dal 2026. Nell'ambito della D&I, nel corso del 2025, le azioni si sono concentrate su:

- **Ascolto**: le iniziative di ascolto, rivolte a tutte le persone Eni, sono un elemento chiave della strategia D&I e vengono portate avanti ogni anno coinvolgendo le realtà estere e società del gruppo. Nel 2025, attraverso la metodologia del design thinking, si è lavorato sulle tematiche della disabilità e intergenerazionalità. Inoltre, a fine 2025 sono stati creati i primi Employee Resource Group, ossia gruppi di lavoro composti dai dipendenti di Eni dedicati alla parità di genere e all'intercultura, che consentiranno l'identificazione di iniziative anche a livello locale;
- **Formazione**: la formazione D&I si è arricchita con percorsi dedicati alla Leadership e al linguaggio inclusivo, l'aggiornamento del corso dedicato alle persone che affrontano una esperienza lavorativa all'estero e un corso dedicato al tema della genitorialità con un self assessment di valorizzazione delle competenze per le colleghe al rientro dal periodo di maternità;
- **Comunicazione e sensibilizzazione**: le iniziative sono state sviluppate durante l'anno affrontando i target di diversità attraverso il parallelismo con lo sport. Nelle realtà estere sono stati inoltre organizzati dei workshop dedicati alla D&I che hanno coinvolto le persone a livello locale sulle tematiche specifiche del Paese con particolare focus sull'interculturalità e sulle donne;

- **Empowerment Femminile**: l'impegno è proseguito seguendo più direttrici. Nel 2025 Eni ha implementato il sistema di gestione per la parità di genere, secondo la norma UNI/PdR 125:2022, e ha ottenuto la relativa certificazione per Eni SpA Italia confermando l'impegno dell'azienda nel promuovere un modello organizzativo fondato su inclusione e valorizzazione delle persone, in coerenza con gli indirizzi strategici di Eni. Il percorso intrapreso ha consentito una formalizzazione e migliore gestione delle tematiche relative alla parità di genere e l'identificazione di azioni di miglioramento, inserite in un piano approvato dal Comitato per la parità di genere costituito nell'anno. Sono inoltre proseguite azioni per attrarre talenti femminili, attraverso iniziative di orientamento per gli studenti verso le materie STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics) e nel settore dell'energia. È proseguita la collaborazione con Valore D[108] e, in ambito procurement, con Open-es per la diffusione delle strategie D&I nella filiera di fornitura con un focus sulle PMI. Nel primo semestre del 2025 si è lavorato alla progettazione e realizzazione del progetto denominato WIP (Women in power) finalizzato a promuovere l'empowerment femminile. L'iniziativa ha coinvolto 37 colleghe (che si aggiungono alle 17 dell'edizione svolta nel 2024), i loro responsabili e le strutture HR di riferimento ed è stata caratterizzata da una parte formativa e dalla definizione di un piano di azione specifico per ciascuna delle partecipanti. Infine, è stata rinnovata la partnership con Woman X Impact, summit annuale dedicato alle tematiche relative alla gender parity, alla leadership femminile e al self branding attraverso il networking femminile.

Inoltre, nel 2024 Eni ha definito una strategia sulla **violenza di genere** e istituito un Tavolo di lavoro interfunzionale dedicato, che coinvolge numerose funzioni aziendali e società satelliti con iniziative di prevenzione e contrasto della violenza, dentro e fuori il luogo di lavoro, dirette a dipendenti e comunità locali. Nell'ambito del Tavolo di lavoro interfunzionale sulla violenza di genere, Eni ha messo a disposizione delle dipendenti vittime di violenza fuori dal luogo di lavoro delle misure di sostegno psicologico, economico e gestionale, a partire da fine gennaio 2025, e ha predisposto iniziative di sensibilizzazione sul tema, rivolte a tutta la popolazione aziendale.

Valorizzazione delle persone e feedback

Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio su cui Eni continua ad investire per assicurarne l'allineamento con le esigenze di business, in coerenza con la strategia di lungo termine. Per accrescere nel tempo il valore del capitale umano, Eni si impegna a dare priorità ai piani di re-skilling/up-skilling e sviluppo delle risorse, con l'obiettivo di sostenerne la ricollocazione in attività nuove o trasformate. Relativamente all'impatto sulla propria forza lavoro dovuto al processo di conversione industriale, Eni si impegna a perseguire: i) il processo di ricambio delle competenze per supportare la trasformazione di Eni in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione; ii) lo sviluppo del modello satellitare; iii) il recupero di efficienza organizzativa sulle funzioni trasversali di supporto; iv) il riassetto industriale dei settori di business tradizionali, anche attraverso iniziative volte a valorizzare le competenze interne disponibili con opportuni programmi di formazione e mobilità interna. Eni è, inoltre, costantemente impegnata ad attrarre le migliori professionalità, con caratteristiche distintive e orientate alle diverse esigenze delle linee di business, allineate all'evoluzione della strategia e ai fabbisogni espressi dalle diverse aree di business. Nel 2025 le principali azioni in questo ambito hanno riguardato:

- **l'aggiornamento delle competenze (soft/hard skills)** tramite iniziative per la diffusione e assimilazione nella cultura aziendale di un nuovo modello di capacità e comportamenti volti alla gestione efficace della transizione, avviando processi di revisione dei modelli professionali per favorire la crescita di professionalità più complete ed integrate, in ottica di un upskilling continuo; tra queste, si segnalano iniziative di formazione su economia circolare, decarbonizzazione ed energie rinnovabili. Nel corso del 2025 è stato inoltre progettato e realizzato, per tutta la popolazione aziendale, un corso sulle competenze di base per un utilizzo responsabile dell'Intelligenza Artificiale, in termini di sensibilizzazione su normative, regole, etica e applicazioni in azienda, sui temi della Data Literacy e sulle competenze personali necessarie per un uso consapevole della AI; il percorso formativo proseguirà anche nel 2026 con ulteriori moduli sia per accrescere le competenze trasversali della popolazione Eni, sia per sviluppare competenze specialistiche per coloro che operano maggiormente con questa tecnologia;
- la gestione delle risorse, attraverso un modello che definisce **percorsi di sviluppo diversificati**, lungo tutto il ciclo di vita aziendale, per valorizzare le diverse professionalità e i talenti in una logica inclusiva, favorendo la motivazione, il senso di appartenenza e la proattività delle persone;
- **piani di Talent Attraction,** anche verticali e legati a settori specifici, sia per profili Expert che Junior, e iniziative mirate alla preparazione di pool di persone che possano rappresentare al meglio la strategia e i business nei diversi contesti di esposizione del brand Eni (Global Ambassador Programme);
- programmi strutturati di **orientamento**, anche volti ad accompagnare le nuove generazioni verso una scelta più consapevole del percorso formativo/professionale da intraprendere;
- **la comunicazione**, in cui sono centrali le azioni di Employer Branding, attraverso campagne di recruiting sui principali canali media, digital e tradizionali.

(108) Associazione no profit di imprese che promuove l'equilibrio di genere, la valorizzazione delle diversità e la cultura inclusiva nelle organizzazioni.

Inoltre, Eni, nelle proprie procedure interne promuove e valorizza l'utilizzo in modo continuo e diffuso del feedback, che consente l'espressione di valori fondamentali della propria cultura. Un feedback puntuale, oggettivo, costruttivo e tracciato tramite sistemi aziendali contribuisce, infatti, allo sviluppo e all'engagement delle persone Eni non solo in occasione di processi istituzionali (valutazione delle performance), ma anche in modo continuativo e ogni volta che si manifesti l'esigenza di confronto e ascolto reciproco tra responsabile e collaboratore. Alla base del processo di valutazione vi sono obiettivi coerenti con la strategia Eni, sfidanti e bilanciati in relazione al ruolo assegnato. Per quanto riguarda i Dirigenti e senior manager, sono previsti obiettivi di business e comportamentali, mentre per le altre risorse sono previsti obiettivi qualitativi e quantitativi coerenti con le responsabilità ricoperte e obiettivi comportamentali, adattabili nel corso dell'anno sulla base del confronto tra responsabile e collaboratore.

Formazione e sviluppo delle competenze

Gli interventi formativi coprono a 360 gradi tutti gli aspetti di crescita tecnico-professionale, trasversale, personale, attraverso interventi di upskilling e reskilling e nell'ottimale mix tra formazione in presenza e a distanza. La formazione resta la chiave per la costruzione delle competenze del futuro negli ambiti e direzioni definite dagli obiettivi aziendali. L'efficacia dei moduli formativi viene misurata attraverso questionari finali che il dipendente compila per constatare il raggiungimento degli obiettivi formativi; in particolare, al termine dei percorsi sono generalmente presenti: i) nei percorsi di tipo tecnico specialistico un test di apprendimento di fine corso; ii) nei corsi obbligatori in ambito sicurezza prove pratiche e/o teoriche per il superamento del corso; iii) nei corsi di lingua test conclusivi per attestare il raggiungimento del livello previsto; iv) nei percorsi di tipo comportamentale questionari di autovalutazione sulle competenze acquisite. Relativamente alle spese rilevanti nel 2025 in ambito forza lavoro di Eni (escluse quelle relative al costo del lavoro esplicitate nella ▶ Nota 30 Costi della sezione Note al bilancio consolidato), si segnalano le spese totali di formazione che sono state pari a €32,1 milioni (di cui €0,27 milioni per attività di D&I) e che si prevedono, per il prossimo quinquennio, pari a €176,6 milioni, di cui €2 milioni per iniziative D&I. Per le altre spese rilevanti relative alla forza lavoro di Eni si veda il capitolo Salute e Sicurezza.

SPESE DI FORMAZIONE[a]	Unità di misura	2025	2024
Spesa media[b] per formazione e sviluppo per dipendenti full-time	(€)	1.015,8	976,2

(a) Le voci in tabella sono incluse in ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" della sezione Note al bilancio consolidato.
(b) Spesa totale di formazione divisa il numero medio di dipendenti nell'anno.

METRICHE *[ESRS 2 MDR-M; S1-6; S1-7; S1-8; S1-9; S1-10; S1-13; S1-15; S1-16]*

OCCUPAZIONE, DIVERSITY, FORMAZIONE E RELAZIONE INDUSTRIALI	Unità di misura	2025	2024
Dipendenti (head count)[a]	(numero)	31.523	31.669
Uomini		*22.495*	*22.695*
Donne		*9.028*	*8.974*
Dipendenti per area geografica			
Italia		*21.591*	*21.688*
Africa		*1.791*	*1.769*
Americhe		*1.358*	*1.328*
Asia		*2.514*	*2.515*
Australia e Oceania		*87*	*103*
Resto d'Europa		*4.182*	*4.266*
Lavoratori a tempo indeterminato		30.782	30.858
Donne		*8.812*	*8.763*
Uomini		*21.970*	*22.095*
Lavoratori a tempo determinato		741	811
Donne		*216*	*211*
Uomini		*525*	*600*
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, ecc.)		1.341	1.433
Donne		*504*	*526*
Uomini		*837*	*907*
Lavoratori full-time		31.118	31.248
Donne		*8.691*	*8.623*
Uomini		*22.427*	*22.625*
Lavoratori part-time		405	421
Donne		*337*	*351*
Uomini		*68*	*70*
Dipendenti all'estero locali	(%)	85	85
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità		16,7	17,4

OCCUPAZIONE, DIVERSITY, FORMAZIONE E RELAZIONE INDUSTRIALI	Unità di misura	2025	2024
Assunzioni da contratto a tempo indeterminato	(numero)	2.486	2.616
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		2.378	2.813
Tasso di Turnover[b]	(%)	7,5	8,8
Lavoratori non dipendenti[c]	(numero)	1.341	1.433
Dipendenti per fasce d'età			
Under 30 anni		*2.965*	*3.185*
30-50		*17.517*	*17.781*
Over 50		*11.041*	*10.703*
Dipendenti in posizione di responsabilità (Dirigenti [d])		878	926
Donne	*(numero) (%)*	*174 (19,8)*	*173 (18,7)*
Uomini		*704 (80,2)*	*753 (81,3)*
Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri, giovani laureati)[e]	(%)	92	94
Donne		*91*	*95*
Uomini		*93*	*94*
Ore di formazione totali	(ore)	1.058.622	1.027.822
Ore di formazione fruite medie per dipendente[f]		33,5	32,1
Media per donne		*27,5*	*27,1*
Media per uomini		*35,9*	*34,0*
Dipendenti che hanno diritto al congedo parentale	(%)	100	100
Dipendenti che hanno usufruito del congedo parentale		4	3
Donne		*6*	*4*
Uomini		*4*	*3*
Gender pay gap[g]		10	6,8
Total Remuneration Ratio[h]	(numero)	138	157
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva[i]	(%)	85,7	83,5
Italia		*100*	*100*
Estero		*48,3*	*40,1*
Dipendenti iscritti ai sindacati [j]		38,4	36,7

a) Il numero di dipendenti è calcolato utilizzando la metodologia dell'head count e riguarda i dipendenti attivi al 31/12/2025. I dati relativi all'occupazione differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria perché comprendono le sole società consolidate integralmente.
b) Rapporto tra il numero di dipendenti a tempo indeterminato che hanno lasciato l'azienda nell'anno (t) e il numero totale di dipendenti a ruolo tempo indeterminato dell'azienda attivi al 31/12/2024.
c) Personale somministrato in Italia e all'estero, calcolato con il metodo dell'head count. Non vi rientrano i lavoratori autonomi che, avendo alla base un contratto di fornitura di prestazioni professionali, sono compresi tra i fornitori.
d) Si fa riferimento a tutti i dipendenti dell'azienda che, per loro competenza e capacità manageriali, ricoprono ruoli di elevata responsabilità, di autonomia e di potere decisionale tale da promuovere, indirizzare e gestire il raggiungimento degli obiettivi dell'azienda.
e) La percentuale fa riferimento al numero di dipendenti a cui è stata assegnata una scheda obiettivi (con riferimento a dirigenti, quadri e giovani laureati) o coperti da review annuale (con riferimento esclusivo a dirigenti quadri e giovani laureati).
f) Ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.
g) Differenza tra la remunerazione media oraria della popolazione maschile e la remunerazione media oraria di quella femminile diviso la remunerazione media oraria della popolazione maschile; l'indicatore include benefit in kind e allowance.
h) Rapporto tra la retribuzione dell'AD/DG e la mediana dipendenti, calcolato come rapporto del dipendente più pagato dell'organizzazione e la mediana degli altri dipendenti, a livello globale, sulla remunerazione fissa e sulla remunerazione complessiva che dal 2024 include benefit in kind e allowance.
i) Dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito, con esclusione degli accordi individuali. Per questo indicatore si considerano i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione).
j) All'interno dello Spazio Economico Europeo, viene considerato solo il perimetro Italia in quanto identificato come unico Paese in cui Eni opera con almeno 50 dipendenti e che rappresenta almeno il 10% del totale dei lavoratori.

Occupazione e Diversity & Inclusion

Il numero complessivo delle risorse nel 2025 rimane sostanzialmente allineato con il consuntivo 2024 (-146 unità). Le operazioni di M&A di entità limitata (principalmente il deconsolidamento di alcuni asset nel settore Natural Resources all'estero, ad esempio in Tunisia e Congo, nonché di società operanti nel CCS nel Regno Unito) e i movimenti di personale Overseas verso le JV, sono compensati da un lieve saldo positivo tra assunzioni e risoluzioni, a conferma dell'impegno di Eni verso il ricambio delle competenze necessario per sostenere la transizione energetica. Complessivamente, nel 2025 sono state effettuate 2.790 assunzioni (-6,4% ca. vs 2024) di cui 2.486 con contratti a tempo indeterminato (-5% ca. vs 2024) con un'incidenza di personale femminile pari a ca. il 40,4%. Circa il 46% delle assunzioni a tempo indeterminato ha interessato dipendenti fino ai 30 anni di età. Sono state effettuate 2.703 risoluzioni (700 in Italia e 2.003 all'estero) di cui 2.378 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato (-15% ca. vs 2024), con un'incidenza di personale femminile pari a ca. il 39%. Il 74% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2024 aveva età inferiore a 50 anni. Il tasso di turnover è pari a 7,5%, in leggera riduzione rispetto al 2024 (-1,3 p.p.), principalmente per l'effetto di minori risoluzioni. La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'85% nell'ultimo triennio. L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,3 anni (46 in Italia e 43,6 all'estero), registrando un lieve incremento rispetto al 2024 (44,9 anni), ascrivibile principalmente alla leggera

riduzione di turnover. Il dato relativo ai lavoratori non dipendenti varia a seconda delle esigenze di business e delle flessibilità operative richieste ovvero dalla loro trasformazione in contratti stabili. Rispetto al 2024, il numero dei lavoratori non dipendenti ha registrato un lieve decremento principalmente per operazioni di M&A.

Relazioni sindacali

In Italia il 100% dei dipendenti è coperto da contrattazione collettiva in virtù delle normative vigenti. All'estero, in relazione alle specifiche normative operanti nei singoli Paesi di presenza, tale percentuale si attesta al 48,32%. Nei Paesi in cui i dipendenti non sono coperti da contrattazione collettiva, Eni assicura in ogni caso il pieno rispetto della legislazione internazionale e locale applicabile al rapporto di lavoro nonché alcuni più elevati standard di tutela garantiti da Eni in tutto il gruppo attraverso l'applicazione di proprie policy aziendali worldwide.

Valorizzazione delle persone e feedback

La valutazione delle performance, nel 2025 ha riguardato complessivamente il 92% della popolazione di dirigenti, quadri e giovani laureati. Si conferma una copertura completa per il personale dirigenziale e un trend sostanzialmente in linea con l'anno precedente per quanto riguarda quadri e giovani laureati attraverso l'utilizzo consolidato della nuova scheda di valutazione per la popolazione non manageriale. La lieve riduzione è riconducibile a specifici casi di operazioni societarie, assunzioni di personale effettuate negli ultimi mesi dell'anno o limitati casi di assenze prolungate.

Formazione e sviluppo delle competenze

Il 2025 ha chiuso con un leggero incremento sui vari indicatori rispetto all'anno precedente. In particolare, si riscontra un incremento del 3% delle ore totali e del 4,4% sulle ore medie totali per dipendente. In crescita anche la spesa totale e la spesa media per dipendente nell'ordine di rispettivamente del 2,5% e 4,1%. Delle oltre 1 milione di ore di formazione nell'anno, il 77% sono state fruite da uomini e il 23% da donne in continuità con l'anno precedente, con un incremento delle ore medie per le donne pari all'1,5%.

Remunerazione e salari adeguati

Per quanto riguarda il rapporto tra la remunerazione dell'AD/DG e la mediana dei dipendenti (Total Remuneration Ratio), l'indicatore nel 2025 risulta in riduzione rispetto al 2024 ed è pari a 138 in relazione ad un valore più contenuto dell'incentivo di lungo termine. Il Gender Pay Gap, ovvero il gap retributivo tra uomo e donna a livello globale è pari al 10% in incremento rispetto al 2024 in relazione all'integrazione di nuove società acquisite all'estero in Paesi che presentano una distribuzione della popolazione e livelli retributivi eterogenei rispetto agli altri Paesi. L'indicatore, calcolato secondo lo standard richiesto, può essere influenzato da fattori oggettivi non discriminatori, quali: livello di categoria professionale e ruolo ricoperto, anzianità nel ruolo, orari e condizioni di lavoro (es. turni e relative indennità), performance individuale, nonché dalla numerosità e dalla distribuzione della popolazione femminile rispetto alla popolazione maschile. Pertanto, Eni effettua ulteriori analisi, a parità dei fattori oggettivi sopra menzionati, al fine di evidenziare i gap effettivi e adottare le opportune azioni correttive. In particolare, nel 2025 l'analisi a parità di livello di ruolo/anzianità ha evidenziato un pay gap medio a livello globale pari al 2,3% statisticamente poco significativo e in linea con il 2024. Per garantire salari dignitosi, Eni applica, in ciascun Paese in cui opera, riferimenti salariali di politica ampiamente superiori ai minimi di legge/contrattuali, nonché al 1° decile del mercato retributivo locale e verifica annualmente il posizionamento retributivo delle proprie persone, adottando eventuali azioni correttive. I riferimenti che Eni utilizza per il confronto sono i minimi stabiliti per legge o per contratto in ciascun paese e i minimi di mercato delle medie-grandi aziende locali, largamente superiori alle soglie di povertà stabilite da Eurostat per l'Unione Europea e da Wage Indicator per gli altri paesi. Maggiori dettagli sugli indicatori di pay gap e dei minimi salariali e sulle politiche di remunerazione Eni sono riportati nella Relazione sulla Politica di Remunerazione 2026 e sui compensi corrisposti.

SALUTE & SICUREZZA *[ESRS S1; ESRS S2; ENTITY SPECIFIC]*

POLITICHE *[ESRS 2 MDR-P; S1-1; S2-1]*

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Principio di promozione della salute e sicurezza nel rispetto dei più alti standard internazionali, delle specifiche normative e dei regolamenti dei Paesi, per assicurare una gestione basata sui principi di precauzione, prevenzione, protezione e gestione del rischio. • Impegno a predisporre idonei strumenti di prevenzione e protezione da ogni comportamento colposo o doloso, anche di terzi, che potrebbe provocare danni diretti o indiretti alle Persone di Eni e/o alle risorse materiali e immateriali dell'azienda. • Impegno alla chiarezza e trasparenza del flusso informativo nei confronti delle persone Eni, della collettività e dei partner sulle necessarie misure preventive e protettive da attuare, per eliminare i rischi legati ai processi e alle attività. • Impegno alla diffusione di una cultura della salute e sicurezza e a non assumere comportamenti illeciti o pericolosi.
Codice di Condotta di Fornitori	• Impegno richiesto ai propri fornitori di valutare preventivamente i rischi sulla salute e sicurezza, predisponendo idonei strumenti di prevenzione e protezione e contribuendo alla preparazione e gestione efficace delle emergenze, e di perseguire il miglioramento continuo, partecipando al monitoraggio e controllo dei kpi, adottando proattivamente le buone prassi e condividendo le lesson learned di tutti gli eventi incidentali.
Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni	• Impegno alla creazione di un ambiente di lavoro sicuro e sano per tutti i lavoratori con l'impegno ad operare in un'ottica di miglioramento continuo e responsabilizzazione di tutti i livelli aziendali. • Tutela della salute e del benessere psico-fisico e sociale delle proprie persone, con particolare attenzione alle situazioni di maggiore fragilità e all'accesso ad adeguati servizi sanitari.
Corpo Normativo Interno	• Modalità operative per assicurare la sorveglianza sanitaria e prevenire l'insorgere di malattie di origine lavorativa; clusterizzazione in base al rischio salute e relativi adempimenti; • Modalità di gestione delle emergenze sanitarie; • Modalità operative per lo sviluppo di efficaci misure di prevenzione e protezione a tutela del personale, dei fornitori e degli asset di proprietà, in linea con il corpo normativo HSE. • Principi relativi alla sicurezza sul lavoro e all'igiene industriale, oltre che alla sicurezza di processo con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativi grazie all'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici, la sicurezza prodotto, la gestione delle emergenze e la promozione di una cultura della sicurezza.

TARGET E IMPEGNI *[ESRS 2 MDR-T; S1-5]*

I target e gli impegni sui temi salute e sicurezza, in linea con lo scorso anno, si collegano ai principi delle Policy e fanno riferimento specifico ad attività a tutela della salute psico-fisica dei lavoratori con riferimento all'ambiente di lavoro e alle situazioni di fragilità e alla sicurezza delle persone. Tali target sono condivisi con le strutture che sono responsabili del loro raggiungimento e la tematica sicurezza (con un indicatore specifico definito da Eni a partire dal TRIR) è parte dell'incentivazione variabile dell'AD e del management. Il monitoraggio di target e impegni avviene su base semestrale attraverso i processi di riesame Salute, Sicurezza e Ambiente nonché, con frequenza maggiore, attraverso l'utilizzo di metriche specifiche per assicurare gli opportuni interventi nei casi di disallineamento rispetto agli andamenti attesi.

Target	AI	Performance al 2025		Anno base e relativo valore di riferimento	Note (Scopo, Metodologia, Evidenze)
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ≤0,50[a]	2026-30	*0, 55*[b]		0,56 (media ultimi 5 anni)	Target relativo; Include sia lavoratori propri che contrattisti
85% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico	2028	*80%*	●	2022: 68%	Target relativo Perimetro: consolidate integrali % di dipendenti sul totale
150 sensori installati per testare la salubrità degli ambienti di lavoro indoor in siti Italia ed estero	2028	*140*	●	2022: 0	Target relativo Perimetro: consolidate integrali Applicabile ai siti operati

a) Il target è stato aggiornato a seguito del ricalcolo della baseline e risulta quindi rivisto rispetto al FY 2024. Il perimetro di riferimento del target si riferisce alle realtà operate da Eni; il target conferma l'impegno al miglioramento continuo delle proprie performance in coerenza con il nuovo piano strategico Eni.
b) Non è riportato il grado di raggiungimento del target in quanto il target determinato con il nuovo perimetro si riferisce al periodo 2026-30.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI *[ESRS 2 SBM-3; S1 SBM-3; S2 SBM-3; ENTITY SPECIFIC]*

Impatti materiali

La presenza, spesso in località remote, di beni ed asset per la produzione di petrolio, gas ed energia rende necessaria una gestione efficace dei rischi per proteggere la sicurezza delle persone, delle comunità e delle operazioni in relazione a **potenziali infortuni** sul lavoro ed **incidenti agli asset e alle infrastrutture**, che possono produrre impatti negativi anche a livello ambientale. Il focus primario si concentra attorno all'identificazione e mitigazione di potenziali pericoli che potrebbero tradursi in impatti negativi. Al pari della sicurezza, anche la salute e il benessere dei lavoratori rappresentano per l'azienda un valore inestimabile, che viene protetto e promosso attraverso **iniziative di promozione della salute** rivolte sia ai lavoratori propri che nella catena del valore. L'esercizio delle attività lavorative può però produrre potenziali **malattie professionali** contratte a seguito di un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro, impattando sia i lavoratori propri che nella catena del valore. L'impatto può essere provocato sia dalla lavorazione svolta, sia dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. Le principali malattie professionali possono derivare dall'esposizione ad agenti chimici, biologici, fisici oppure possono essere legate a fattori ergonomici o psicosociali.

Rischi ed opportunità materiali

In riferimento ai rischi materiali, Eni identifica i seguenti: i) **incidenti rilevanti di processo** (ad esempio incendi/esplosioni, sversamenti o rilasci di sostanze pericolose) e **incidenti di asset integrity**; ii) **incidenti associati ad altre attività non di "processo"**, come servizi di trasporto stradale e ferroviario, navale, stazioni di rifornimento, reti di distribuzione gas, reti canalizzate GPL; iii) **blow out** a seguito del verificarsi di un flusso incontrollato di idrocarburi all'interno dei pozzi. E' inoltre, risultato materiale il **rischio**[109] **di global security**, legato al possibile verificarsi di scenari avversi e/o potenziali minacce nelle aree di interesse strategico di Eni derivante da azioni o eventi di carattere doloso o colposo di matrice criminale o politica, con possibili danni alle persone Eni, in particolare ai gruppi di lavoratori che operano in tali contesti. Infine, tra i rischi materiali per Eni vi è anche quello **biologico**, legato alla possibile diffusione di epidemie e pandemie. A tal fine, Eni analizza e monitora costantemente i contesti epidemiologici locali per una migliore prevenzione e gestioni di eventuali focolai e pandemie emergenti. Non sono state individuate opportunità materiali.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A; S1- 4]*

A conferma del fatto che la salute e sicurezza dei dipendenti sono per Eni un valore imprescindibile e fondamentale per le condizioni di lavoro di ciascuno, viene garantito il massimo livello di supervisione con lo scopo di raggiungere operazioni sicure. A questo proposito tutte le realtà a rischio significativo sono coperte da certificazione ISO 9001, 14001, 45001 e 50001 o ne hanno pianificato il conseguimento. Per la mitigazione e gestione dei rischi relativi alla salute e sicurezza, è stato istituito un sistema di gestione risk-based. In questo ambito, tutti gli eventi incidentali, compresi i near miss, e le unsafe condition/unsafe act sono segnalati, analizzati e monitorati con le necessarie azioni correttive e preventive. Questo sistema viene continuamente migliorato, tenendo conto degli eventi che si verificano nelle nostre operazioni e nel settore. Di seguito sono rappresentate le azioni poste in essere da Eni sulla base degli impatti, rischi e opportunità materiali identificati, suddivise per: i) **Sicurezza delle persone**; ii) **Sicurezza di processo**; iii) **Asset integrity** iv) **Salute delle persone**; v) **Salute e sicurezza nella catena del valore**.

Sicurezza delle persone

Eni investe costantemente nell'implementazione delle azioni necessarie per garantire la sicurezza delle persone nei luoghi di lavoro, e in particolare nello sviluppo di modelli e strumenti per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura della sicurezza, al fine di perseguire l'impegno rivolto all'azzeramento degli infortuni. Per prevenire gli infortuni, oltre al continuo aggiornamento dei documenti gestionali e delle istruzioni operative, nel 2025, le principali azioni implementate hanno riguardato:

- iniziative per **sensibilizzare e coinvolgere i lavoratori** sui temi della sicurezza (Campagna Safety Golden Rules e Principles, filone formativo sulla Safety Leadership, technical e behavioral safety Coaching Program, promozione della Stop Work Authority[110]);
- utilizzo di uno strumento di intelligenza artificiale (Safety Presense) in grado di prevedere situazioni ricorrenti di pericolo a partire dai segnali deboli registrati nei database di sicurezza. Questo ha generato dalla sua messa in produzione più di 800 alert che hanno portato all'implementazione di azioni preventive mirate;
- implementazione di **nuove tecnologie** digitali a supporto della sicurezza operativa e dei processi HSE;
- applicazione del modello **di analisi dei comportamenti** e dell'affidabilità umana (metodologia THEME) per individuare strategie di intervento per rafforzare le barriere umane.

(109) Per approfondimenti sulla connessione tra i rischi e la strategia e il modello di business di Eni si veda il capitolo ▶ Modello di business e per le azioni di trattamento si veda il Capitolo ▶ Risk Management Integrato e ▶ Fattori di rischio e Incertezza.
(110) Con la Stop Work Authority ogni lavoratore, in qualsiasi sito Eni, ha l'autorità di interrompere un'attività quando rileva un comportamento o una condizione pericolosa.

Sicurezza di processo *[ENTITY SPECIFIC]*

In ambito **Process Safety**, per ridurre al minimo gli incidenti, Eni, oltre ad adottare un sistema di gestione specifico per la sicurezza di processo, ha realizzato diverse azioni, tra cui: i) la diffusione su tutti i siti operativi della campagna sui Process Safety Fundamentals, ossia, i principi di sicurezza di processo da seguire durante le attività in impianto; ii) la formazione di risorse tecnico/operative e di area HSEQ tramite un percorso formativo appositamente sviluppato sulla Process Safety in Eni; iii) aggiornamento degli standard di sicurezza di processo per includere requisiti di progettazione specifici per l'idrogeno, la CO_2 e altre sostanze da nuove filiere; iv) lo svolgimento di audit specifici su tutti i livelli dell'organizzazione e monitoraggio degli andamenti dei principali indici di performance leading e lagging; v) l'utilizzo di un tool digitale per la previsione e prevenzione degli incidenti rilevanti a partire dai segnali deboli di sicurezza di processo.

SPESE[a]	Unità di misura	2025	2024
Spese totali Sicurezza	(€ milioni)	326	340[b]
di cui: impianti, attrezzature e gestione antincendio		*87*	*94*
di cui: manutenzione di impianti e attrezzature		*79*	*72*
di cui: sicurezza degli stabilimenti, degli edifici e dei mezzi di trasporto		*64*	*73*
Spese per attività di igiene industriale		7	8

(a) Le voci in tabella sono incluse in ▶ Nota 12 Immobili, Impianti e Macchinari e in ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" della sezione Note al bilancio consolidato. Si segnala che la voce "Spese totali Sicurezza" include ulteriori tipologie di spesa non elencate in tabella.
(b) Dato modificato rispetto a quanto pubblicato in RdS 2024 a causa di una modifica dei dati avvenuta a valle della pubblicazione del documento.

In materia di sicurezza delle persone e degli asset, Eni ha stanziato per il prossimo quinquennio risorse per €1,8 miliardi, di cui in particolare: per impianti, attrezzature e gestione antincendio (€0,5 miliardi), sicurezza degli stabilimenti e dei mezzi di trasporto (€0,4 miliardi), manutenzione degli impianti e delle attrezzature di sicurezza (€0,4 miliardi), controlli, supervisioni, ispezioni e collaudi (€0,4 miliardi).

Asset integrity

Eni applica a tutte le attività di sviluppo e gestione dei propri impianti il processo di asset integrity allo scopo di garantire la miglior integrità della progettazione e della costruzione, nonché il massimo rigore nella loro operatività fino alla dismissione, gestendo i rischi nel rispetto della sicurezza per le persone, della salvaguardia dell'ambiente. In ambito asset integrity, Eni attribuisce un ruolo centrale alle attività di monitoraggio tecnico. Tali attività consentono di verificare in modo strutturato e indipendente l'adeguatezza dei presìdi operativi, l'efficacia dei processi di gestione dell'integrità e la corretta attuazione dei requisiti normativi e aziendali, diffondendo al contempo le lezioni apprese e le migliori pratiche. In questo ambito si inserisce il ruolo di una funzione dedicata che presidia trasversalmente il processo di valutazione tecnico-operativa degli asset industriali strategici Eni. La funzione opera in stretta integrazione con gruppi di lavoro interfunzionali dedicati all'asset integrity sia nell'area upstream sia in quella downstream, favorendo un approccio coordinato e condiviso alla pianificazione e allo svolgimento delle attività di verifica. Nel corso del 2025, a supporto del monitoraggio tecnico in ambito asset integrity, sono stati sviluppati due strumenti chiave: i) un tool specifico (AIPE Tool) che fornisce un ambiente unico e integrato per la raccolta e la gestione dei dati delle verifiche di asset integrity, la riduzione delle ridondanze informative e il monitoraggio strutturato, tramite dashboard e KPI standardizzati; ii) uno strumento, basato su tecniche di intelligenza artificiale, che supporta la funzione dedicata nell'analisi sistematica degli assessment. Nel loro insieme, i due strumenti rafforzano l'efficacia complessiva del sistema di monitoraggio tecnico, abilitando un approccio integrato, data driven e orientato alla prevenzione dei rischi emergenti.

Salute delle persone

Eni ha sviluppato un sistema di gestione della salute integrato in tutte le realtà operative, che comprende: i) le attività di medicina del lavoro in collegamento con le attività di igiene industriale; ii) la medicina del viaggiatore; iii) l'assistenza sanitaria ed emergenza medica per le persone Eni; iv) i presidi emergenziali e i servizi e le iniziative a supporto di situazioni di fragilità, della salute mentale e volte all'inclusione; v) la promozione della salute, finalizzata a diffondere la cultura della salute attraverso iniziative e servizi di welfare sanitario a favore dei lavoratori e dei loro famigliari con una copertura per l'intera popolazione Eni; vi) attività a tutela e promozione della salute delle comunità (si veda Comunità locali); vii) la formazione e l'aggiornamento continuo del personale sanitario. L'applicazione del sistema di gestione della salute,

inteso come insieme di azioni volte al miglioramento continuo, garantisce un costante impegno per la mitigazione degli impatti negativi e la sua implementazione viene monitorata periodicamente anche attraverso attività di audit. Il sistema di gestione della salute si avvale sia di risorse interne, professionisti sanitari e gestionali, che di una rete di provider esterni specializzati, come Università e centri di eccellenza sanitaria. Nel 2025 sono state potenziate le iniziative per promuovere la salute e il benessere, le azioni principali comprendono:

- **medicina del lavoro e igiene industriale**, tra cui: i) attività di ricerca per la valutazione, identificazione e controllo dei fattori di rischio che possono avere impatti sul benessere dei lavoratori in relazione ai nuovi business; ii) definizione di procedure operative per il comfort e la salubrità degli ambienti di lavoro indoor; iii) misurazione della salubrità degli ambienti di lavoro indoor attraverso sensori (testati 140 sensori presso i siti operativi onshore in Italia ed estero);
- **assistenza sanitaria ed emergenza medica** per i lavoratori Eni e le loro famiglie, coerentemente con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi, legislativi. Sono stati rafforzati o estesi programmi quali: i) servizi e prestazioni per la prevenzione, diagnosi, cura e gestione delle patologie acute e croniche, per lavoratori e, ove applicabile, famigliari; ii) servizio di supporto psicologico online per i dipendenti in Italia e all'estero (disponibile per l'80% delle persone Eni); iii) servizio di Primo Soccorso Psicologico (PFA) disponibile per tutti i dipendenti in Italia e all'estero in casi di eventi catastrofici e inaspettati; iv) attività di sensibilizzazione e servizi specifici riguardanti l'assistenza di genere; in Italia, ad esempio, è disponibile una helpline dedicata alle vittime di molestie e violenza di genere; v) nuovo programma a tutele del benessere cognitivo dei lavoratori over 50; vi) pacchetto di servizi di assistenza sanitaria gratuita H24 per le persone Eni e i loro famigliari in Italia (telemedicina, servizi medici domiciliari, prenotazioni e colloqui anamnestici);
- **attività di promozione della salute,** quali: i) sensibilizzazione in relazione a malattie endemiche, come la tubercolosi e la malaria, malattie sessualmente trasmissibili e malattie non trasmissibili, come il diabete e le malattie cardiovascolari in tutto il mondo; ii) estensione in nuove città italiane del servizio di check-up biennale gratuito per la prevenzione oncologica e cardiovascolare che ha coinvolto il 97% della popolazione Eni in Italia; iii) rilancio del servizio di assistenza sociale in Italia.

Per quanto riguarda le risorse future, gli investimenti per le attività salute previsti per il quinquennio 2026-2030 risultano pari a circa €357 milioni.

SPESE[(a)]	Unità di misura	2025	2024
Spese totali salute	(€ milioni)	45,8	47,9
di cui: per attività di assistenza medica e gestione delle emergenze		20,5	22,6
di cui: per attività di sorveglianza sanitaria e medicina del lavoro		16,6	14,9
di cui: per attività di salute delle comunità		4,6	7,5
di cui: per attività di promozione della salute		1,9	1,4
di cui: per attività di formazione e di gestione		2,3	1,5

(a) Le voci in tabella sono incluse in ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" della sezione Note al bilancio consolidato.

Sicurezza e salute nella catena del valore *[S2-4]*

Eni si impegna al miglioramento della sicurezza dei lavori in appalto e all'erogazione di servizi di formazione ed addestramento specialistico, nonché al supporto operativo HSE al business. In questo ambito le principali azioni del 2025 hanno riguardato:

- Presidio e supporto proattivo nel **processo di miglioramento dei fornitori**, promuovendo modelli di gestione caratterizzati da una cultura della **sicurezza** e della tutela dell'ambiente sempre più preventiva, gestendo puntualmente le situazioni rilevate al di sotto dello standard e valorizzando le buone prassi innovative individuate, assicurandone la condivisione fra i contrattisti. I Patti per la Sicurezza e l'Ambiente (accordi volontari con le imprese) attivi nel 2025 sono stati in 65 siti in Italia e 22 all'estero e nel 2026 si estenderanno, non solo ai grandi progetti di transizione energetica (Bioraffinerie di Sannazzaro de Burgondi e Priolo, oltre alla Giga Factory di Brindisi), ma anche ad ulteriori realtà all'estero di Versalis, Enilive e per alcune società/JV del settore Global Natural Resources;
- **attività di formazione e sensibilizzazione in materia di salute e sicurezza sul lavoro** con i fornitori strategici per promuovere i principi chiave della cultura della sicurezza. Il programma si è focalizzato sul coinvolgimento attivo del management, sul rafforzamento e monitoraggio delle competenze, sull'applicazione del principio della "Stop Work Authority" e sull'adozione di tutte le misure necessarie per garantire la sicurezza. È stato inoltre svolto un webinar rivolto ai contrattisti, con l'obiettivo di promuovere una corretta gestione delle competenze del personale impiegato negli appalti e una corretta organizzazione delle squadre operanti e dei subappaltatori coinvolti, favorendo al contempo la condivisione delle best practice di settore. Infine, in occasione degli Eni Supply Chain Awards, sono state valorizzate alcune delle best practice in ambito sicurezza: diversi fornitori virtuosi sono stati premiati per essersi distinti sia per le performance operative nei siti, sia per l'adozione di soluzioni innovative sviluppate anche a beneficio dell'intera filiera;

- la **gestione degli impatti per la salute lungo la catena del valore** della filiera agroindustriale. Nell'ambito di un partenariato globale con l'Organizzazione Internazionale del Lavoro (ILO), Eni attua un programma strutturato volto a rafforzare la salute e sicurezza sul lavoro e ad ampliare l'accesso alla protezione sociale lungo le catene del valore dell'agribusiness. In Kenya, le iniziative hanno raggiunto una fase avanzata di implementazione, traducendo le valutazioni analitiche in azioni concrete a livello operativo. In Costa d'Avorio, specifiche valutazioni hanno consentito di individuare aree prioritarie di miglioramento delle pratiche in materia di salute e sicurezza e di copertura della protezione sociale. Sulla base di tali esperienze, il partenariato è stato esteso alla Repubblica del Congo, dove le attività sono state avviate alla fine del 2025 e sono attualmente focalizzate sull'impostazione del programma e sul coinvolgimento degli stakeholder. Il programma coinvolge piccoli e grandi agricoltori, aggregatori, cooperative e produttori lungo la catena del valore, contribuendo al miglioramento delle condizioni di lavoro e all'allineamento agli standard internazionali in materia di lavoro.

METRICHE *[ESRS 2 MDR-M; S1-14]*

Sicurezza delle persone

Il sistema normativo interno HSE di Eni prevede che tutte le realtà con personale dipendente adottino un sistema di gestione HSE. Per tutte quelle realtà con un numero di dipendenti superiore a 250 o che svolgono attività industriali, oltre a sviluppare un sistema di gestione si richiede di certificarlo secondo gli standard ISO 45001 e ISO 14001. Per quanto riguarda il sistema di gestione della salute di Eni, tutti i dipendenti e contrattisti sono coperti, grazie anche a specifiche procedure interne applicate in conformità alle normative vigenti nei Paesi in cui l'azienda opera. Nel 2025 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ha registrato un miglioramento rispetto al 2024, sia per i contrattisti che per i dipendenti; per entrambe le categorie si osserva una riduzione sensibile nel numero di eventi (44 infortuni nel 2025 rispetto ai 69 per i contrattisti e 34 rispetto ai 42 del 2024 per i dipendenti); inoltre nel corso dell'anno non si sono verificati né eventi mortali né eventi con esito l'inabilità. L'indice di mortalità (Fatality index) risulta pari a zero sia per i dipendenti che per i contrattisti.

		Dipendenti		Contrattisti[a]	
INDICI INFORTUNISTICI	Unità di misura	2025	2024	2025	2024
Percentuale di lavoratori coperti da un sistema di gestione della salute e sicurezza basato su requisiti legali e/o standard o linee guida già riconosciuti[b]	(%)	100	100	100	100
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	0	0	0	5
Infortuni totali registrabili[c]		34	42[e]	44	69[e]
Indice frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,60	0,73[e]	0,51	0,68[e]
Numero di giorni persi a causa di infortuni sul lavoro		1.801	1.039[e]	4.337	1.705[e]
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,00	0,00	0,00	4,96
Numero di ore lavorate[d]	(milioni di ore)	56,3	57,7[e]	86,5	101,0[e]

(a) Ai fini della reportistica si considerano i dati relativi a contrattisti/subcontrattisti o Partner Tecnologici operanti nelle modalità contrattuali di seguito definite: Modalità 1: il contrattista/sub contrattista o Partner Tecnologico fornisce personale, processi, mezzi, materiali e attrezzature per l'esecuzione del contratto di servizi/lavori sotto la supervisione, istruzioni e sistema di gestione HSE di Eni. Il contrattista/sub contrattista ha un suo sistema di gestione HSE per fornire la garanzia che il personale per il quale è responsabile, sia qualificato e idoneo per il lavoro, e che i processi, i mezzi, materiali e attrezzature che fornisce siano idonei e adeguatamente sottoposti a manutenzione e adeguati allo scopo del contratto. Questa modalità richiede il reporting delle performance HSE. Modalità 2: il contrattista/subcontrattista o Partner Tecnologico fornisce personale, processi, mezzi, materiali e attrezzature per l'esecuzione del contratto, sotto il proprio sistema di gestione HSE, fornendo le necessarie istruzioni e supervisione e verificando l'adeguato funzionamento del suo sistema. Questa modalità richiede interfaccia o collegamenti (bridging) con il sistema di gestione Eni e il reporting delle performance HSE. Eni è responsabile di verificare la generale efficacia dei controlli gestionali HSE messi in atto dal contrattista, incluse le sue interfacce con i subcontrattisti, e assicurando che i sistemi di gestione HSE, sia di Eni che del contrattista, siano compatibili.
(b) Tra le principali linee guida si cita la noma ISO 45001.
(c) Somma di infortuni sul lavoro (LTI), Limitazioni al lavoro (RWDC) e Trattamenti medici (MTC).
(d) Ore lavorate dal personale dipendente o da personale contrattista, considerando le ore contrattuali e degli straordinari, al netto delle ferie, delle assenze per malattie e dei permessi non recuperati. Per il personale operante su piattaforme e su navi o metaniere si assume un numero di ore standard secondo le linee guida di settore. L'indicatore è calcolato da sistemi di rilevazione delle presenze o sulla base dell'orario contrattuale settimanale.
(e) Dati rettificati rispetto ai valori pubblicati nella RdS 2024 per inclusione di eventi/ore classificati successivamente alla chiusura della contabilità 2024.

INDICI INFORTUNISTICI FORZA LAVORO	Unità di misura	2025	2024
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) forza lavoro	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,55	0,70[b]
Near Miss[a]	(numero)	634	563

(a) Evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale e il cui esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunose o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione.
(b) Dato rettificato rispetto ai valori pubblicati in RdS 2024 per inclusione di eventi/ore classificati successivamente alla chiusura della contabilità 2024.

Salute

Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2025 si registrano 35 denunce, di cui 11 riguardanti personale attualmente impiegato e 24 relative ad ex dipendenti (di cui una presentata da eredi). Nel 2025, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni ammonta a 213.019, di cui il 70% a favore di dipendenti, il 15% a favore di famigliari, il 14% a favore di contrattisti e circa l'1% a favore di altre persone (ad esempio visitatori). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2025 è di 156.227, di cui il 73% da parte di dipendenti, il 24% da parte di contrattisti e il 3% da parte di famigliari.

		Dipendenti		Contrattisti	
INDICATORI SALUTE	Unità di misura	2025	2024	2025	2024
Numero di denunce di malattie professionali presentate[a]	(numero)	11	8	0	0
Numero di denunce di malattie professionali presentate da eredi[b]		1	0	0	0

(a) Rappresenta il numero di casi di denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro. Riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo in quanto possono essere causate da un'esposizione prolungata ad agenti di rischio, provocati dalla lavorazione o dall'ambiente. I principali agenti di rischio sono: i) agenti chimici e cancerogeni (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia). Altre tipologie di rischio che possono dar luogo, nell'ambiente di lavoro, a malattie professionali sono: iv) rischi ergonomici (es. di malattia: patologie muscolo-scheletriche); v) rischi psicosociali (es. di malattia: disturbo dell'adattamento).
(b) Indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali.

Sicurezza di processo *[ENTITY SPECIFIC]*

Nel 2025 si è assistito ad un'ulteriore diminuzione della somma degli incidenti di sicurezza di processo Tier 1 e Tier 2[111], che è in continua diminuzione dal 2018. In particolare, sono stati registrati 4 eventi di Process Safety (PSE) Tier 1 e 6 Tier 2. La metà dei PSE (50%) ha avuto come esito uno sversamento di prodotto, il 40% il rilascio di gas e il 10% un incendio/esplosione.

SICUREZZA DI PROCESSO	Unità di misura	2025	2024
Eventi di Process safety Tier 1[a]	(numero)	4	5
Eventi di Process safety Tier 2[a]		6	10

(a) Perdita di contenimento primario, ossia rilascio non pianificato o non controllato di qualsiasi materiale, inclusi materiali non tossici ed infiammabili, da un "processo".

(111) Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3 (meno gravi).

LAVORATORI NELLA CATENA DEL VALORE DI ENI [ESRS S2]

POLITICHE [ESRS 2 MDR-P; S2-1]

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Aspettativa che i propri interlocutori adottino comportamenti socialmente responsabili e sviluppino adeguati programmi e presidi etici, coerenti con i principi e i comportamenti presentati nel Codice Etico Eni; per quei soggetti che non dovessero soddisfare le aspettative e non agiscano in coerenza con tali principi, Eni si riserva il diritto di adottare misure appropriate.
Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni	• Impegno a non violare i diritti umani e a porre rimedio ad eventuali criticità che dovessero derivare dalle attività in cui Eni è coinvolta. • Coinvolgimento delle proprie terze parti nella prevenzione o mitigazione degli impatti negativi sui diritti umani che le loro attività, prodotti o servizi potrebbero causare o contribuire a causare. • Impegno alla tutela dei diritti umani nella catena di fornitura attraverso: i) un modello di valutazione dei fornitori con focus sui diritti umani; ii) l'obbligo contrattuale per i fornitori di impegnarsi a rispettare i principi contenuti nelle normative, linee guida e best practice che hanno lo scopo di prevenire le violazioni in materia di Diritti Umani, nonché il Codice Etico e il Codice di Condotta Fornitori di Eni. • Impegno nell'individuare e contrastare le violazioni dei diritti umani nella propria catena di fornitura, incluse forme di lavoro forzato, moderna schiavitù e sfruttamento lavorativo.
Codice di Condotta Fornitori[a]	• Impegno da parte del fornitore ad operare con integrità, salvaguardando le proprie persone e promuovendo l'adozione di tali principi anche nella propria catena di fornitura. • Impegno da parte del fornitore alla promozione della salute e sicurezza delle persone oltre che al rispetto dei diritti dei lavoratori, stabilendo condizioni di lavoro eque; divieto di lavoro minorile, forzato e irregolare, traffico di esseri umani, forme di moderna schiavitù. • Impegno da parte di Eni a mettere a disposizione degli stakeholder, tra cui i fornitori e i loro dipendenti, strumenti di segnalazione; relativa aspettativa che i fornitori mettano a disposizione dei lavoratori e delle comunità (con cui interagiscono nell'interesse di Eni) propri meccanismi di rimedio.
Codice di condotta Agri-Feedstock	• Impegno da parte del fornitore a operare con integrità e nel rispetto dei diritti umani, promuovendo l'adozione dei principi nella propria organizzazione e catena di fornitura.
Posizione Eni sui Conflict Minerals	• Obiettivo di riduzione dei rischi di violazione dei diritti umani, anche indiretti, in relazione all'estrazione, produzione e fornitura di alcuni minerali in aree di conflitto dell'Africa Centrale soggette all'influenza di gruppi armati illegali.
Corpo Normativo Interno	• Modello risk-based e modalità operative per la gestione dei diritti umani nel processo di procurement. • Definizione delle priorità, target e piani d'azione con riferimento alle attività di due-diligence in ambito sostenibilità sulla catena di fornitura.

a) Il Codice di condotta fornitori è allineato alla Dichiarazione ILO sui principi e i diritti fondamentali del lavoro e con i principi espressi nel Codice Etico, nella Policy ECG Anti-Corruzione e nella Policy ECG sul Rispetto dei Diritti Umani in Eni.

TARGET E IMPEGNI [ESRS 2 MDRT; S2-5]

I target di Eni relativamente al rispetto dei diritti umani dei lavoratori nella catena del valore rientrano nei più ampi obiettivi di valutazione ESG dei fornitori ed al loro coinvolgimento per il raggiungimento di una transizione equa e sostenibile, approfonditi nella sezione La gestione sostenibile della catena di fornitura, mentre per le tematiche di sicurezza e salute si rimanda alla sezione Salute & Sicurezza.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI [ESRS 2 SBM-3; S2 SBM-3]

I lavoratori della catena del valore

Nella classificazione dei lavoratori della catena del valore più attenzionati da Eni, sono principalmente considerati: i) coloro che lavorano per i fornitori di Eni ed in particolare le persone che lavorano presso i siti operativi Eni; ii) coloro che lavorano per i business partner di Eni[112], inclusi quelli in joint venture. In determinati contesti geografici maggiormente a rischio, vi sono lavoratori che possono essere considerati maggiormente vulnerabili, quali ad esempio lavoratori migranti, lavoratori che operano in aree remote o appartenenti a gruppi di minoranza, e quindi esposti a potenziale rischio di lavoro forzato, schiavitù moderna o lavoro minorile[113].

(112) Ivi inclusi, ad esempio, coloro che sono coinvolti nelle attività logistiche, di distribuzione, vendita.
(113) Le aree geografiche maggiormente a rischio, identificate con il data provider specialistico sono: Angola, Cina, Congo, Costa d'Avorio, Ghana, Indonesia, Iraq, Kenya, Libya, Mozambico, Nigeria, Pakistan, Turkmenistan, Venezuela, Vietnam (fonte: Maplecroft).

Impatti materiali

Sebbene le attività di Eni contribuiscano a incrementare l'occupazione lungo l'intera catena del valore, esse possono essere associate anche ad impatti negativi i cui effetti si ripercuotono su stakeholder quali contrattisti, dipendenti dei fornitori e partner commerciali. Infatti, la presenza di joint venture o altre relazioni di business in determinati Paesi e contesti e la complessità delle attività del Gruppo comportano il coinvolgimento[114] di un elevato numero di fornitori e partner commerciali. Questi sono di varia natura e dimensione ed operano in Paesi caratterizzati da contesti socioeconomici e culturali differenti, oltre che in attività e settori che possono essere identificati come a maggior rischio di violazione dei **diritti umani in materia di lavoro**, compresi **potenziali impatti in termini di lavoro forzato e schiavitù moderna**. Inoltre, l'esternalizzazione di attività legate alla produzione può generare impatti negativi in termini di **salute dei lavoratori, discriminazioni sul lavoro e mancata equità di trattamento e opportunità, garanzie in materia di occupazione, adeguatezza dei salari, mancata applicazione dei contratti collettivi, ostacoli alla libertà di associazione e adesione ai sindacati** che interessano i lavoratori della catena del valore. Gli impatti in termini di **molestie sessuali** sul posto di lavoro hanno una maggiore probabilità di verificarsi per quei settori dove vi è una presenza maschile significativa e in località di lavoro remote. Secondo il modello risk-based adottato da Eni (si veda capitolo I Diritti Umani per Eni), sono state classificate come attività ad alto rischio di violazione dei diritti umani sia le attività industriali, come manutenzione, costruzione, assemblaggio, sia i servizi generali, come pulizie, servizi mensa e di security. L'adozione di una due-diligence strutturata nella gestione dei rapporti con i fornitori è essenziale per prevenire e mitigare eventuali impatti negativi (Azioni intraprese sugli IRO materiali – Presidi nel processo di approvvigionamento). Non si rilevano impatti negativi generalizzati o sistemici legati alle attività di approvvigionamento o ai rapporti commerciali intrattenuti da Eni, pertanto, gli impatti – ove si verifichino – possono essere connessi a singoli specifici eventi. Per quanto riguarda gli **impatti positivi legati alla catena di fornitura** si veda il capitolo La gestione sostenibile della catena di fornitura.

Rischi ed opportunità materiali

Non sono stati identificati rischi o opportunità (si veda capitolo Materialità) materiali a livello di Gruppo connessi ai lavoratori nella catena del valore, al netto della potenziale perdita di riservatezza di informazioni riservate relativa al rischio di Cybersecurity, per il quale si rimanda al capitolo Cybersecurity.

COINVOLGIMENTO DEI LAVORATORI DELLA CATENA DEL VALORE *[ESRS 2 S2 SBM-2; S2-2; S2-3]*

Le attività di engagement dei lavoratori nella catena del valore avvengono principalmente con il fornitore, in quanto persona giuridica e sono presenti in ogni fase di interazione con le società, dalla fase di qualifica delle imprese fino alle fasi di sourcing ed esecuzione dei contratti. Queste attività, coordinate dalla funzione di approvvigionamento centrale, con il supporto delle unità approvvigionanti di business e delle unità richiedenti, comprendono: i) workshop e formazione sui diritti umani e altri temi di natura sociale; ii) workshop relativi a tematiche legate alla sicurezza (si veda Salute & Sicurezza); iii) attività di formazione sui temi di sostenibilità e transizione energetica (si veda La gestione sostenibile della catena di fornitura); iv) attività di formazione sui temi anti-corruzione (si veda Condotta d'impresa); v) attività di formazione sulla gestione responsabile della catena di fornitura. L'efficacia delle attività di engagement su questi temi è valutata sulla base di assessment periodici sul posizionamento dei fornitori mediante audit e verifiche, con conseguente monitoraggio dell'implementazione di piani di azione condivisi a fronte di eventuali lacune rilevate. Per le società considerate maggiormente esposte a potenziali impatti negativi secondo il modello risk-based (si veda Azioni intraprese sugli IRO materiali) sono svolti audit in sito durante i quali vengono svolte interviste alla forza lavoro su aspetti legati ai diritti umani e alla condotta dell'impresa.

Meccanismi di segnalazione e processi di rimedio *[S2-3]*

In linea con gli impegni assunti e in conformità agli standard internazionali, Eni si è dotata di meccanismi di ricezione di reclami e segnalazioni, cui hanno accesso anche i lavoratori dei fornitori, cui è possibile ricorrere in caso di presunta violazione[115] dei diritti umani e attivare conseguentemente un processo di rimedio, anche attraverso la collaborazione con soggetti terzi. Tali meccanismi sono approfonditi nel capitolo I Diritti Umani per Eni. Eni altresì si aspetta che i fornitori, a loro volta, mettano a disposizione dei lavoratori e delle comunità, propri meccanismi di segnalazione e rimedio, accessibili anche in forma anonima.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A; S2-4]*

Eni definisce misure di presidio e mitigazione che consentono di gestire il rischio di potenziale violazione dei diritti umani. In particolare, al fine di indirizzare le azioni sulla base degli impatti materiali identificati, queste si dividono in diversi filoni: i) **presidi nel processo di approvvigionamento**; ii) **formazione e sensibilizzazione**; iii) **sicurezza e salute** dei lavoratori nella catena di fornitura, approfondite nella sezione "Azioni intraprese sugli IRO materiali" del capitolo Salute e Sicurezza; iv) modello di presidio degli **altri business partner**. Tutte le azioni intraprese

(114) Per approfondimenti su come gli impatti relativi ai lavoratori della catena del valore sono tenuti in considerazione nella definizione della strategia e del business model aziendali, si veda il capitolo Attività di stakeholder engagement.
(115) Eventuali casi di violazione dei diritti umani accertati sono approfonditi nei capitoli Azioni intraprese sugli IRO materiali in cui, in caso di accertamento di violazione, vengono descritte le relative azioni di rimedio intraprese.

si inseriscono nell'ambito del più ampio supporto ai fornitori nell'adempimento delle diverse richieste ESG, fornendo strumenti a supporto del percorso di sviluppo sostenibile e più in generale della competitività del loro business (per le azioni e le relative metriche si veda il capitolo La gestione sostenibile della catena di fornitura). Di seguito vengono illustrate le principali azioni per ciascun filone.

Presidi nel processo di approvvigionamento

L'impegno di Eni nel coinvolgere l'intero sistema produttivo in un percorso di sviluppo sostenibile si traduce in soluzioni concrete e in una strategia di sistema caratterizzata dall'apertura al mercato, dall'approccio collaborativo e dall'interesse alle persone e all'innovazione. Il focus sulle persone comporta che l'attenzione, in particolare per il rispetto dei diritti umani e della sicurezza, non si concentri solamente sulle relazioni contrattuali dirette, ma si estenda anche alla forza lavoro dei subappaltatori e dei potenziali fornitori. Tale approccio si riflette in un **processo di procurement** che prevede: i) l'adozione da parte della funzione Procurement di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto; e ii) la valutazione degli aspetti legati alle persone operanti per le società fornitrici attraverso l'applicazione di un modello dedicato. Questo modello viene applicato lungo tutte le fasi del processo di procurement, dalla qualifica all'esecuzione dei contratti, e prevede differenti presidi e azioni da parte di tutte le unità coinvolte nella relazione con le terze parti (funzione di approvvigionamento centrale, unità approvvigionanti, unità di gestione del contratto). Il modello consente di sottoporre i fornitori ad un processo di monitoraggio continuo, funzionale a monitorare periodicamente l'efficacia delle azioni di presidio adottate ed aggiornare le valutazioni relative a ciascun fornitore. Il **modello** adotta un **approccio risk-based** che permette di analizzare e classificare i fornitori secondo un livello di potenziale rischio di generare impatti negativi basato su: i) rischio Paese del fornitore ricavato tramite informazioni di data provider (Maplecroft) al fine di considerare la probabilità di accadimento di violazioni di diritti umani; e ii) rischio delle attività da esso svolte, valutato considerando vulnerabilità correlate a specifiche condizioni, quali l'impiego di manodopera, il livello di formazione e competenze richieste ai lavoratori per lo svolgimento delle mansioni e i rischi su salute, sicurezza e ambiente. Sulla base della mappatura del rischio, il modello prevede presidi di controllo differenziati ispirati a riferimenti internazionali, quali lo standard SA8000 (più alto il rischio di impatto negativo del fornitore, più dettagliata la valutazione e le azioni messe in campo) e l'adozione di misure di prevenzione e mitigazione specifiche, nonché piani di monitoraggio volti ad accompagnare il fornitore nell'adozione e sviluppo di una cultura dei diritti umani. Nell'ambito della due diligence sui diritti umani, ogni anno sono previste spese (relative alle funzioni e al personale coinvolto, oltre che ai costi per audit in loco svolti da terze parti), pienamente integrate nella gestione ordinaria e nelle attività operative, che rientrano nei più ampi costi di struttura/ trasversali sostenuti da Eni. Per acquisire o mantenere lo status di fornitore, tutte le società sono tenute a sottoscrivere il Codice di Condotta dei Fornitori e all'assegnazione del contratto, sono adottate specifiche clausole di garanzia del rispetto dei diritti umani[116], prevedendo, nei casi a maggior rischio , una clausola per effettuare verifiche da parte di Eni presso il fornitore. Sono infine previsti a livello contrattuale appositi meccanismi di tutela volti a consentire a Eni di sospendere e/o risolvere il contratto in caso di inosservanza da parte dell'appaltatore delle dichiarazioni, garanzie e obbligazioni contrattualmente previste in ambito diritti umani. Indipendentemente dal livello di rischio associato al fornitore sono condotte verifiche di due diligence circa il coinvolgimento dello stesso in casi di violazioni dei diritti umani, attraverso l'utilizzo di fonti aperte. Vengono svolte inoltre verifiche periodiche di qualifica, basate su indicatori di performance, analisi documentali oppure audit sul campo e questionari dedicati, al fine di ridurre al minimo la probabilità di accadimento di violazioni. Durante la fase di gara sono richiesti e valutati i requisiti minimi del fornitore in materia di diritti umani, in particolare nel caso di attività con un potenziale rischio rilevante. Durante l'esecuzione del contratto, Eni valuta e monitora fornitori e subappaltatori attraverso feedback e verifiche documentali con l'obiettivo di impedire che vi siano degli impatti legati a forme di schiavitù moderna o lavoro forzato, lavoro minorile, discriminazioni salariali, irregolarità contributive e altri aspetti legati ai potenziali impatti negativi che possono essere generati nei confronti dei lavoratori. In caso di rilevazione di criticità vengono definiti piani di miglioramento con focus sul rispetto dei diritti umani con la richiesta di implementazione di specifiche azioni e, nel caso in cui non siano rispettati i requisiti minimi di accettabilità, viene inibita la partecipazione alle gare; nei casi di non conformità più grave è interrotta la relazione col fornitore, che viene escluso dall'albo fornitori di Eni. In ottica di miglioramento continuo, l'azienda intende rendere il proprio modello sempre più accessibile e replicabile dai fornitori con cui collabora, promuovendo una responsabilizzazione più incisiva dei partner commerciali diretti e incoraggiandoli a effettuare sistematicamente l'attività di due diligence sulle loro terze parti per presidiare attivamente i diritti umani lungo l'intera catena di approvvigionamento. Sulla base del modello descritto, nel corso del 2025, anche analizzando le segnalazioni ricevute tramite il canale whistleblowing, sono state effettuate più di 1.000 verifiche in ambito diritti umani sia documentali che in campo su contrattisti e subappaltatori. A seguito delle quali, ai fornitori che hanno palesato delle mancanze è stata limitata la partecipazione alle gare Eni ed è stato concordato con loro un piano di azioni correttive per garantire il rispetto dei diritti umani. Un esempio significativo delle attività di monitoraggio e presidio svolte in ambito diritti umani riguarda quanto emerso presso la consociata Eni Algeria, dove, nel corso del 2025 è stato rilevato un caso di ritardo nel pagamento degli stipendi

(116) Eni ha predisposto una serie di clausole standard sul rispetto dei diritti umani da inserire, sulla base di un approccio basato sul rischio, nelle principali tipologie contrattuali e fornisce supporto al business per la loro negoziazione.

da parte di un contrattista. Eni è intervenuta tempestivamente per garantire il rispetto delle obbligazioni contrattuali da parte del fornitore, adottando diverse misure, tra cui un monitoraggio ravvicinato e periodico dell'operato del contrattista, in coordinamento con il gestore del contratto, anche con l'obiettivo di promuoverne la sensibilizzazione e la crescita sul tema. Il fornitore è stato inoltre inserito in una lista di società sotto osservazione e soggette a utilizzo condizionato. Tali azioni hanno consentito di porre rimedio al ritardo nel pagamento dei salari arretrati. In un'ottica cautelativa, Eni ha infine avviato una nuova procedura di gara per la fornitura del servizio, che non vedrà la partecipazione del contrattista, risultato carente sotto questa dimensione. Il modello di presidio dei potenziali impatti nel processo di procurement consente di rilevare tali impatti dal processo di qualifica fino all'assegnazione dei contratti e durante l'esecuzione degli stessi, prevedendo azioni di miglioramento o rimedio in caso di impatti effettivi. Eni si impegna a potenziare le verifiche interne su subappaltatori e su tutte le realtà con cui intrattiene rapporti commerciali, con un'attenzione particolare ai contesti critici o ad alto rischio, adottando un approccio ancora più rigoroso. Questo percorso punta a migliorare la capacità di identificare, prevenire e mitigare i rischi, rafforzando la trasparenza e la responsabilità condivisa lungo la filiera nel breve e medio termine.

Formazione e sensibilizzazione

Eni organizza workshop e momenti di formazione e sensibilizzazione che offrono ai fornitori la possibilità di confrontarsi con esperti sui temi ESG, compresi quelli legati al rispetto dei diritti umani nella catena di fornitura. Eni promuove la conoscenza dei presidi sui diritti umani attraverso programmi di formazione ai dipendenti e workshop rivolti ai professionisti che si occupano della gestione dei fornitori, inclusi quelli delle società estere. In tale ambito, nel 2025, la azioni hanno riguardato: i) la diffusione del corso "IPIECA: Online Labour Rights training" per i colleghi che si occupano di acquisti nelle società estere ed ai dipendenti dei loro fornitori; ii) il coinvolgimento dei fornitori in workshop dedicati alla formazione e sensibilizzazione sulla gestione responsabile della filiera e sull'attività di due diligence su Open-es; iii) la messa a disposizione all'interno della piattaforma Open-es di un'area dedicata alla misurazione di aspetti relativi al rispetto dei diritti umani per i fornitori di Eni e di tutte le imprese della community (Open-es Human Rights Card). Sempre all'interno della piattaforma, attraverso un assessment, le imprese ricevono un riscontro sul proprio posizionamento, insieme ad alcuni spunti e suggerimenti utili sulle azioni da intraprendere per il miglioramento.

Sicurezza e salute dei lavoratori nella catena del valore

Eni richiede ai propri fornitori di identificare e valutare i rischi relativi alla salute e sicurezza dei propri lavoratori, predisponendo idonei strumenti di prevenzione e protezione volti a prevenire comportamenti che possano provocare danni alle persone, agli asset e all'ambiente, aggiornando periodicamente le metodologie di lavoro e utilizzando le migliori tecnologie a disposizione, in un'ottica di miglioramento continuo. Viene richiesto il pieno impegno dei vertici aziendali nella gestione della salute e sicurezza delle persone, inclusa la formazione dei lavoratori in materia di salute e sicurezza e la sensibilizzazione verso l'adozione di pratiche e comportamenti di lavoro sicuri. Tali requisiti non sono previsti solo in sede di qualifica ma vengono richiesti e verificati anche periodicamente nel corso del rapporto commerciale. In particolare, quando le attività sono svolte nei siti Eni, è richiesto al fornitore di garantire la cooperazione con Eni e gli altri fornitori, anche attraverso l'applicazione proattiva di buone prassi operative, la segnalazione delle condizioni/azioni pericolose e l'investigazione e condivisione delle ***lessons learned*** di tutti gli eventi incidentali. Inoltre, le persone che lavorano per le imprese fornitrici presso i siti operativi Eni sono coinvolte in specifiche attività di formazione e sensibilizzazione in relazione alle tematiche HSE Per le attività, le metriche e le misure volte a tutelare la sicurezza e la salute dei lavoratori nella catena di fornitura, si veda la sezione Salute & Sicurezza.

Il modello di presidio degli altri business partner

Eni tiene conto degli impatti potenziali sui diritti umani derivanti anche dalle attività delle società in cui Eni detiene una partecipazione di minoranza o non è preminentemente coinvolta nella gestione operativa (c.d. "non operated") nonché, più in generale, nelle attività delle terze parti, anche attraverso la promozione di misure di prevenzione, mitigazione e cessazione di tali impatti. In particolare, Eni si attende che tali soggetti a loro volta si impegnino e rispettino i principi enunciati da Eni nel proprio Codice Etico e nella Policy "Rispetto dei Diritti Umani in Eni", anche mediante l'inclusione nei relativi contratti di specifici impegni di compliance e attraverso l'esercizio di attività di leverage (ad esempio, attraverso l'attività dei Rappresentanti Eni nelle Joint Venture). Tali previsioni contrattuali di compliance sono declinate secondo un approccio risk-based e richiedono, di norma, alle potenziali controparti/partner di adempiere ai propri obblighi nel rispetto dei principali standard e linee guida internazionali in materia di diritti umani (tra cui i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani, Linee Guida OCSE per imprese multinazionali, la Dichiarazione ILO sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro). Ove necessario, tali clausole possono inoltre prevedere che la controparte inserisca a sua volta, nei contratti con subappaltatori e/o subfornitori da ingaggiare nell'esecuzione delle attività oggetto del contratto con Eni, impegni in materia di diritti umani analoghi a quelli richiesti a suo carico (meccanismo di "contractual cascading"). I diritti umani sono integrati – sempre secondo un approccio risk-based - anche nei controlli di due diligence previsti per specifiche tipologie di operazioni (es. operazioni di M&A, joint venture, ecc) e, nel caso in cui emergano da tali controlli elementi di attenzione in materia di diritti umani, viene valutata l'adozione di eventuali misure di mitigazione e di monitoraggio sull'attuazione delle stesse.

COMUNITÀ LOCALI [ESRS S3]

POLITICHE [ESRS 2 MDR-P; S3-1]

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Sostegno allo sviluppo dei Paesi ospitanti, anche attraverso alleanze strategiche con partner riconosciuti a livello internazionale. • Promozione di forme di consultazione continua e trasparente allo scopo di informare le comunità locali e tener conto delle loro aspettative nelle attività Eni. • Rispetto dei diritti delle comunità, riconoscendone e valorizzandone le specificità, con particolare riferimento a cultura, stili di vita, istituzioni, legami con la terra d'origine e modelli di sviluppo.
Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni	• Rispetto dei diritti delle comunità locali, con particolare riferimento alla biodiversità, alla tutela dell'ambiente (aree c.d. "culturally sensitive"), al diritto alla proprietà e all'utilizzo delle terre e delle risorse naturali (non tollerato il Land Grabbing), al diritto all'acqua e al massimo livello conseguibile di salute fisica e mentale. • Attenzione particolare ai diritti dei gruppi vulnerabili con un focus su minoranze nazionali o etniche, religiose e linguistiche, persone con disabilità, lavoratori migranti e le loro famiglie, minori, donne e ragazze. • Rispetto dei diritti delle popolazioni indigene. • Coinvolgimento delle comunità tramite consultazioni preventive, libere e informate, con particolare attenzione alla presenza di gruppi vulnerabili. • Impegno ad evitare il ricollocamento di comunità e, nel caso questo non sia evitabile, garantire loro un'equa compensazione e il miglioramento delle condizioni di vita anche attraverso lo svolgimento di consultazioni. • Impegno a rispettare i diritti umani nell'ambito delle attività di security, volte a proteggere le persone e gli asset da qualsiasi minaccia di terzi che potrebbero provocare danni diretti o indiretti.
Corpo Normativo Interno	• Modello di sostegno allo sviluppo locale articolato in vari sotto-processi: comprensione del contesto, integrazione della sostenibilità e della salute nel business, conoscenza dei bisogni, aspettative e sviluppo di iniziative, monitoraggio, valutazione e reporting. • Impegno e modalità operative per le valutazioni di impatto sanitario (Health impact assessment) e per i progetti di salute delle comunità. • Funzione competente per i temi di sviluppo locale, relazione con le comunità e gli stakeholder locali, analisi e gestione degli impatti sociali.

TARGET E IMPEGNI [ESRS 2 MDR-T; S3-5]

I Target e impegni legati alle comunità locali, si collegano ai principi richiamati nelle Policy e vengono definiti con un approccio bottom-up, aggregando le singole iniziative in base a indicatori specifici per ogni settore di intervento, in linea con gli Obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite. Il monitoraggio avviene internamente su base trimestrale, tracciando i progressi delle iniziative nella piattaforma Stakeholder Management System[117]. I risultati annuali sono pubblicati nella reportistica di sostenibilità di Eni, anche a livello locale, ove predisposta. Vengono svolte valutazioni esterne ed interne delle iniziative, sia a metà che a fine ciclo, volte a misurare l'efficienza e l'efficacia degli interventi e identificare best practice e lessons learned, coinvolgendo i principali stakeholder. I target di seguito riportati, suddivisi per i settori di intervento prioritari di Eni (accesso all'energia, diversificazione economica, educazione e formazione professionale, accesso all'acqua e ai servizi igienico sanitari, salute e tutela del territorio), sono stati definiti con il coinvolgimento diretto degli stakeholder mentre per le attività legate all'obiettivo relativo ai servizi sanitari sono state coinvolte le autorità sanitarie locali.

Target	AI	Performance al 2025[a]		Anno base e valore di riferimento	Note (Scopo, Metodologia, Evidenze)
20M Persone supportate nell'accesso all'energia sostenibile tramite la diffusione dei sistemi di cottura migliorati (clean cooking)	2030	*~ 2,2M persone raggiunte*	●	2023 275K persone raggiunte	Applicabile a tutte le Linee di Business
315.000 Studenti supportati nell'accesso all'educazione (primaria, secondaria e terziaria)	2030	*~ 24K persone raggiunte*	●	2023 40K persone raggiunte	Applicabile a tutte le Linee di Business
85.600 Persone che hanno accesso all'energia (elettricità)	2030	*~ 7K persone raggiunte*	●	2023 51K persone raggiunte	Applicabile a tutte le Linee di Business
21.000 Agricoltori e imprenditori supportati per l'accesso allo sviluppo economico	2030	*~ 2,5K persone raggiunte*	●	2023 15K persone raggiunte	Applicabile a tutte le Linee di Business
790.000 Persone sostenute nell'accesso all'acqua potabile (incluse campagne di sensibilizzazione)	2030	*~ 110K persone raggiunte*	●	2023 62K persone raggiunte	Applicabile a tutte le Linee di Business
2,3M Persone sostenute nell'accesso ai servizi sanitari	2030	*~ 600K persone raggiunte*	●	2023 330K persone raggiunte	Applicabile a tutte le Linee di Business
85.000 Persone coinvolte in attività di protezione dell'ambiente e della biodiversità[b]	2030	*~ 5,5K persone raggiunte*	●	2023 17K persone raggiunte	Applicabile a tutte le Linee di Business

a) La performance 2025 risulta in linea o superiore al livello atteso per questo anno, coerente con il percorso di avvicinamento ai target al 2030.
b) Le iniziative comprendono attività di supporto nella gestione dei rifiuti per le comunità, riabilitazione di siti di smaltimento, attività di bonifica per il recupero della vegetazione autoctona, ripiantumazione di alberi, conservazione della biodiversità, campagne di sensibilizzazione sui rischi legati all'inquinamento derivante da spill e sull'importanza della tutela della biodiversità.

(117) Strumento gestionale per tracciare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI *[ESRS 2 SBM- 3; S3 SBM-3]*

Le comunità locali di riferimento

Le comunità di riferimento potenzialmente oggetto di impatti materiali vengono identificate prima di avviare le attività di business in cui Eni svolge il ruolo di operatore (ma anche in alcune joint venture in cui Eni ha un ruolo rilevante nella gestione degli stakeholder locali), considerando sia quelle situate nelle aree di attività di business di Eni, sia quelle indicate dai governi dei singoli Paesi, ad esempio nelle aree di sviluppo offshore. Tali comunità possono essere identificate anche al di fuori dell'area di influenza[118], considerano gli accordi con il Paese ospitante e le priorità identificate nei Piani Nazionali di Sviluppo. Sono oggetto di attenzione specifica i gruppi vulnerabili quali bambini, donne, minoranze nazionali ed etniche, lavoratori migranti e popolazioni indigene, rispetto ai quali vengono condotti approfondimenti specifici mediante forme di consultazione inclusiva.

Impatti materiali

Eni promuove **lo sviluppo delle comunità, con un'attenzione al tessuto imprenditoriale locale**, e la **salute delle comunità**, impegnandosi a generare valore nel lungo periodo attraverso il trasferimento del proprio know-how e competenze ai partner locali (c.d. approccio "Dual Flag"). Questo si concretizza anche attraverso l'attivazione delle catene di approvvigionamento locale, per incrementare il livello di competitività delle imprese, coinvolgendo la manodopera locale e attraverso il trasferimento di competenze, conoscenze e programmi di sviluppo per la crescita e la diversificazione dell'economia. Allo stesso tempo, le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, per loro natura, possono potenzialmente generare degli impatti negativi sui diritti umani delle comunità locali riguardanti: i) la **compromissione del diritto alla terra o all'acqua**, a causa della necessità di terreni per l'attività di business (esplorazione, estrazione, infrastrutture per il trasporto e la distribuzione dei prodotti), portando talvolta alla necessità di trasferire, momentaneamente o in maniera permanente, delle comunità, nonché di **limitare l'accesso a determinate risorse naturali o mezzi di sostentamento**, anche con riferimento specifico alle **popolazioni indigene**; ii) la **salute delle comunità**, potenzialmente impattata da una maggiore pressione sui servizi sanitari locali nelle fasi di costruzione degli impianti, anche in relazione all'aumento temporaneo delle persone presenti nel territorio, nonché dal rischio di una maggiore diffusione di malattie infettive, come la malaria, o di malattie sessualmente trasmissibili; iii) **violenza e molestie di genere**, per la prevalenza di lavoratori di sesso maschile nel settore e in particolare in quei progetti che prevedono un ingente afflusso di lavoratori appartenenti a differenti comunità; iv) violazioni della libertà come conseguenza di **misure adottate da parte delle forze di sicurezza** poste a presidio dei siti nei confronti delle comunità, di singoli soggetti o di **Human Rights Defenders**, anche in **contesti fragili e di conflitto**.

Rischi ed opportunità materiali

L'attività di Eni comporta dei rischi operativi che, possono generare potenziali effetti, oltre che sulle proprie persone e sulle infrastrutture, anche sulle comunità in modo diretto o indiretto. Tra i rischi materiali[119] vi sono **incidenti** rilevanti di processo e di asset integrity, quali incendi/esplosioni come il blow out, sversamenti, rilasci di sostanze pericolose e altri eventi di natura industriale, nonché incidenti derivanti da attività non strettamente di processo (ad esempio servizi di trasporto, stazioni di rifornimento, reti di distribuzione gas) che possono avere impatti negativi sulle comunità e ripercuotersi in via definitiva, a livello reputazionale ed economico, su Eni; è inoltre da considerare come rilevante per l'operatività del business il rischio di una potenziale **percezione negativa di Eni da parte degli stakeholder sul territorio**. Il continuo confronto ed engagement con gli stakeholder locali e la collaborazione con le organizzazioni della società civile ed istituzioni permette di presidiare correttamente i rischi e cogliere l'**opportunità di accesso a nuove attività di business in sinergia con il territorio**.

COINVOLGIMENTO DELLE COMUNITA' *[S3 SBM- 2; S3-2, S3-3]*

Operando in contesti socio-economici differenti, è fondamentale comprendere le aspettative degli stakeholder e condividere le scelte per costruire rapporti improntati alla reciproca fiducia, per rilevare gli impatti effettivi, potenziali o percepiti, e per identificare le modalità più efficaci di coinvolgimento. La comprensione del contesto, anche culturale, permette di sviluppare e promuovere adeguati canali di accesso e di adottare le più pertinenti modalità di dialogo, informazione e gestione di eventuali conflitti. Il coinvolgimento delle comunità locali[120], incluse le popolazioni indigene e i gruppi vulnerabili, avviene da parte di Eni e delle sue società controllate svolgendo consultazioni preventive, libere e informate, la cui responsabilità è affidata al Managing Director a livello locale, con il supporto dell'unità di Sostenibilità sia a livello locale che centrale. In alcuni contesti vengono inoltre identificate delle figure specifiche per sviluppare una relazione costante, anche attraverso periodiche consultazioni nelle diverse fasi delle attività di business. In particolare, in caso di rilocalizzazione economica o fisica delle comunità, vengono effettuati dedicati meeting al fine di informare in modo trasparente ed esaustivo le comunità interessate, con particolare attenzione alle persone più fragili. Per ogni nuova iniziativa di sviluppo di business il coinvolgimento avviene attraverso public hearing aperti alle comuni-

(118) Perimetro di analisi degli studi d'impatto condotti nelle fasi preliminari del business.
(119) Per approfondimenti sulle azioni di trattamento e l'interazione con la strategia si veda ▶ Risk Management Integrato.
(120) Per approfondimenti si veda anche il capitolo ▶ Attività di stakeholder engagement e la Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni.

tà locali (se non in contrasto con le normative del Paese) e garantendo la partecipazione attiva delle autorità (incluse le popolazioni indigine) e dei rappresentanti locali, così da garantire sia una corretta informazione sugli sviluppi di business, sia l'ottenimento di eventuali feedback. Tale coinvolgimento non si esaurisce nella fase di ottenimento del permitting ma prosegue durante l'intero ciclo del progetto, inclusa la fase di realizzazione e operatività dello stesso. Tali consultazioni avvengono, sulla base del contesto operativo, attraverso sessioni informative, focus group, condivisione di informazioni e report, con comunicazioni periodiche sull'avanzamento dei progetti di business e campagne di sensibilizzazione su temi di salute. Eni identifica inoltre, ove pertinente, le associazioni di donne attive nei territori in cui opera, in modo da coinvolgerle nelle consultazioni o proporre loro delle collaborazioni nei progetti.

Meccanismi di segnalazione e processi di rimedio - Grievance Mechanism

In linea con gli impegni assunti e in conformità agli standard internazionali, Eni si è dotata di meccanismi di ricezione di reclami e segnalazioni cui è possibile ricorrere in caso di presunta violazione[121] dei diritti umani e attivare conseguentemente un processo di rimedio. Tali meccanismi sono approfonditi nel capitolo I Diritti Umani per Eni. Tra i diversi canali, Eni ha definito ed applica principi di indirizzo per la gestione dei "Grievance Mechanism" la cui responsabilità, a livello operativo, è posta in capo a tutte le società controllate che analizzano e concordano la soluzione con i ricorrenti (individui o comunità). Qualsiasi richiesta o reclamo ricevuto viene gestito e monitorato fino alla chiusura tramite accordi con le parti coinvolte, fornendo risposta anche qualora essi non siano legati alle attività di Eni. I grievance possono essere trasmessi attraverso canali on-line, tra cui un indirizzo e-mail dedicato e il sito web istituzionale di società in loco, oppure fisicamente presso la sede amministrativa/operativa o tramite cassette di raccolta localizzate in aree interessate dal progetto. Eni proibisce e si impegna ad impedire qualsiasi ritorsione contro lavoratori e altri Stakeholder che abbiano segnalato criticità e, come indicato nella Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni, non tollera o favorisce minacce, intimidazioni, ritorsioni e attacchi (fisici o legali) contro gli human rights defender e altri stakeholder, e con i quali si impegna a collaborare al fine di creare occasioni di coinvolgimento e confronto. Tutti i grievance ricevuti, analizzati e gestiti dalle società controllate, sono tracciati nell'applicativo Stakeholder Management System, lo strumento gestionale per mappare la relazione con gli stakeholder e sono classificati per tema e rilevanza, verificando la percentuale di quelli risolti. Vengono inoltre tracciate sia la tempestività nella gestione e l'analisi del trend delle tematiche, per valutarne eventuali reiterazioni e le evoluzioni verso eventuali contenziosi, sia eventuali criticità di stakeholder rilevanti al fine di adeguare la strategia di engagement. La riservatezza circa il contenuto del grievance è salvaguardata con modalità idonee a tutelare il segnalante e l'identità dei soggetti segnalati, senza pregiudizio. Per garantire l'efficacia e la robustezza di tale meccanismo sono valutate, in ogni contesto, le modalità di accesso da parte dei ricorrenti, incluse le implicazioni linguistiche e l'eventuale necessità di assistenza alla compilazione, le modalità di pubblicità del meccanismo e l'adeguata informazione sul suo funzionamento. Inoltre, una volta approvata la proposta di risoluzione, Eni provvede alla comunicazione e discussione con il ricorrente, richiedendo osservazioni o soluzioni alternative, assicurandone sempre il tracciamento e l'archiviazione. In caso di insoddisfazione, Eni esamina le motivazioni e attiva, ove necessario, l'iter di esame e risposta, anche con il coinvolgimento di terze parti. Nei Paesi rilevanti, Eni, ogni tre mesi, svolge apposite review sullo stato dei grievance, monitorando indicatori specifici. Al fine di accrescere la fiducia nel meccanismo vengono valutati: i) le migliori forme di comunicazione; ii) il rafforzamento della conoscenza da parte degli stakeholder delle modalità di accesso e di funzionamento; iii) l'assistenza alla compilazione mediante il confronto periodico con le comunità; iv) se e come rendere accessibili alle comunità i risultati di tali indicatori.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A; S3-4]*

A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, anche sulla base del global Multidimensional Poverty Index[122], Eni adotta strumenti e metodologie per identificare e gestire i potenziali impatti, negativi e positivi, diretti e indiretti, anche in relazione ai diritti umani, fin dalle prime fasi progettuali, nella prospettiva di prevenirli, mitigarli o porvi rimedio (nel caso di impatti negativi) e di promuovere lo sviluppo delle comunità locali (nel caso di impatti positivi). Di seguito sono rappresentate le azioni poste in essere da Eni sulla base degli impatti, rischi e opportunità materiali identificati, suddivise per: i) studi di **valutazione degli impatti** ambientali, sociali e sanitari (Environmental Social and Health Impact Assessment - ESHIA); ii) **modello di gestione dei diritti umani di Eni**; iii) gestione di eventuali **resettlement** e modalità compensative; iv) progetti di **sviluppo locale**; v) attività di **Security**.

(121) Eventuali casi di violazione dei diritti umani accertati sono approfonditi nei capitoli Azioni intraprese sugli IRO materiali in cui, in caso di accertamento di violazione, vengono descritte le relative azioni di rimedio intraprese.
(122) Il Global Multidimensional Poverty Index, sviluppato nel 2010 dall'Human Development Report Office di UNDP, è una misura internazionale della povertà acuta, che copre oltre 100 Paesi in via di sviluppo e che integra le tradizionali misure di povertà monetaria con altre tre dimensioni fondamentali: la salute, l'istruzione e gli standard di vita.

Environmental Social and Health Impact Assessment

Oltre ai requisiti obbligatori previsti nei Paesi di presenza per l'autorizzazione ambientale Eni produce degli Environmental Social and Health Impact Assessment (ESHIA[123]) e Health Impact Assessment (HIA)/Valutazioni di Impatto Sanitario (VIS)[124], che garantiscono l'aderenza a riconosciuti standard internazionali[125] e assicurano il coinvolgimento degli stakeholder al fine di tutelare i loro interessi, identificare criticità, valutare potenziali impatti e porre in essere eventuali misure di mitigazione. Nel 2025, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 11 studi di cui 7 studi integrati negli ESHIA in Oman, Indonesia e Cipro, e 4 studi sanitari specifici di cui 3 in Italia e 1 in Costa d'Avorio. Per ogni ESHIA viene redatto un Environmental and Social Management Plan, che integra elementi riferiti al rispetto dei diritti umani, dove vengono descritte le azioni per mitigare tali impatti durante il ciclo di vita del progetto, condividendolo con le autorità per monitorarne l'avanzamento. Al termine della fase di costruzione degli impianti, viene verificata la conformità ai documenti progettuali, incluse le tematiche ambientali e sociali ed eventuali scostamenti che portano alla definizione di azioni correttive. Per quanto riguarda la valutazione degli impatti sanitari, essa è integrata negli ESHIA oppure viene svolta separatamente tramite HIA/VIS. Nell'eventualità di identificazione di potenziali impatti sulla salute derivanti dalle attività operative, tale risultanza viene divulgata agli stakeholder individuati, in accordo con la legislazione locale applicabile. Viene dunque redatto un Piano di Mitigazione e Monitoraggio, in modo da assicurare che gli impatti significativi identificati siano gestiti adeguatamente e l'avanzamento delle attività sia periodicamente monitorato. In alcuni Paesi, quali, ad esempio, l'Australia e il Kenya, Eni opera in aree in cui sono presenti **popolazioni indigene o gruppi tribali**, nei confronti dei quali ha adottato delle politiche o procedure specifiche volte a tutelare i diritti, i patrimoni culturali tangibili e intangibili, le tradizioni, gli stili di vita, le istituzioni, i legami con la terra d'origine e i modelli di sviluppo, in linea con gli standard internazionali, promuovendo al contempo la loro consultazione preventiva, libera e informata.

Modello di gestione dei diritti umani di Eni

L'impegno a prevenire possibili impatti negativi sui diritti umani derivanti da progetti industriali si concretizza attraverso un approccio strutturato di due diligence (si veda I Diritti Umani per Eni) e l'applicazione di un **modello risk-based**. Tale modello utilizza elementi di contesto, come ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e le caratteristiche progettuali, al fine di classificare le attività di business in base al potenziale rischio sui diritti umani ed individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante studi dedicati "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) al fine di identificare e valutare i potenziali impatti, anche attraverso l'engagement dei rightholder, nonché di definire delle raccomandazioni da tradursi in misure di prevenzione e gestione all'interno di Piani d'Azione. Nel corso dell'anno sono proseguite le attività di implementazione e monitoraggio dei Piani di Azione (disponibili sul sito Eni) riferiti agli HRIA o agli "Human Rights Risk Analysis" (HRRA) svolti negli anni precedenti. Inoltre, nel 2025 è stato dato seguito a due progetti avviati nel 2024 a seguito dell'aggiornamento dei Salient Issue: uno dedicato alle attività di trading delle biomasse ed uno sulle iniziative agri-feedstock finalizzate alla produzione di oli vegetali destinati alla produzione di biocarburanti. Entrambi i business, fondandosi sulla produzione agricola di biomasse, benché offrano rilevanti opportunità di sviluppo agricolo, allo stesso tempo sono esposti a potenziali impatti negativi relativi alle condizioni di lavoro cui gli agricoltori della filiera sono sottoposti e a impatti per le comunità relativi al corretto utilizzo delle terre. Con riferimento alle attività di trading delle biomasse, nel corso del 2025 si è proceduto all'implementazione di un Piano d'azione per il rafforzamento di taluni presidi di responsible sourcing[126]. Con riferimento allo sviluppo delle iniziative agri-feedstock, è stato predisposto uno specifico framework a presidio di questa nuova attività, attraverso misure trasversali, quali ad esempio la conduzione di specifici impact assessment per l'intera filiera coinvolta nelle attività, la formazione e la sensibilizzazione delle controparti di Eni e dei soggetti che operano lungo la filiera e il rafforzamento dei criteri di screening e di selezione delle controparti commerciali. Il framework è pensato per essere applicato in tutti i Paesi in cui avviene l'avvio di questi progetti; nel corso dell'anno sono state condotte delle specifiche attività di accompagnamento delle consociate nella prima applicazione delle misure del framework stesso, in particolare in Kenya, Congo, Angola e Mozambico. La prima applicazione fornirà elementi utili per comprendere quali aspetti del framework sarà eventualmente necessario rimodulare o rafforzare a seconda dei contesti e delle specificità dei paesi interessati.

Gestione di eventuali resettlement e modalità compensative

Lo sviluppo di progetti per l'utilizzo delle risorse naturali potrebbe richiedere l'acquisizione e/o l'utilizzo di aree dalle comunità locali. Per tutti gli individui che hanno attività o risiedono nelle zone di attività di Eni, viene garantita (applicando lo standard internazionale sul resettlement involontario[127]) l'adozione di modalità compensative eque, trasparenti e sostenibili, limitando il più possibile la perdita di beni che comprometterebbe fonti di reddito

(123) Tramite gli studi ESHIA, condotti prima dell'inizio delle attività di business sono definite: l'Area di influenza, ovvero l'area all'interno della quale le attività del progetto possono potenzialmente influenzare le risorse/recettori e all'interno della quale devono essere valutati i potenziali impatti (sia diretti che indiretti) e l'Area di studio che deve essere valutata nel processo, al fine di comprendere e caratterizzare adeguatamente lo scenario di riferimento. In particolare, in questi studi condotti tenendo conto delle diverse caratteristiche delle attività di business, vengono mappate sia le comunità che vivono o lavorano nei pressi delle operations sia quelle presenti nelle aree di influenza.
(124) La Valutazione di Impatto Sanitario (VIS) è uno strumento di supporto alle decisioni finalizzato a considerare i potenziali effetti sulla salute delle popolazioni interessate progetti industriali. È applicata, quando pertinente, alle iniziative nazionali, in coerenza con il quadro metodologico di riferimento e in integrazione con gli studi ambientali. L'analisi si fonda sulle evidenze epidemiologiche disponibili ed è condotta con riferimento all'area interessata dalle attività progettuali e alle comunità potenzialmente coinvolte, utilizzando dati e informazioni istituzionali e territoriali disponibili.
(125) Quali ad esempio UNGPs, Linee guida OCSE, IFC Performance Standard e le metodologie definite da IPIECA.
(126) Oltre all'ampliamento delle verifiche rispetto alle condizioni di lavoro degli equipaggi di bordo dei vettori utilizzati per le attività di shipping.
(127) IFC PS5 International Finance Corporation: linee guida internazionali per gestire i rischi ambientali e sociali in modo responsabile. Per quanto riguarda gli eventuali displacement economici e fisici relativi a reinsediamenti involontari temporanei o permanenti, Eni utilizza come riferimento lo standard di performance numero 5 dell'IFC.

o mezzi di sostentamento, anche quando lo standard del Paese di presenza non permette una compensazione che possa ristorare le comunità impattate (Project Affected People, PAP) in maniera congrua. Nel 2025 non si sono verificate situazioni di displacement economico e/o fisico[128]. Si specifica, inoltre, che ogni piano di azione ha un piano di monitoraggio a cui segue una valutazione intermedia ed una finale per misurare l'efficacia delle azioni.

Progetti di sviluppo locale

Le Alleanze per lo sviluppo_sono una delle cinque leve del ▶ Modello di Business di Eni. L'impegno di Eni a generare impatti positivi sulle comunità attraverso progetti di sviluppo locale, trova attuazione attraverso un approccio che si articola in 5 fasi: i) conoscenza del contesto socio-economico, sanitario, ambientale e culturale del Paese; ii) coinvolgimento degli stakeholder locali, tramite analisi delle loro richieste (e/o eventuali grievance), comprensione delle esigenze[129] e delle aspettative locali e consolidamento di una reciproca fiducia; iii) analisi e mitigazione degli impatti potenziali delle attività su ambiente, salute e persone, inclusi i diritti umani per identificare criticità, opportunità e rischi; iv) definizione e implementazione di programmi di sviluppo locale (Local Development Programme) coerenti con i Piani di Sviluppo Nazionali, l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e l'analisi dei bisogni locali; v) valutazione e misurazione dello sviluppo locale generato attraverso l'uso di strumenti e metodologie, come l'Eni Local Content Evaluation (ELCE)[130] e il Logical Framework Approach (LFA)[131]. In questo contesto, le numerose collaborazioni con istituzioni nazionali e internazionali, agenzie di cooperazione e stakeholder locali, favoriscono l'individuazione degli interventi fondamentali per determinare i bisogni delle comunità contribuendo a migliorare il loro sviluppo; tra queste le principali avviate e consolidate nel 2025 sono state con organismi delle Nazioni Unite (UNIDO, UNESCO, IOM, ILO), agenzie di cooperazione nazionali (AICS), organismi della società civile (ADPP, AVSI, Banco Alimentare, Medici con l'Africa CUAMM, AISPO, EFCA - Eurasia Foundation of Central Asia, Elsewedi Electric Foundation, E4Impact, IRC, KazMunayGaz - KMG, Linea Rosa, NCBA CLUSA, Istituto Oikos e VIS), e del settore privato (CERCO Côte d'Ivoire, CNH Industrial, Iveco Group, Istituto Giannina Gaslini, Centro Cardiologico Monzino e Gruppo San Donato). In tale ambito, Eni ha introdotto anche un approccio volto a integrare la prospettiva di genere (gender-mainstreaming) nelle varie fasi dei progetti di sviluppo locale, con azioni e strumenti specifici al fine di garantire l'identificazione dei potenziali impatti, massimizzando quelli positivi e prevenendo quelli negativi, anche grazie a formazioni specifiche per i team di sostenibilità locali. Per i settori di intervento individuati come prioritari, Eni implementa specifiche azioni: i) **salute delle comunità**: supporto alla salute materno-infantile, rafforzamento dell'assistenza sanitaria primaria, prevenzione delle malattie trasmissibili e non trasmissibili, supporto nutrizionale, accesso all'acqua sicura e ai servizi igienico-sanitari, nonché supporto alle emergenze mediche; ii) **educazione**: ripristino o costruzione di edifici scolastici, distribuzione di materiali, campagne di sensibilizzazione sulla partecipazione scolastica, programmi di formazione al personale scolastico, supporto all'accesso all'istruzione per gli studenti delle scuole primarie, secondarie, scuole tecniche di formazione professionale ed università; iii) **accesso all'acqua**: costruzione di pozzi, sistemi di trattamento, potenziamento delle reti idriche e della distribuzione, forniture di impianti igienico-sanitari, programmi educativi; iv) **diversificazione economica**: progetti di micro-imprenditoria e inserimento professionale, programmi di formazione imprenditoriale e professionale, mentoring e consulenza per piccole imprese e startup; v) **tutela del territorio**: supporto e sensibilizzazione nella gestione dei rifiuti, ripiantumazione di alberi, conservazione della biodiversità, campagne di sensibilizzazione; vi) **accesso all'energia**: sviluppo di micro-reti nelle aree rurali, fornitura e installazione di componenti elettrici o pannelli solari, costruzione di linee di trasmissione e collegamento alla rete nazionale; supporto nell'accesso a sistemi di cottura migliorati, certificati e di qualità, attività di sensibilizzazione su efficienza energetica.

Attività di Security *[ENTITY SPECIFIC]*

Eni gestisce le proprie operazioni di security nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security and Human Rights promossi dalla Voluntary Principles Initiative[132] (VPI) e collabora proattivamente con i propri Business Partner affinché questi gestiscano tali attività, in sinergia e/o nell'interesse di Eni, nel pieno rispetto dei diritti umani e delle libertà fondamentali degli individui. Eni è "full member" della VPI dal 2022 e nel 2025, nell'ambito dei diritti umani, ha condotto una serie di azioni volte sia a confermare il proprio impegno sia ad incrementare il livello di sensibilità e consapevolezza nella gestione dei potenziali impatti verso le comunità presso le quali opera. A partire dal 2009, Eni promuove un programma di formazione rivolto al personale di sicurezza pubblica e privata nei Paesi di presenza al fine di diffondere le best practice aziendali in linea con i principi internazionali. Nel 2025 si è tenuto il **Workshop "Security & Human Rights"**, in Congo, a Pointe Noire, che ha visto anche la partecipazione del Responsabile della Global Security Eni, dell'Ambasciatore d'Italia in Congo e del Ministro della Giustizia congolese. L'iniziativa è stata finalizzata a sensibilizzare le Forze di Sicurezza congolesi, pubbliche e private, non solo sui temi legati alla security e ai diritti umani, ma anche sulla violenza sulle donne, sui loro diritti e sui comportamenti attesi dalle Forze di

(128) Le attività approfondite in questo capitolo sono quelle gestite direttamente da Eni, negli asset operati. Non vengono, quindi, trattate le operazioni di resettlement svolte per progetti di business in cui Eni detiene una quota di partecipazione ma che vengono gestite da un operatore terzo, come ad esempio le attività svolte nel 2025 nel progetto di Rovuma LNG in Mozambico.
(129) Per approfondimenti su aspettative e coinvolgimento degli stakeholder si veda il capitolo ▶ Attività di stakeholder engagement.
(130) Modello Eni, validato dal Politecnico di Milano, che permette di quantificare le ricadute delle proprie attività sul Paese di presenza, misurando gli impatti generati, in termini di benefici portati all'economia, alla società e alle comunità locali, per l'intera vita di un progetto.
(131) Approccio metodologico utilizzato per pianificare, gestire, monitorare e valutare iniziative o programmi/progetti, definire gli obiettivi e le azioni da intraprendere. La componente principale della LFA detta "Logframe Matrix" descrive la logica dell'operazione, suddivisa in obiettivi, risultati e azioni, tenendo conto di rischi e condizioni esterne che potrebbero penalizzare l'esecuzione e gli esiti degli interventi pianificati.
(132) Iniziativa multistakeholder che riunisce le principali energy company nella tutela e promozione dei diritti umani.

Sicurezza. Il workshop è stato un momento prezioso di confronto tra Autorità locali, persone Eni, rappresentanti istituzionali della sicurezza congolesi e il formatore. Nel corso del 2025 è inoltre proseguito l'impegno nell'implementazione del **progetto "In-Country Workshops on Security & Human Rights"**, dedicato alla realizzazione, da parte dei Security Manager di consociata, di workshop formativi in materia di security e diritti umani, rivolti alle forze di sicurezza privata locale. I workshop sono stati realizzati in Ghana, Indonesia, Algeria, Egitto, Iraq, Kenya e Libia. Nel 2025 è stato altresì realizzato il nuovo **Progetto Train of the Trainers** coinvolgendo la società controllata del Gruppo in Mozambico (Eni Rovuma Basin). L'iniziativa ha l'obiettivo di formare, attraverso il coinvolgimento di un consulente esterno, le forze di sicurezza pubblica in materia di Security & Human Rights affinché queste, a loro volta, abbiano il know-how necessario per formare altre forze di sicurezza in tale ambito. Questo progetto ha rappresentato una prima applicazione di un modulo formativo replicabile in altre realtà Eni nel mondo. Il progetto è stato realizzato in collaborazione con il Ministero della Giustizia e l'Autorità Nazionale per i diritti umani mozambicana. La formazione è durata 5 giorni e ha visto la partecipazione di 21 candidati formatori (tra cui 6 donne), provenienti dai Ministeri di Giustizia, Interno e Difesa, Polizia Penitenziaria e Polizia dell'Immigrazione. Il numero di Paesi con guardie armate che proteggono i siti sono 15.

SECURITY RELATIVA AI DIRITTI UMANI	Unità di misura	2025	2024
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani[a]	(numero)	604	869
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani	(%)	87	92
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani[b]		98	97

(a) L'indicatore include sia il personale della vigilanza privata che opera contrattualmente per Eni, sia il personale delle Forze di Sicurezza pubbliche, siano esse militari o civili, che svolgono, anche indirettamente, attività e/o operazioni di security a tutela delle persone e degli asset di Eni.
(b) Percentuale calcolata come rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".

METRICHE *[ESRS 2 MDR-M; ENTITY SPECIFIC]*

Investimenti per lo sviluppo locale e grievance

Tra i principali progetti realizzati nel 2025, si segnalano iniziative volte a favorire: i) l'accesso all'energia in Congo, Costa d'Avorio, Mozambico, Rwanda, Angola e Tanzania attraverso la distribuzione di sistemi di cottura migliorati e in Tunisia attraverso l'installazione di pannelli fotovoltaici; ii) la diversificazione economica attraverso il supporto a pratiche di agricoltura e/o pesca sostenibili in Messico, Egitto, Kazakistan e Mozambico, e di valorizzazione del patrimonio culturale in Italia; (iii) l'accesso all'educazione primaria e secondaria in Messico, Mozambico e Iraq, e la formazione professionale e terziaria in Costa D'Avorio, Egitto e Libia; iv) l'accesso all'acqua attraverso interventi di rafforzamento delle infrastrutture idriche in Mozambico e Iraq; v) la tutela del territorio attraverso attività di promozione della tutela della biodiversità e la salvaguardia del verde pubblico in Italia, Indonesia, e Mozambico. Nell'ambito dei progetti di sviluppo sanitario, nel 2025, Eni ha realizzato 38 iniziative in 14 Paesi attraverso il rafforzamento delle competenze del personale sanitario (ad esempio in Libia, Egitto, Angola e Indonesia), la costruzione e la riabilitazione di strutture sanitarie e il loro equipaggiamento (ad esempio in Costa d'Avorio, Indonesia, Mozambico e Italia), l'informazione, l'educazione e la sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte (ad esempio in Ghana e Messico). Per il prossimo quinquennio Eni ha stanziato investimenti per circa €401 milioni per lo sviluppo locale. Infine, nel 2025 sono stati ricevuti 21 grievance e 18 sono stati risolti[133] (di cui 13 ricevuti nel 2025). I principali hanno riguardato questioni legate ai rapporti con i fornitori e a richieste di compensazione per impatti su attività locali; sono emerse inoltre tematiche relative alla gestione del verde in prossimità degli impianti, emissioni odorigene e ad azioni di mitigazione degli effetti del cambiamento climatico.

SVILUPPO LOCALE E GRIEVANCE[a]	Unità di misura	2025	2024
Investimenti per lo sviluppo locale per settore[b]	(€ milioni)	81,0	88,8
Accesso all'energia		*0,3*	*0,7*
Diversificazione economica		*43,1*	*46,0*
Educazione e formazione professionale		*21,3*	*25,4*
Accesso all'acqua e ai servizi igienico sanitari		*1,6*	*0,9*
Tutela del territorio		*6,2*	*3,9*
Salute		*4,3*	*7,1*
Compensazione e Reinsediamento[c]		*4,2*	*4,8*
Numero di grievance	(numero)	21	61

(a) Le voci in tabella sono incluse in ▶ Nota 14 "Attività Immateriali" e in ▶ Nota 30 Costi - "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" della sezione Note al bilancio consolidato.
(b) L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzate a favore del territorio per promuovere lo sviluppo delle comunità. Il dato si riferisce a tutte le realtà di Eni, includendo realtà non operate.
(c) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2025 sono pari a €4,2 milioni prevalentemente relative ad attività non operate (€3,4 mln in Mozambico relativamente al progetto Rovuma LNG, €0,6 milioni in UK per il progetto Liverpool Bay, €0,2 milioni in Grecia per il progetto Mares).

(133) Il numero di grievance risolti corrisponde al numero di grievance per cui l'azienda e il soggetto ricorrente hanno concordato una proposta di risoluzione, indipendentemente dall'anno in cui tale grievance è stato espresso.

CLIENTI E CONSUMATORI [ESRS S4]

Questo capitolo è dedicato ai clienti B2C di Plenitude – Società Benefit, con un focus particolare sui 10 milioni di clienti retail ai quali Eni fornisce energia, soluzioni per l'efficienza energetica e servizi per la mobilità elettrica. L'attenzione si concentra su questo segmento in virtù della presenza di una relazione contrattuale continuativa, che distingue tali clienti rispetto a quelli delle altre linee di business di Eni.

POLITICHE [ESRS 2 MDR-P; S4-1]

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Principio della gestione trasparente delle relazioni con i clienti e i consumatori, ispirandosi alle best practice e al principio di lealtà professionale verso i clienti e i consumatori. • Costruzione di relazioni commerciali incentrate sulle esigenze del cliente, mettendolo sempre nelle condizioni di poter scegliere liberamente e consapevolmente.
Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni	• Coinvolgimento delle proprie terze parti nella prevenzione o mitigazione degli impatti negativi sui diritti umani che le loro attività, prodotti o servizi potrebbero causare o contribuire a causare.
Policy ECG Privacy e data protection	• Descrizione di ruoli e responsabilità nella raccolta, utilizzo, conservazione e cancellazione dei dati, prevedendo misure tecniche e organizzative per la protezione. • Definizione delle modalità operative per la gestione di dati personali nel rispetto della normativa vigente, assicurando trasparenza, sicurezza e correttezza nei trattamenti. • Gestione delle richieste degli interessati, modalità di segnalazione di eventuali violazioni e attività di controllo e aggiornamento periodico per la tutela costante e sistematica delle informazioni personali trattate.
Policy ECG Consumer Protection & Green Claims	• Rispetto delle regole e dei principi in materia di tutela del consumatore e di corretta comunicazione ambientale e di sostenibilità (Green Claim e Sustainability Claim). • Strumenti volti a prevenire il rischio di violazione, anche "inconsapevole", della Normativa Consumer Protection. • Diffusione della cultura della compliance in materia di tutela del consumatore, contribuendo a favorire l'individuazione e segnalazione da parte delle persone Eni di eventuali azioni/condotte che possano costituirne violazione, in coerenza con gli strumenti normativi aziendali in materia.
Corpo Normativo Interno	• Impegno al rispetto di tutte le norme poste a tutela della leale concorrenza e del diritto dei consumatori a ricevere informazioni chiare, veritiere e complete sui prodotti e servizi offerti.

TARGET E IMPEGNI [ESRS 2 MDR-T; S4-5]

I target definiti, in linea con le policy, sono al centro delle scelte strategiche e della volontà di costruire relazioni commerciali incentrate sulle esigenze del cliente, mettendolo nelle condizioni di poter scegliere liberamente e consapevolmente, anche attraverso una comunicazione commerciale corretta. A tal fine, Plenitude è dotata di una funzione organizzativa preposta alla verifica del rispetto della normativa in materia di consumer protection per tutte le proprie iniziative di business e comunicazioni alla clientela, con l'obiettivo di evitare pratiche commerciali scorrette e fornire informazioni chiare, complete, veritiere e non ingannevoli. Le performance del servizio al cliente vengono monitorate su base settimanale nell'ambito di business review attraverso metriche (sia riportate nella RdS, sia altri indicatori monitorati internamente), tracciandone l'allineamento con il target definito. Vengono inoltre organizzati incontri con i rappresentanti nazionali e territoriali delle Associazioni dei Consumatori, annualmente per presentare le strategie aziendali e, periodicamente, per approfondimenti specifici su tematiche di interesse per i consumatori finali.

Target	AI	Performance al 2025		Anno base e relativo valore di riferimento	Note (Scopo, Metodologia, Evidenze)
30.000 Punti di ricarica per veicoli elettrici proprietari installati	2030[a]	*~23.000*		2022: 6.500	Target assoluto definito in coerenza con l'espansione del mercato della mobilità elettrica in Italia ed Europa. Scopo: area di business e-mobility.
3,5 volte Net Promoter Score transazionale (Retail Italia) del 2018	2025	*4,1 volte*	●	2018: N/A[b]	Target relativo definito sulla base dell'introduzione di nuove tecnologie e di un modello di remunerazione del customer service incentrati sulla qualità del servizio erogato al cliente. Scopo: Retail Italia.
+ 30% rispetto alla media Net Promoter Score (NPS) transazionale 23-25 (target intermedi +20% al 2026 e +25% al 2027)	2028	*Nuovo target del 2025*		Media NPS transazionale 23-25 (Retail Italia)[b]	
90% Nuovi contratti sottoscritti digitalmente in Europa	2025	*86%*[c]	●	2023: 80%	Target assoluto definito sulla base del piano di progressiva digitalizzazione delle sottoscrizioni di contratti presso i canali di vendita fisici e implementazione di nuovi canali di acquisizioni digitali. Scopo: nuovi contratti di fornitura luce e gas sottoscritti dai clienti B2C.

a) Il piano di installazione dei punti di ricarica è stato aggiornato rispetto a quanto dichiarato nel Sustainability Statement 2024 in risposta all'andamento del mercato.
b) Il valore di riferimento non è riportato in quanto market sensitive e non confrontabile tra aziende a causa delle diverse metodologie.
c) La performance, costantemente cresciuta negli ultimi 4 anni, ha traguardato l'86% nel 2025 (vs target 90%), principalmente in ragione dei diversi livelli di maturità digitale dei Paesi europei considerati e del diverso mix dei canali di acquisizione dei clienti.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI *[ESRS 2 SBM- 3; S4 SBM-3]*

Impatti materiali

Eni amplia il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e soluzioni energetiche ai clienti retail e business, insieme a servizi per la mobilità elettrica. I principali impatti materiali legati ai clienti si riferiscono a quelli della società controllata Plenitude, in ragione della presenza di una relazione contrattuale continuativa. Eni si impegna ad aumentare la soddisfazione dei clienti e a promuovere al contempo una cultura dell'uso consapevole dell'energia, **offendo prodotti e servizi adeguati e di qualità**, anche grazie all'utilizzo di adeguati canali di dialogo e utilizzando pratiche commerciali trasparenti e corrette. Allo stesso tempo, eventi accidentali potrebbero comportare potenziali impatti negativi, ad esempio, **legati a campagne pubblicitarie non chiare o pratiche commerciali ingannevoli o aggressive**, che rischiano di indurre i clienti in errore o influenzarne le decisioni di acquisto.

Rischi e opportunità materiali

Non sono stati identificati rischi materiali (vedi capitolo Materialità) a livello di Gruppo relativamente ai consumatori, al netto della potenziale perdita di riservatezza di informazioni riservate relativa al rischio di Cybersecurity, per il quale si rimanda al capitolo Cybersecurity. In coerenza con il target identificato, lo **sviluppo di punti di ricarica per veicoli elettrici**[134], rappresenta un'opportunità di business per lo sviluppo di servizi a supporto della mobilità elettrica.

COINVOLGIMENTO DEI CLIENTI *[S4 SBM-2; S4-2; S4-3]*

All'interno di Plenitude è presente un team dedicato allo studio del mercato e all'ascolto dei clienti[135], al fine di identificarne bisogni e aree di miglioramento, trend di consumo, andamenti socio-economici e principali preoccupazioni. Ogni anno vengono svolte molteplici indagini di mercato, sia qualitative che quantitative, attraverso diversi canali (online, telefonici o personali), grazie al supporto di istituti di ricerca o società specializzate attive in Italia e all'estero, nel rispetto degli standard qualitativi di settore. Nel corso del 2025 sono stati realizzati oltre 120 progetti di ricerca coinvolgendo oltre 190.000 tra clienti effettivi e potenziali ed è proseguita anche un'iniziativa di ascolto delle chiamate effettuate al numero verde. In modo continuativo, viene monitorata la customer satisfaction, ossia la percentuale di clienti che esprimono un giudizio superiore a 7 su un massimo di 10, in termini di soddisfazione complessiva per Plenitude come fornitore energetico. Per valutare l'efficacia dei canali di coinvolgimento, vengono monitorati anche altri specifici KPI, quali il Net Promoter Score (NPS), che misura la percentuale di clienti che consiglierebbe Plenitude come operatore e il tasso di reclamo. Viene, inoltre, promosso il dialogo e il confronto continuo con le Associazioni dei Consumatori, per migliorare la soddisfazione dei clienti e la qualità del servizio offerto. Tale dialogo avviene attraverso canali dedicati, come, ad esempio, il Protocollo di Conciliazione Paritetica, procedura di risoluzione stragiudiziale delle controversie tra Società e clienti, conforme alla modalità Alternative Dispute Resolution, approfondita in seguito. Inoltre, alle Associazioni dei Consumatori viene garantita la possibilità di segnalare potenziali inadempienze del servizio e malfunzionamenti dei prodotti per conto dei clienti attraverso un servizio telefonico e un'area web dedicata. Infine, Plenitude partecipa attivamente ad incontri con le Autorità ed Enti competenti, a livello nazionale e locale, in occasione di consultazioni e audizioni, anche in merito alla tutela dei clienti vulnerabili (si veda la sezione Azioni per maggiori dettagli). La responsabilità operativa di assicurare che il coinvolgimento abbia luogo e che i risultati orientino l'approccio dell'impresa, è ricoperta dal Direttore del mercato retail Italia, in collaborazione con le funzioni di supporto.

Meccanismi di segnalazione e processi di rimedio

Plenitude prevede dei meccanismi di tutela del consumatore che si estendono anche agli intermediari che svolgono attività commerciali per suo conto. Infatti, tutti gli operatori di vendita sono sottoposti a una verifica preventiva volta ad accertarne la sostenibilità finanziaria, l'esperienza nel settore di riferimento, l'adeguatezza della struttura commerciale e dei requisiti di formazione tecnico-commerciale. In caso di esito positivo di tale verifica, il personale degli operatori abilitati a svolgere attività per conto di Plenitude è tenuto a partecipare ad un piano di formazione obbligatorio volto a garantire il rispetto dei processi e degli standard qualitativi dell'azienda. E' inoltre previsto un monitoraggio dell'attività dei partner commerciali, attraverso un'analisi continua delle performance e dei KPI qualitativi discussa dal management in sessioni periodiche focalizzate sulla customer protection, garantendo così una vigilanza proattiva e sistematica sull'intero processo. Plenitude, in Italia, gestisce le segnalazioni[136] dei clienti in conformità con le normative dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Le segnalazioni sono analizzate qualitativamente e quantitativamente per comprendere le problematiche dei clienti e avviare azioni correttive. Ogni tre mesi, il Comitato multidisciplinare di Customer protection, valuta gli indicatori di qualità delle performance commerciali dei partner e definisce i relativi piani d'azione. Per i reclami nei confronti dei partner commerciali, sono applicate procedure sanzionatorie specifiche, come penali per attivazioni non richieste e istruttorie preliminari per violazioni contrattuali presenti nel mandato, valutate dal Comitato Penali. Le segnalazioni possono essere inviate dai clienti tramite: canali remoti (sito web, area riservata/app, chat, call center, e-mail, servizio

(134) Tale opportunità viene approfondita nel capitolo Cambiamento Climatico.
(135) Per approfondimenti su aspettative e coinvolgimento degli stakeholder si veda il Capitolo Attività di stakeholder engagement.
(136) Per approfondimenti sul processo di gestione dell'accesso alle misure di rimedio sui diritti umani, si rimanda al capitolo I Diritti Umani per Eni.

postale), servizio di assistenza dedicato nella Lingua dei Segni Italiana, e canali fisici diretti e indiretti sul territorio. I canali di contatto a disposizione dei clienti sono descritti su eniplenitude.com, sulle bollette e sul materiale commerciale e contrattuale. Indipendentemente dal canale utilizzato, Plenitude garantisce la ricezione, l'analisi e il trattamento delle segnalazioni, anche anonime, assicurando la massima riservatezza. Plenitude forma ed informa i propri fornitori di servizi, inclusi gli operatori di customer care e call center, condividendo le procedure aziendali e offrendo sessioni di formazione con survey di monitoraggio della qualità. Inoltre, per assicurare l'aderenza agli standard e aspettative di Plenitude, vengono effettuati controlli sulla gestione delle chiamate e del cliente, come l'ascolto di chiamate a campione e feedback condiviso con il partner. I reclami e le richieste di informazioni sono monitorati giornalmente tramite un cruscotto dedicato e gestiti da un team di risorse interne e fornitori esterni specializzati. Sono previsti sistemi di controllo per verificare la qualità delle pratiche e individuare carenze formative e spunti di miglioramento. Il programma di Customer Feedback utilizza una piattaforma ad hoc per erogare survey, misurare KPI di soddisfazione e interagire con clienti, integrando i loro suggerimenti nel sistema aziendale. L'efficacia di questi strumenti è monitorata in linea con gli standard di qualità commerciale stabiliti da ARERA. In relazione alle richieste di informazioni e ai reclami, si analizzano i tempi di risposta, le motivazioni, oltre che gli eventuali reiteri, per comprendere le cause alla base delle segnalazioni e definire eventuali azioni di miglioramento. Infine, viene presidiata la percentuale di segnalazioni che sono state risolte alla prima chiamata (First Call Resolution) e la percentuale di operazioni svolte autonomamente dai clienti sul totale delle operazioni richieste.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS2 MDR-A; S4-4]*

Plenitude prevede l'implementazione di diverse azioni per porre rimedio agli impatti negativi che potrebbe avere sui clienti e consumatori, la cui efficacia viene monitorata attraverso indicatori operativi (attivazioni non richieste, tasso di reclamo, NPS, ecc.) su base mensile o settimanale. Di seguito sono rappresentate le azioni poste in essere sulla base degli impatti, rischi e opportunità materiali identificati, suddivise per: i) **azioni per la gestione dei clienti**; ii) **tutela del cliente e gestione delle frodi**; iii) iniziative per i **clienti vulnerabili**; iv) coinvolgimento dei **clienti nella transizione energetica**.

Azioni per la gestione dei clienti

Al fine di presidiare gli impatti rilevanti sui clienti, Plenitude si avvale di team dedicati con competenze nell'ambito della direzione commerciale (es. Customer Operations, Value Stream Customer Experience Management) e della direzione legale (es. Data Protection, Corporate Liability Compliance and Ethic Code Values, Consumer & Brand Identity Protection). A supporto di tale attività, vengono definiti budget pienamente integrati nella gestione ordinaria e nelle attività operative di business, comprendendo attività quali customer contact, back office, Customer Relationship Management (CRM), billing e metering e gestione del credito; le risorse finanziarie future vengono definite e allocate sulla base dell'evoluzione della customer base e dei relativi servizi a supporto del business. Per quanto riguarda le azioni correlate agli impatti positivi di Eni sui clienti, prosegue l'impegno di Plenitude nel continuo aggiornamento del sistema di CRM, per migliorare la customer & user experience, semplificando le attività sia per gli operatori sia per i clienti, oltre ad ampliare le funzionalità a servizio del cliente, garantendo la multi-canalità. Inoltre, Plenitude si è dotata di procedure interne per mitigare gli effetti di eventuali disservizi attribuibili alla Società occorsi in occasione della gestione di singole prestazioni (es. operazioni contrattuali quali switch, attivazioni, cessazioni, cambi prodotto) o del servizio di fornitura (es. regolarità fatturazione[137], registrazione pagamenti, ecc.), oltre agli indennizzi già previsti dalla regolazione di settore. Tali procedure prevedono, ad esempio, la definizione di ristori commisurati alla tipologia e durata del disservizio o abbuoni/rimborsi di costi sostenuti. Ogni caso è valutato specificatamente e, ove vi siano le condizioni, viene poi affrontato con il cliente per individuare una proposta condivisa, al fine di evitare il protrarsi della tematica.

Tutela dei clienti e gestione delle frodi

Relativamente alle azioni correlate all'impatto negativo, Plenitude ha sottoscritto, con le associazioni aderenti al Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti, il protocollo di attivazioni non richieste, per rafforzare le misure a protezione dei consumatori e, più in generale, in relazione alle condotte riconducibili a pratiche commerciali scorrette. Inoltre, è in vigore l'Alternative Dispute Resolution paritetica, una procedura di risoluzione alternativa che ha il vantaggio di offrire una soluzione rapida, semplice ed extragiudiziale alle controversie tra consumatori e imprese. Plenitude si impegna a tutelare i propri clienti verso eventuali pratiche commerciali scorrette da parte di soggetti terzi, quali ad esempio, eventuali attivazioni non richieste. Al fine di garantire un presidio costante della qualità del servizio, è previsto il monitoraggio dell'andamento delle attivazioni dei contratti di fornitura e di altri prodotti (es. caldaie, condizionatori) e servizi (es. polizze) sui sistemi, con particolare focus sulle mancate attivazioni degli stessi. Viene rendicontato l'andamento delle attivazioni dei contratti dei punti di fornitura e vengono monitorate le criticità che possono sorgere dopo la firma del contratto del cliente, impedendone l'effettiva attivazione. In ambito data protection, Plenitude adotta un approccio integrato e interdisciplinare alla gestione dei dati personali e delle informazioni riservate, garantendo che ogni trattamento avvenga nel pieno rispetto dei principi di liceità, correttezza, trasparenza e minimizzazione previsti dal Regolamento (UE) 2016/679 (GDPR). L'azienda promuove una cultura della privacy diffusa,

(137) Nel corso del 2025 Eni Plenitude France ha ricevuto una sanzione di € 275.000 da parte della Direzione generale della concorrenza, dei consumatori e della repressione delle frodi (DGCCRF) per errori di fatturazione che hanno interessato oltre 77.000 clienti tra il 2022 e il 2023. Durante l'indagine, per tutelare i propri clienti, Plenitude ha volontariamente adottato misure compensative a favore dei clienti coinvolti. In seguito all'accordo con la DGCCRF, la società ha accettato di pagare la sanzione senza contestarne la decisione.

sostenuta da specifiche attività di formazione e sensibilizzazione rivolte al personale e dall'adozione di procedure e strumenti volti a rafforzare la sicurezza e la protezione dei dati lungo l'intero ciclo di vita delle informazioni. Tale impegno si traduce in un costante monitoraggio dei processi e nell'aggiornamento continuo delle misure tecniche e organizzative, in coerenza con l'evoluzione normativa e tecnologica del settore. Plenitude ha inoltre nominato un Responsabile protezione dati che svolge le proprie funzioni anche per le società controllate. Infine, in relazione ai tentativi di frode, Plenitude ha posto in essere numerose iniziative per supportare i clienti vittime di potenziali truffe, fornendo loro alcuni strumenti specifici di difesa e di verifica sull'identità di chi li contatta tra cui: segnalazioni informative dei tentativi di frode, numero verde dedicato per prendere in carico le segnalazioni di chiamate sospette e servizio per verificare che il numero da cui vengono contattati sia effettivamente attribuibile ad un operatore di Plenitude. Quest'ultimo, attivato dal 2020, ha ricevuto 1.150 segnalazioni nel corso del 2025, tutte relative a numerazioni non iscritte al Registro Unico Operatori Call Center e pertanto in violazione della legge e potenzialmente fraudolente.

Iniziative per i clienti vulnerabili[138]

A seguito della fine del mercato tutelato gas in Italia avvenuta a dicembre 2023, Plenitude ha confermato anche per il 2025 delle offerte con caratteristiche e livello di prezzo analoghi a quelle della precedente tutela. Pertanto, tali offerte hanno continuato ad essere attive non solo per i clienti vulnerabili, come definiti da ARERA, ma anche per tutti gli altri clienti che in precedenza appartenevano al mercato tutelato e che non avevano ancora deciso di aderire ad un'offerta del mercato libero. Oltre a ciò, Plenitude adotta misure a tutela di persone non vedenti e ipovedenti, clienti non udenti e clienti finanziariamente vulnerabili. In particolare, ha reso ogni funzionalità dell'app fruibile anche alle persone non vedenti e ipovedenti mentre per i clienti non udenti, oltre alla chat e agli altri canali di contatto digitali, dal 2022 è attivo TELLIS, servizio clienti che permette di comunicare attraverso la Lingua dei Segni Italiani, con interpreti qualificati collegati da remoto. Inoltre, Plenitude ha identificato i giovani tra i clienti finanziariamente vulnerabili ed è tra le prime 50 aziende partner della Carta Giovani Nazionale, un'iniziativa del Dipartimento per le Politiche Giovanili e il Servizio Civile Universale, rivolta ai giovani europei residenti in Italia tra i 18 e i 35 anni, che offre agevolazioni sulla fornitura di gas ed energia elettrica da fonti rinnovabili coperte da Garanzie di Origine e una promozione su caldaie e climatizzatori.

Coinvolgimento dei clienti nella transizione energetica

Per quanto riguarda le attività relative all'uso efficiente dell'energia, Plenitude è impegnata nell'accompagnare il cliente verso la consapevolezza energetica con consigli personalizzati sulla base del profilo energetico, nell'area web e app riservata al cliente. A tale scopo, anche nel 2025, Plenitude ha messo a disposizione dei propri clienti uno strumento che permette loro di stimare la produzione di energia elettrica da un impianto fotovoltaico residenziale, garantendo, in fase di valutazione dell'offerta, la possibilità di stimare il risparmio potenziale sulla base delle abitudini di consumo del cliente. Il programma fedeltà "Plenitude Insieme", oltre a costruire una relazione duratura e di valore per i clienti, propone loro iniziative utili per accrescere la consapevolezza e la conoscenza sull'efficienza energetica. Per il 2025 si è mantenuto alto il tasso di partecipazione degli iscritti (più dell'80%), a conferma del continuo coinvolgimento dei clienti nel percorso di transizione energetica. Nel 2025 infatti l'83% degli iscritti ha interagito con il programma almeno una volta e più di 390.0000 persone hanno approfondito le proprie conoscenze sull'efficienza energetica (in crescita del 95% rispetto al 2024). Nel 2025 Plenitude ha lanciato sul mercato il servizio "Adotta un Pannello" per permettere ai clienti residenziali di consumare virtualmente l'energia solare prodotta contestualmente dai pannelli situati in impianti fotovoltaici di proprietà Plenitude, senza installare un impianto domestico. Il servizio consente ai clienti di ottenere uno sconto del 100% sui corrispettivi luce per l'energia prodotta dal pannello e consumata dal cliente nello stesso momento. Il servizio consente inoltre di monitorare la produzione e ricevere consigli sull'efficienza energetica tramite l'app Plenitude o l'area web personale.

(138) Nella definizione di clienti vulnerabili sono inclusi anche i clienti dell' energia elettrica e del gas naturale, così come definiti da ARERA.

Informazioni di Governance [ESRS G1]

IN QUESTO CAPITOLO:

Condotta d 'impresa (G1-1)
La gestione sostenibile della catena di fornitura (G1-2)
Trasparenza nei pagamenti e Tax strategy (Entity Specific)
Cybersecurity (Entity Specific)

CONDOTTA D'IMPRESA [G1-1]

POLITICHE [ESRS 2 MDR-P; G1-1]

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Impegno ad agire in coerenza con i valori di responsabilità, integrità ed equità e con la cultura della legalità e della trasparenza. • Divieto e contrasto di ogni forma di corruzione a favore di chiunque, senza alcuna eccezione, adottando regole e controlli per prevenire e contrastare il rischio corruzione nello svolgimento delle proprie attività
Policy ECG Anti-Corruzione	• Divieto, senza alcuna eccezione, di ogni forma di corruzione, attiva, passiva, diretta e indiretta, in favore e da parte di chiunque. • Prevenzione della corruzione e del riciclaggio e regole per accertare l'affidabilità etica e reputazionale delle potenziali controparti. • Promozione di iniziative di formazione e sensibilizzazione per le persone di Eni e terze parti.
Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e dalle Società Controllate	• Sistema volto ad incentivare le segnalazioni di comportamenti illeciti e garantire la riservatezza dell'identità del segnalante e degli altri soggetti tutelati, proteggendo gli stessi da conseguenze ritorsive.

TARGET e IMPEGNI [ESRS 2 MDR-T]

Eni ha definito degli impegni sugli aspetti di business conduct, condivisi con i propri stakeholder, relativamente al mantenimento delle certificazioni ISO 37001:2016 e 37301:2021, al continuous improvement del proprio Compliance Program Anti-Corruzione e alla formazione sul Compliance Program Anti-Corruzione per il personale a medio e alto rischio.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI [ESRS 2 SBM- 3; G1 IRO-1]

Impatti materiali

CONDOTTA, CULTURA D'IMPRESA E PREVENZIONE DELLA CORRUZIONE

Lo svolgimento delle attività in numerosi Paesi può esporre l'operatività aziendale al rischio di **potenziali fenomeni corruttivi** nelle diverse realtà di business. Il fenomeno corruttivo, in quanto tale, può generare un ostacolo allo sviluppo sostenibile e, al contempo, è in grado di distorcere la concorrenza e compromettere la fiducia nel sistema economico e nelle istituzioni. Le ripercussioni economiche si manifestano attraverso perdite finanziarie, riduzione della competitività delle imprese e contrazione degli investimenti. Inoltre, la corruzione può minare l'efficienza economica e la distribuzione equa delle risorse, portando a un più lento sviluppo economico. Il verificarsi di tale fenomeno, anche alla luce del forte impatto reputazionale ad esso associato, può portare a ripercussioni non solo sul personale dipendente, ma anche su varie categorie di stakeholder che intrattengono rapporti economici, contrattuali, ed istituzionali con la Società. Al fine di prevenire tali impatti potenziali, Eni adotta e attua misure e azioni volte a garantire un adeguato presidio (Azioni intraprese sugli IRO materiali) confermando l'importanza di svolgere il proprio business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi, regolamenti, analoghe normative obbligatorie, standard internazionali e linee guida, sia nazionali sia straniere, a cui la Società è soggetta.

ATTIVITÀ DI INGAGGIO ISTITUZIONALE

Nell'ambito delle proprie **partnership e attività di advocacy**, Eni dialoga con i policymaker e le istituzioni nazionali, europee ed internazionali, le organizzazioni di advocacy, di categoria e le associazioni confindustriali, valorizzando il proprio impegno nel percorso di transizione energetica sia riguardo alle attività tradizionali che ai nuovi business. In tale contesto, Eni contribuisce con la propria esperienza di società internazionale dell'energia alla definizione di policy e norme mirate a favorire la transizione verso il Net Zero, tenendo conto degli aspetti sociali, economici ed ambientali delle realtà in cui opera.

Rischi e opportunità materiali

Non sono stati identificati rischi o opportunità materiali a livello di Gruppo (si veda il capitolo Materialità).

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A; G1-1; G1-3; G1-4]*

Condotta, cultura d'impresa e prevenzione della corruzione

Eni crede fortemente alla diffusione, a tutti i livelli aziendali, di una cultura orientata alla legalità ed al rispetto delle norme, dei valori di integrità e dei principi di comportamento e di controllo adottati dalla Società. Il Codice Etico ribadisce tra i valori che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda anche l'integrità e la trasparenza (si veda il capitolo Codice Etico e Politiche). In tale ambito, al fine di prevenire i potenziali impatti materiali identificati, Eni sviluppa adeguati programmi e presidi etici e adotta, inoltre, misure appropriate al fine di soddisfare le aspettative dei diversi stakeholder. Le azioni implementate si concentrano su: i) il **Compliance Program Anti-Corruzione**; ii) le attività di **formazione e comunicazione**; iii) le **iniziative anti-corruzione nei confronti della value chain**; iv) il ruolo della funzione **Internal Audit**.

IL COMPLIANCE PROGRAM ANTI-CORRUZIONE

Eni ha adottato sin dal 2009 un Compliance Program Anti-Corruzione, un sistema organico, costantemente aggiornato, di regole, controlli e presidi organizzativi, volto a prevenire attivamente i reati di corruzione e riciclaggio**.** Tale programma è sviluppato in conformità alle normative nazionali e internazionali, ed è allineato alle best practice e guidance applicabili. A livello normativo, il Compliance Program Anti-Corruzione è costituito dalla Policy ECG "Anti-Corruzione", integrata da una serie di strumenti normativi di dettaglio che Eni mette a disposizione delle sue persone e che disciplinano le attività a rischio e definiscono i relativi controlli. Eni richiede che le sue società controllate, sia in Italia che all'estero, adottino formalmente questi strumenti tramite delibera del proprio Consiglio di Amministrazione (o organo equivalente). Per le società in cui detiene una partecipazione non di controllo, Eni incoraggia a rispettare gli standard che ha definito, adottando e mantenendo un sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti di legge. È stata, inoltre, istituita una funzione organizzativa centralizzata che fornisce assistenza specialistica in materia anti-corruzione e anti-riciclaggio a Eni e alle sue società controllate, con particolare riferimento alla valutazione di affidabilità delle terze parti a rischio (c.d. "due diligence anti-corruzione e anti-riciclaggio"), nella gestione delle eventuali criticità/red flag e nella definizione di relative misure di mitigazione, inclusa la formulazione di presidi contrattuali di compliance e, per i casi a maggior rischio valutati singolarmente, la richiesta alla controparte dell'adozione di un compliance program anti-corruzione. Nel 2025 la Società o esponenti del senior management non sono stati parte di alcun procedimento penale che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva per violazioni delle normative anti-corruzione (per approfondimenti sui contenziosi del Gruppo, si rinvia alla ▶ Nota 28 "Garanzie, Impegni e Rischi" della sezione Note al bilancio consolidato). Eni, inoltre, si è dotata di un processo strutturato di Compliance risk assessment e monitoring volto a: i) identificare, valutare e tracciare i rischi di corruzione nell'ambito delle proprie attività di business nonché ad orientare la definizione e l'aggiornamento dei presidi di controllo previsti negli strumenti normativi; ii) analizzare periodicamente l'andamento dei rischi di corruzione identificati attraverso lo svolgimento di controlli e l'analisi di indicatori di rischio, volti ad assicurare l'aderenza ai requisiti normativi e l'efficacia dei modelli di presidio; iii) contribuire all'identificazione dei dipendenti Eni più esposti al rischio di corruzione, tenendo conto, oltre ai driver previsti dalla metodologia di segmentazione sistematica delle persone Eni a fini formativi, anche del grado di esposizione della famiglia professionale di appartenenza alle attività a rischio corruzione[139]. Tra le attività a rischio individuate, in base al contesto operativo e organizzativo di riferimento, rientrano a titolo esemplificativo: i) contratti con terze parti a rischio corruzione e riciclaggio (es. business associate, inclusi intermediari e consulenti, partner di joint venture, broker, controparti nelle operazioni di gestione di beni immobili, operatori della rete commerciale, fornitori, etc.); ii) operazioni di compravendita di partecipazioni societarie, aziende e rami d'azienda, diritti e titoli minerari esplorativi e contratti di joint venture; iii) iniziative no profit, iniziative per il territorio e iniziative per la salute delle comunità, sponsorizzazioni; iv) vendita di beni e servizi, operazioni di trading e/o shipping; v) selezione, assunzione e gestione delle risorse umane; vi) omaggi e ospitalità; vii) rapporti con soggetti rilevanti (incluse pubbliche amministrazioni e pubblici ufficiali).

(139) La metodologia di segmentazione, volta all'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative, non identifica funzioni a rischio ma tiene conto, per ciascuna risorsa, della qualifica, della famiglia professionale di appartenenza (es. Procurement, Commerciale, CFO, ecc.) e della relativa esposizione della stessa ad attività a rischio corruzione, nonché del rischio Paese e del rischio specifico della Società.

Infine, vengono pianificate, secondo un approccio risk based, attività di compliance risk assessment e interventi di Compliance Monitoring. Nel corso del 2025, gli interventi di Compliance Monitoring hanno riguardato le attività a rischio "Joint Venture", "Sponsorizzazioni e Iniziative No Profit" e "Operazioni di acquisizione, cessione e gestione di diritti minerari esplorativi" ed i relativi esiti, hanno confermato il livello di rischio atteso nonché l'adeguatezza e l'efficacia complessiva del modello di compliance anti-corruzione adottato da Eni. Come nel 2024, anche nel 2025 i casi di corruzione accertati[140] relativi ad Eni SpA sono pari a 0 e, conseguentemente, non vi sono stati licenziamenti legati a questa casistica. Per i procedimenti in corso e per il totale dei casi significativi di non conformità a leggi e regolamenti (ivi inclusi eventuali comportamenti anticoncorrenziali e violazioni delle normative antitrust e pratiche monopolistiche); per approfondimenti si veda la sezione ▶ Contenziosi.

LE ATTIVITÀ DI FORMAZIONE E COMUNICAZIONE *[TAS EU; G1 GOV-1]*

Le iniziative di sensibilizzazione e formazione in materia anti-corruzione sono identificate rispetto ai fabbisogni individuati per i diversi target di popolazione. In particolare, il Management e gli organi di controllo di Eni SpA sono destinatari di una relazione semestrale, parte integrante della Relazione di Compliance Integrata, che ha ad oggetto le attività rilevanti nell'ambito del Compliance Program Anti-Corruzione e la pianificazione futura di tali attività[141].Gli Amministratori e Sindaci, in occasione delle riunioni dei Comitati consiliari, ricevono sessioni di approfondimento su temi strategici come sostenibilità, diritti umani e lotta alla corruzione. Anche il personale Eni deve essere informato sulle leggi applicabili, sui principi del Codice Etico e sulle altre norme interne in materia, al fine di conoscere i diversi rischi, le conseguenze che possono derivare in caso di violazione delle stesse e le azioni da intraprendere per contrastare la corruzione e il riciclaggio. Per ottimizzare l'efficacia della formazione, Eni segmenta il personale in base al livello di rischio, assegnando a ciascun dipendente un programma formativo specifico (online o in aula) con la finalità di coprire il 100% delle risorse a rischio[142]. I corsi illustrano le normative, gli strumenti per riconoscere i rischi e le modalità di segnalazione delle violazioni. In linea con il principio del top level commitment, anche i membri del top management di Eni SpA, i direttori/capi business e gli Amministratori Delegati (o figure equivalenti) delle società controllate, partecipano alle attività formative; in genere queste figure partecipano al workshop in aula sottolineando l'importanza e la forte sinergia che deve sussistere tra compliance e business. Inoltre, per le figure apicali delle società controllate in Italia e all'estero è previsto un evento formativo di tre giorni con l'obiettivo di sostenere lo sviluppo e il consolidamento del loro ruolo, focalizzato su temi di compliance e mitigazione del rischio. Nel 2025 le attività formative hanno incluso la prosecuzione dei corsi online "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa" rivolto a tutto il personale Eni, in Italia e all'estero, e quello relativo al Compliance Program Anti-Corruzione per il personale a medio e alto rischio, nonché delle attività formative in aula pianificate secondo una metodologia risk based. Inoltre, nel 2025 l'unità Anti-Corruzione e Anti-Riciclaggio ha: i) erogato due sessioni del nuovo seminario competitivo in aula ad alcune risorse delle compliance di business e alle figure apicali, incluso l'AD, di una società controllata del Gruppo attiva nel commercio all'ingrosso di combustibili e derivati (Enimoov); ii) sperimentato un nuovo format di formazione congiunta in aula in materia 231 e anti-corruzione, erogata alla Bioraffineria di Gela e a Enilive; iii) erogato un nuovo format di formazione congiunta in materia di Diritti Umani, Responsabilità Amministrativa d'Impresa e Anti-Corruzione in Mozambico, Congo e Kenya.

LE INIZIATIVE ANTI-CORRUZIONE NEI CONFRONTI DELLA VALUE CHAIN DI ENI

La Policy ECG Anti-Corruzione è condivisa con le terze parti a rischio, attraverso apposite clausole contrattuali e dichiarazioni di compliance, che prevedono, tra l'altro, l'impegno a prendere visione del Codice Etico, del Modello 231 e della Policy ECG Anti-Corruzione (disponibili sul sito internet della Società), e a rispettarne i principi; inoltre, sono promosse, secondo le circostanze, relative iniziative di formazione e sensibilizzazione. Nel processo di qualifica dei potenziali fornitori, descritto in seguito, ne viene valutato il profilo etico-reputazionale nonché, per i casi a maggior rischio corruzione, l'adozione da parte degli stessi di un Compliance Program Anti-Corruzione. È prevista in ogni caso la definizione, nei relativi contratti, di clausole di compliance che includono, oltre agli impegni sopra citati, rimedi contrattuali in caso di violazioni e, per i casi a maggior rischio, diritti di audit da parte di Eni. Anche i subappaltatori sono soggetti a controlli preventivi per verificarne l'affidabilità sotto il profilo etico-reputazionale e devono operare esclusivamente sulla base di un contratto scritto, che contenga impegni di compliance equivalenti a quelli previsti per il fornitore diretto. Nell'ambito delle iniziative di formazione rivolte alle terze parti, nel 2025, Eni ha organizzato una sessione formativa per il personale di una Joint Venture tunisina (Sonatrach-Eni- GSE) e ha proseguito l'erogazione di un corso online per i fornitori ad alto rischio.

(140) Sentenze di condanna passate in giudicato relative a procedimenti penali per corruzione domestica e/o internazionale in cui vi sia stato l'accertamento nel merito di un fatto di corruzione.
(141) Per dettagli sul ruolo del CDA sullo SCIGR e tematiche di business conduct, si veda la sezione ▶ Governance.
(142) In particolare, le risorse ad alto rischio sono coinvolte in una formazione ultra-specialistica in aula.

IL RUOLO DELLA FUNZIONE INTERNAL AUDIT

La funzione Internal Audit di Eni svolge un compito primario a garanzia del rispetto della condotta di impresa (tra cui, le attività di gestione delle segnalazioni ricevute riguardanti presunte violazioni della stessa), nel più generale ruolo di verifica e valutazione del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (SCIGR), che si concretizza nella verifica della sua operatività e idoneità nel suo complesso. Al fine di fornire supporto specialistico al vertice aziendale e al management in materia di Eni Risk and Internal Control Holistic framework[143], le verifiche vengono delineate all'interno di un Piano di Audit, definito secondo criteri di rilevanza e di copertura dei principali rischi ed approvato, con cadenza almeno annuale, dal CdA, previo parere del Comitato Controllo e Rischi (CCR), sentiti il Presidente del CdA, l'Amministratore Delegato e il Collegio Sindacale di Eni. Il Responsabile della funzione può, inoltre, avviare interventi aggiuntivi non previsti nel Piano, su richiesta degli organi di amministrazione, controllo e vigilanza, nonché del vertice aziendale e del top management. Nel corso del 2025 nell'ambito delle complessive attività di audit sono stati svolti 29 interventi di audit[144], in 16 Paesi, nell'ambito dei quali sono state eseguite verifiche anti-corruzione sul rispetto delle previsioni del Compliance Program Anti-Corruzione e 15 interventi di vigilanza sui Modelli 231/di Compliance delle società controllate italiane/estere. La nomina e la revoca del responsabile della funzione Internal Audit sono normate da regole di governance volte a garantirne la piena indipendenza. Infatti, in aggiunta alle raccomandazioni previste dal Codice di Corporate Governance, il Responsabile è nominato dal CdA, previo parere del CCR e del Comitato per le Nomine e sentito il Collegio Sindacale, su proposta del Presidente del CdA d'intesa con l'Amministratore Delegato e risponde direttamente al Presidente, riferendo al Collegio Sindacale, anche in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense. Inoltre, al fine di promuovere l'evoluzione e il progressivo rafforzamento dei sistemi di controllo e gestione dei rischi lungo l'intera catena del valore, nel corso del 2025 Eni, grazie al supporto di diverse funzioni aziendali, ha lanciato l'iniziativa "G·row - Evolving through Risk & Control Governance". L'iniziativa, che dà attuazione al principio sotteso al SDG 17 dell'Agenda ONU 2030, intende promuovere, con approccio solidale, la crescita dell'ecosistema aziendale e lo sviluppo progressivo di competenze distintive in materia di Risk & Control Governance coinvolgendo partner, fornitori e stakeholder. G·row si concretizza attraverso una piattaforma digitale che offre strumenti e risorse per l'autovalutazione, il confronto con realtà comparabili e l'avvio di un percorso di miglioramento organico e continuo.

MECCANISMI DI SEGNALAZIONE E VERIFICA PER VIOLAZIONI DEL CODICE ETICO, REGOLE ANTI-CORRUZIONE ED ALTRE NORME *[TAS EU]*

Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna, Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate, aggiornata nel tempo e, da ultimo, nel novembre 2025, allineata alle best practice nazionali e internazionali e alla Direttiva UE 2019/1937 che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (c.d. di whistleblowing). La normativa, disponibile sul sito internet di Eni e nella intranet aziendale insieme ad una sintetica guida operativa, consente alle persone Eni, nonché a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse della società, di segnalare presunte violazioni sorte nell'ambito del contesto lavorativo. Le segnalazioni, allo scopo di consentire l'efficace ed opportuno seguito, devono essere circostanziate e contenere, per quanto possibile, una descrizione dettagliata di fatti, eventi o circostanze che costituiscono gli elementi fondanti dell'asserita violazione ed essere effettuata con un grado di dettaglio sufficiente a consentire alle competenti funzioni aziendali di verificare la fondatezza o meno dei fatti o circostanze segnalati. Le attività successive alla ricezione delle segnalazioni sono gestite da un "Team Segnalazioni"[145], che opera nel rispetto dei principi di obiettività, competenza (anche attraverso formazione periodica) e diligenza professionale, assicurando anche il riscontro al segnalante. Il Team, a valle di un'analisi preliminare, conduce approfondimenti, analisi e valutazioni specifiche circa la fondatezza o meno dei fatti segnalati e monitora le azioni correttive emerse sulle aree e i processi aziendali interessati. Il Team Segnalazioni, anche tramite propri componenti o altre persone individuate all'interno dell'unità di appartenenza, cura la predisposizione del Report Trimestrale Segnalazioni. Tale documento, è sottoposto all'esame del Collegio Sindacale di Eni e, successivamente, con riferimento ai fascicoli di segnalazione di competenza, viene trasmesso agli Organismi di Vigilanza (nazionali o internazionali a seconda della società controllata) e ai Collegi Sindacali delle società interessate, laddove presenti. Le informazioni statistiche relative alle segnalazioni gestite negli ultimi cinque anni vengono rese disponibili sul sito di Eni SpA. Le funzioni coinvolte nel processo di gestione delle segnalazioni, incluse quelle relative alle tematiche di anti-corruzione, garantiscono condizioni di indipendenza, assenza di conflitto di interessi, obiettività, competenza e diligenza professionale. Tali principi sono in linea con gli standard internazionali e con quanto stabilito dal Codice Etico. Per favorire la ricezione delle segnalazioni, sia in forma scritta che orale, è attiva una piattaforma dedicata (https://whistleblowing.eni.com), gestita da un provider esterno, che assicura la riservatezza dell'identità del segnalante, del segnalato e del contenuto della comunicazione. La piattaforma, ampiamente pubblicizzata sui siti aziendali, prevede canali autonomi per Eni SpA e per le società controllate dell'Unione Europea (c.d. canali di prossimità) in linea e in applicazione della normativa locale di attuazione della Direttiva (EU) 2019/1937; indipendentemente dall'oggetto della segnalazione o dalla società Eni coinvolta, è sempre pos-

(143) Il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi è espressione della cultura e dei valori aziendali. È costituito dall'insieme coordinato di strumenti, regole, procedure, strutture organizzative, dati, sistemi, flussi informativi e comportamenti finalizzati ad una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, concorrendo così al successo sostenibile della Società e alla valorizzazione delle opportunità aziendali, come riportato nella Policy ECG Eni Risk and Internal Control Holistic framework.
(144) Interventi di audit nell'ambito dei quali sono effettuate anche verifiche su attività a rischio corruzione così come definito dagli strumenti normativi Eni in materia.
(145) Un servizio dedicato dotato dei requisiti di competenza, indipendenza e assenza di conflitto di interessi, formato da responsabili di unità, delle funzioni compliance integrata, affari legali, risorse umane e organizzazione, internal audit ed amministrazione e bilancio di Eni SpA.

sibile inviare segnalazioni tramite il canale di Eni SpA; queste vengono gestite nel rispetto della normativa italiana in materia di whistleblowing. Sono, inoltre, istituiti strumenti alternativi per la raccolta delle segnalazioni (es. caselle/box di posta dedicata, ove necessario per garantire accessibilità anche in situazioni particolari, e casella vocale, integrata alla Piattaforma). Nell'anno è stata completata l'istruttoria su 79 fascicoli di segnalazione riguardati le tematiche relative agli approvvigionamenti e risorse umane; per tutti i dettagli si rinvia alla pagina dedicata del sito di Eni). Le segnalazioni ricevute nel corso del 2025, sia da parte dei dipendenti Eni sia dalla catena del valore, testimoniano la conoscenza e l'effettivo utilizzo dello strumento di whistleblowing dedicato. Tutte le persone di Eni che ricevono o gestiscono segnalazioni sono obbligate a garantire la massima riservatezza in merito all'identità del segnalante, delle persone coinvolte e delle persone citate, nonché dei contenuti e della documentazione correlata. Il principio si fonda sul criterio del "need to know", imponendo modalità di comunicazione idonee a salvaguardare l'identità e onorabilità dei soggetti coinvolti nonché la massima confidenzialità dei dati trattati. L'identità del segnalante non può essere rivelata senza il suo esplicito consenso, salvo quanto previsto dalla legge, e sono assolutamente vietati atti ritorsivi o discriminatori, diretti o indiretti, nei confronti del segnalante. In particolare, il segnalante è protetto da qualsiasi forma di licenziamento, demansionamento, sospensione, minaccia, molestia o discriminazione. Le violazioni a tale divieto comportano l'avvio di procedimenti disciplinari e l'adozione di misure adeguate a sostegno delle parti coinvolte. Rimane in ogni caso salvo il diritto del segnalante di rivolgersi alle autorità e istituzioni competenti per denunciare eventuali ritorsioni.

Attività di ingaggio istituzionale [G1-5]

Di seguito sono riportate le azioni adottate da Eni sulla base degli impatti, dei rischi e delle opportunità materiali individuati, realizzate anche attraverso la promozione di **partnership e iniziative di advocacy e lobbying**. In questo contesto, Eni mantiene un dialogo con i policymaker, sia direttamente sia tramite le associazioni di categoria, senza fornire **contributi politici**.

LE ATTIVITÀ DI LOBBYING DI ENI

Nel 2025 le principali attività di engagement di Eni con le Istituzioni nazionali, internazionali ed europee si sono concentrate su: i) la partecipazione a iniziative di promozione economica, incontri e tavole rotonde su temi d'interesse per i business e il loro sviluppo, sugli scenari geopolitici ed energetici, sullo sviluppo sostenibile e sulle nuove tecnologie; ii) la rappresentazione del posizionamento di Eni sulla transizione energetica e la decarbonizzazione in occasione di eventi pubblici e dei principali forum multilaterali internazionali (quali ad esempio B7, B20, COP30); iii) il coinvolgimento e il dialogo con le istituzioni, anche nell'ambito di partnership e membership, con think tank, associazioni e organizzazioni internazionali relativamente alla definizione delle politiche e normative pertinenti alle attività di business, in particolare su energia, transizione energetica, trasformazione industriale, sistemi di supercalcolo, innovazione e mobilità sostenibile; iv) le presentazioni di progetti e l'organizzazione di visite di delegazioni istituzionali, rappresentanti politici e associazioni presso strutture industriali, siti operativi e centri di ricerca. In particolare, Eni partecipa alla definizione di strategie e norme mirate ad accelerare la transizione verso il Net Zero, sostenendo e condividendo, in maniera chiara e trasparente, il proprio posizionamento sul cambiamento climatico e sui temi di strategia correlati. Eni riconosce il valore della partecipazione attiva ai lavori delle associazioni di business per sviluppare e condividere best practice ed elaborare posizionamenti di advocacy indirizzati a promuovere la transizione energetica. In quest'ottica, Eni si impegna in modo proattivo ad indirizzare le posizioni di ciascuna associazione ed in particolare di quelle che presentano posizioni divergenti rispetto ai Principi Eni sull'Advocacy Climatica, per promuovere un approccio coerente con la necessità di agire efficacemente per far fronte al cambiamento climatico. Al riguardo i principi Eni sull'advocacy climatica sono:

- Accordo di Parigi: Eni supporta gli obiettivi dell'Accordo e le policy che perseguono congiuntamente agli obiettivi di sostenibilità, sicurezza energetica e tutela della competitività industriale nel percorso di transizione;
- Ruolo del gas: Eni riconosce il ruolo del gas naturale nella transizione energetica e supporta l'implementazione di normative specifiche per la riduzione delle emissioni di metano e del routine flaring;
- Carbon pricing: Eni supporta l'implementazione di meccanismi di carbon pricing credibili e costo-efficienti;
- Efficienza energetica e tecnologie low carbon: Eni promuove azioni e politiche a supporto di efficienza energetica e tecnologie necessarie alla decarbonizzazione quali rinnovabili (sia in forma di elettroni che di molecole allo stato liquido/gassoso), CCS, Carbon Dioxide Removal, idrogeno e altre tecnologie strategiche per la transizione;
- Mobilità sostenibile: Eni supporta l'implementazione di soluzioni complementari per la decarbonizzazione del trasporto, quali biocarburanti sostenibili e mobilità elettrica, e policy basate su un approccio technology neutral che promuovano le tecnologie più mature e costo-efficienti;
- Ruolo dei crediti di carbonio: Eni supporta lo sviluppo di policy abilitanti per investimenti nelle Nature and Technology Based Solutions e l'utilizzo di crediti a compensazione delle emissioni residue hard-to-abate;
- Trasparenza e disclosure: Eni supporta lo sviluppo di best practice per una disclosure trasparente sulle azioni in ambito clima e sull'advocacy climatica.

Le attività e gli impegni relativi all'interlocuzione di Eni con gli stakeholder istituzionali, inclusa l'attività di lobbying, sono responsabilità del Direttore Public Affairs (alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato di Eni), che partecipa alle riunioni del Comitato di Direzione e del Comitato Rischi, e riferisce regolarmente all'Amministratore Delegato sulle tematiche di competenza.

CONTRIBUTI POLITICI

Eni, come previsto dal Codice Etico, non impiega risorse aziendali per contributi elettorali e attività di advocacy politica o verso organizzazioni non governative, ad eccezione dei costi interni relativi alle attività della Direzione Public Affairs ed eventuali spese verso terzi per attività di intermediazione con le istituzioni dell'Unione Europea. Inoltre, Eni non effettua donazioni a partiti politici, ma sostiene una serie di iniziative scientifiche, culturali e sociali in tutto il mondo: ogni richiesta proveniente da tali programmi è sottoposta ad una rigorosa due diligence per garantire che il contributo Eni non venga utilizzato e/o interpretato erroneamente. Inoltre, Eni è iscritta all' EU Transparency Register[146] e aderisce al relativo codice di condotta, che regola il suo rapporto con le istituzioni dell'Unione Europea. Attraverso il Registro Eni fornisce ampie informazioni sulle proprie attività, inclusi gli obiettivi dell'organizzazione, l'appartenenza ad associazioni di categoria e imprenditoriali e le spese relative alle attività coperte dal Registro nell'anno precedente. In Italia, Eni è presente nei registri istituiti presso il Ministero delle Imprese e del Made in Italy (in precedenza Ministero dello Sviluppo Economico) e presso la Camera dei Deputati. Le spese connesse alle attività di lobbying in Italia sono riportate nel registro per la trasparenza del Ministero per le Imprese e il Made in Italy. La Camera dei Deputati pubblica relazioni annuali sull'attività delle imprese registrate. Negli Stati Uniti, tutte le attività e le spese rientranti nell'ambito del Lobbying Disclosure Act sono rendicontate su base trimestrale e sono disponibili al pubblico. Inoltre, ogni posizione pubblica presentata alle parti interessate e agli organismi di regolamentazione dell'USG (ad esempio SEC, BOEM - Bureau Ocean Energy Management) è pubblicata sui siti web di tali parti interessate e organismi di regolamentazione.

(146) Numero REG 99578067285-35.

LA GESTIONE SOSTENIBILE DELLA CATENA DI FORNITURA [G1-2]

POLITICHE [ESRS 2 MDR-P]

Per quanto concerne le politiche per la gestione dei fornitori, si rimanda alla Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni e al Codice di condotta fornitori, descritte nella sezione Lavoratori nella catena del valore di Eni.

TARGET E IMPEGNI [ESRS 2 MDR-T; S2-5]

Eni, in coerenza con la propria strategia di sustainable supply chain di medio-lungo termine, ha definito dei target specifici relativamente al processo di gestione dei fornitori e all'approvvigionamento affinché le richieste e i presidi in ambito ESG rivolti ai fornitori diventino un motore di sviluppo sostenibile per l'intera catena di fornitura. Tali indicatori vengono monitorati periodicamente e, sulla base dei risultati, vengono definite e implementate eventuali azioni correttive.

Target	Al	Performance al 2025	Anno base e relativo valore di riferimento	Note (Scopo, Metodologia, Evidenze)
Mantenimento delle valutazioni ESG nei procedimenti per oltre il 90% del procurato Italia	2025	*97% - target raggiunto*	2023: 20%	Target relativo[a] Perimetro: procedimenti di acquisto in ambito MSG Procurement Italia
Procedimenti con valutazioni ESG per il 90% del procurato di Gruppo	2026	*Nuovo target del 2025*	2025: 86%	Target relativo[b] Perimetro: procedimenti di acquisto in ambito MSG Procurement
Mantenimento del 100% dei fornitori worldwide strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile	2026	*100%*	2024: 80%	Target relativo[c] Perimetro: fornitori strategici di Eni
90% dei contratti attivi assegnato a fornitori iscritti su Open-es, mantenendo oltre il 65% negli anni intermedi	2027	*91% - target raggiunto nell'anno*	2024: 82%	Target relativo[d] Perimetro: contratti in ambito MSG Procurement Italia e controllate estere
3.000 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es	2026	*3.900 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es – target raggiunto in anticipo*	2023: 1.600	Target assoluto[e] Perimetro: fornitori controllate estere
90% del valore dei contratti attivi assegnato a fornitori coinvolti in nuove iniziative in ambito safety, in ottica di miglioramento continuo	2027	*Nuovo target del 2025*	-[f]	Target relativo Perimetro: contratti in ambito MSG Procurement Italia e controllate estere su merceologie a elevato rischio HSE

a) Rapporto tra il valore totale di procurato Italia soggetto a valutazione ESG rispetto al valore procurato Italia totale. Questo target previsto per il 2025, è stato raggiunto e confluito nel target di Gruppo.
b) Il target dichiarato nel precedente esercizio, in relazione al procurato estero, è confluito in questo target più ampio che tiene conto del procurato di Gruppo.
c) Rapporto tra il totale dei fornitori strategici analizzati sulla base del loro posizionamento ESG e il totale dei fornitori strategici (ossia quei gruppi industriali che detengono l'80% del valore contrattuale in essere con Eni). Il target è stato esteso al 2026 alla luce del conseguimento del target 2025.
d) Rapporto tra il totale del valore dei contratti attivi assegnati ai fornitori iscritti su Open-es e il valore totale dei contratti attivi.
e) Si riferisce al numero totale di fornitori locali esteri gestiti dalle consociate e presenti su Open-es.
f) La baseline non è dichiarata in quanto si considerano le nuove iniziative in ambito safety.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI [ESRS 2 SBM- 3; G1 IRO-1]

Impatti materiali

La strategia di Procurement di Eni si fonda sulla condivisione di valori, impegni e obiettivi con la supply chain, adottando un approccio sistemico e inclusivo. Questo approccio mira a coinvolgere tutti i livelli della **catena di fornitura in un percorso di crescita sostenibile attraverso la diffusione dei principi di sostenibilità**, promuovendo principi di sostenibilità ambientale e sociale per accrescere la consapevolezza e favorire pratiche aziendali più responsabili. L'impatto positivo derivante da questa strategia si riflette sull'intera supply chain, migliorandone la competitività, e sulle attività di Eni stessa. In un contesto industriale sempre più orientato alla sostenibilità, Eni rafforza il proprio ruolo di leadership attraverso l'iniziativa Open-es, una piattaforma digitale e alleanza di sistema, con l'obiettivo di costruire una catena di fornitura più resiliente e sostenere un ecosistema imprenditoriale moderno, competitivo e in linea con gli obiettivi di transizione sostenibile, che rappresentano un pilastro centrale della strategia di Eni.

Rischi e opportunità materiali

Non sono stati identificati rischi materiali a livello di Gruppo (si veda il capitolo Materialità). È stata, invece, identificata un'opportunità materiale relativa alla **crescita della performance di sostenibilità della filiera Eni e del sistema imprenditoriale**, con un ruolo di leadership di Eni grazie alla conduzione dell'alleanza di sistema e piattaforma digitale Open-es. L'adozione di una strategia di gestione sostenibile della supply chain consente a Eni di promuovere comportamenti maggiormente sostenibili, responsabili, trasparenza e innovazione presso i propri fornitori, riducendo potenziali inefficienze e innalzando gli standard ambientali, sociali e di governance lungo l'intero ciclo di approvvigionamento. Ne deriva un valore concreto sia per Eni, che può contare su partner più competitivi, resilienti e pienamente allineati agli obiettivi aziendali, che per gli stakeholder, che beneficiano di un ecosistema produttivo più solido, inclusivo e orientato alla transizione energetica. In questo contesto, la leadership di Eni in Open-es rappresenta un ulteriore fattore abilitante. La conduzione di questa alleanza consente all'azienda di accelerare l'evoluzione della propria filiera verso modelli più sostenibili e performanti, oltre a rafforzare il proprio ruolo come attore innovatore e catalizzatore di cambiamento nel mercato.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A; S2 SBM-3; S2-4; G1-2]*

La strategia di gestione sostenibile della catena di fornitura di Eni si basa sulla condivisione di valori, impegni e obiettivi con la propria supply chain e si declina su tre pilastri su cui sono implementate azioni specifiche:

- **approccio sistemico e inclusivo**, coinvolgendo la catena di fornitura in un percorso di miglioramento e sviluppo sostenibile, tramite obiettivi comuni e modelli diversificati in funzione della maturità ESG delle imprese. In questo ambito Eni promuove Open-es, avviata con Boston Consulting Group e Google Cloud nel 2021, al fine di creare un'iniziativa multi-stakeholder tra il mondo industriale, finanziario e associativo per supportare le imprese nel percorso di misurazione e crescita sulle dimensioni ESG. Ad oggi, hanno aderito oltre 30 partner tra cui grandi realtà industriali, istituti finanziari e associazioni, e si sono registrate oltre 40.000 imprese, di cui oltre 9.400 appartenenti alla filiera Eni (italiana ed estera);
- **sviluppo e valorizzazione di best practice,** supportando i fornitori nell'adempimento delle richieste ESG, fornendo strumenti per il loro percorso di sviluppo sostenibile e più in generale della competitività. Questi comprendono strumenti di: i) misurazione e miglioramento della maturità ESG attraverso metriche, allineate al contesto normativo, e confronto con benchmark di settore, accedendo a piani di sviluppo personalizzati, soluzioni offerte da realtà specializzate in ambito ESG, eventi e programmi formativi gratuiti; ii) supporto finanziario tramite "Sustainable Supply Chain Finance" (avviata nel 2023) per richiedere il pagamento anticipato delle fatture senza impatti sulle linee di credito, al fine di incentivare un percorso di sviluppo sostenibile che integri il miglioramento della gestione delle risorse finanziarie con il miglioramento delle performance ESG. Nel 2025 sono stati concessi anticipi di fatture per un ammontare complessivo di circa 240 milioni di euro; iii) offerta di prodotti e servizi a condizioni favorevoli, come ad esempio soluzioni per l'efficienza energetica e l'utilizzo del biocarburante HVOlution nei trasporti; iv) valorizzazione delle eccellenze, tramite il Supply Chain Award, per condividere best practices e premiare le imprese più distintive e innovative in ambito ESG; v) supporto alla competitività della filiera nel contesto di transizione energetica. Nel 2025 è stato avviato il programma "Energia di Filiera", un'iniziativa di sviluppo dedicata ai fornitori qualificati Eni – in particolar modo le PMI – operante negli ambiti industriali maggiormente impattati dalla trasformazione dei business Eni, con l'obiettivo di supportarli nella definizione di un piano di miglioramento e sviluppo in un contesto di mercato in continua evoluzione. Nel 2025 il focus del programma è stato il Piano di Trasformazione Versalis, coinvolgendo oltre 200 PMI, metà delle quali contrattiste nei distretti industriali di Brindisi, Priolo e Ragusa;
- **pervasività della sostenibilità** nel processo di approvvigionamento, rappresentata dall'integrazione dei principi di tutela ambientale, crescita sociale e sviluppo economico in ogni sua fase. Eni si è dotata del "Sustainable Supply Chain Framework", un meccanismo di governance che unisce obiettivi aziendali, requisiti legislativi, target e piani d'azione specifici che vanno ad incidere sul processo di procurement e in generale sulla supply chain. Tale framework si concretizza in un presidio trasversale alle varie dimensioni di sostenibilità e con focus su tematiche ESG prioritarie periodicamente individuate sulla base del piano strategico aziendale e dell'evoluzione del quadro normativo. In particolare, il presidio trasversale prevede: i) la sottoscrizione del Codice di Condotta Fornitori come impegno reciproco nel riconoscere i valori di Eni e la valutazione di tutti i nuovi fornitori anche secondo criteri sociali[147]; ii) periodici aggiornamenti di qualifica e due diligence al fine di minimizzare i rischi lungo la catena di fornitura attraverso la verifica del posizionamento ESG dei fornitori, dell'affidabilità etico-reputazionale, economico-finanziaria, tecnico-operativa e dell'applicazione dei presidi in materia di salute, sicurezza, ambiente, governance, cybersecurity e diritti umani; iii) logiche di assegnazione dei contratti anche sulla base delle caratteristiche ESG rilevanti per l'oggetto contrattuale; iv) il monitoraggio periodico del rispetto degli impegni assunti e del comportamento del fornitore attraverso la gestione di feedback di performance; v) condivisione di azioni di miglioramento con il fornitore, in caso di criticità in qualsiasi fase del rapporto, e limitazione/inibizione alla partecipazione a gare, qualora non risultino soddisfatti dal fornitore gli standard minimi di accettabilità

(147) Valutazione svolta sulla base di informazioni disponibili da fonti aperte e/o dichiarate dal fornitore e/o indicatori di performance e/o da audit in campo, attraverso almeno uno dei seguenti processi: Due Diligence reputazionale, processo di qualifica, feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o compliance, processo di retroazione, assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA8000 o simile).

previsti. Nel 2025 per alcune dimensioni ESG prioritarie per Eni (come cambiamento climatico, governance di filiera, diritti umani, cybersecurity e safety) è proseguita l'attività di verifica e approfondimento, utilizzando specifici criteri minimi per la valutazione delle offerte, oltre a clausole standard dedicate nei contratti. Particolare attenzione è stata dedicata ad alcuni temi risultati come materiali nella Value chain (per ulteriori approfondimenti si veda Value chain e principali impatti): i) per i fornitori con maggiori emissioni è stata avviata un'attività di engagement per garantire la dichiarazione delle proprie emissioni Scope 1 e 2. A loro supporto e, più in generale, di tutta la supply chain, è stato inoltre messo gratuitamente a disposizione, sulla piattaforma Open-es uno strumento dedicato alla quantificazione delle emissioni a livello aziendale; ii) in ambito diritti umani sono state svolte verifiche documentali e in sito presso i fornitori a maggior rischio (per ulteriori approfondimenti si veda Lavoratori nella catena del valore di Eni); iii) per i fornitori caratterizzati da filiere complesse con frequente ricorso al subappalto è proseguita l'attività di monitoraggio del livello di presidio della loro catena di fornitura, con l'obiettivo di responsabilizzare i principali player della catena di Eni nell'implementazione di una due diligence ESG nelle loro filiere.

Le spese connesse all'implementazione della strategia di Sustainable Supply Chain di Eni sono pienamente integrate nella gestione ordinaria e nelle attività operative di business e rientrano nei più ampi costi di struttura sostenuti. Eni nel perseguire una gestione maggiormente sostenibile della catena di fornitura, mira a rafforzare tutti i livelli della filiera fornendo strumenti che permettano ai fornitori di adottare e replicare il modello Eni, mantenendo un approccio sistemico e inclusivo. Si intende promuovere una maggiore responsabilizzazione dei partner commerciali diretti, soprattutto i grandi player del mercato incoraggiandoli a svolgere regolarmente attività di due diligence sulle proprie terze parti e a presidiare attivamente le tematiche di sostenibilità ambientale e sociale lungo l'intera catena di approvvigionamento. Parallelamente, Eni si impegna a intensificare le verifiche interne sui subappaltatori e su tutte le realtà con cui intrattiene rapporti commerciali, con particolare attenzione ai contesti critici o ad alto rischio, adottando un approccio più rigoroso. Questo percorso è finalizzato a migliorare la capacità di identificare, prevenire e mitigare i rischi, rafforzando trasparenza e responsabilità condivise lungo la filiera, nel breve e medio termine.

METRICHE[148] *[ESRS 2 MDR-M]*

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE	Unità di misura	2025	2024
N° fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG[(a)]	(numero)	9.416	7.512
% di contratti attivi con fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG[(b)]	(%)	80	70
% del valore dei contratti attivi con fornitori coinvolti in iniziative di consapevolezza, misurazione e collaborazione su tematiche ESG[(c)]		91	82

(a) Numero di fornitori iscritti sulla piattaforma Open-es.
(b) Rapporto tra il totale del numero dei contratti attivi assegnati ai fornitori iscritti su Open-es e il numero totale dei contratti attivi.
(c) Rapporto tra il totale del valore dei contratti attivi assegnati ai fornitori iscritti su Open-es e il valore totale dei contratti attivi.

Prassi di pagamento dei fornitori *[G1-6]*

In linea con l'approccio basato sulla trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. In generale, la gestione dei pagamenti dei fornitori da parte di Eni avviene secondo criteri uniformi e procedure standardizzate, senza distinzione di tipologia, dimensione o ubicazione geografica. Eni prevede nei propri standard[149] un termine di pagamento ai fornitori pari a 60 giorni nei contratti stipulati in regime privatistico e 30 giorni per quelli ricadenti nell'ambito del Codice dei contratti pubblici (D.Lgs. 36/2023). I singoli contratti di Eni SpA e delle società controllate adottano tale termine, salvo eccezioni derivanti da eventuali previsioni normative applicabili al contratto o da specifiche esigenze di business. Per i tempi medi di pagamento[150] dei fornitori di Eni SpA e delle società controllate italiane nel 2025 si veda la ▶ Relazione sulla gestione/Altre Informazioni. Per il periodo oggetto di rendicontazione non risultano procedimenti giudiziari pendenti in Italia a carico di Eni SpA e società controllate italiane aventi ad oggetto ritardati pagamenti ai propri fornitori.

(148) Le metriche fanno riferimento alle attività di engagement svolte nei confronti dei fornitori gestiti nell'ambito della MSG Procurement da Eni SpA e le sue controllate.
(149) Validi altresì per le società controllate per le quali Eni SpA svolge attività di approvvigionamento in maniera accentrata.
(150) Il tempo medio di pagamento dei fornitori è calcolato con riferimento ad Eni SpA e le società controllate per le quali le attività di pagamento dei fornitori sono svolte in maniera accentrata da Eni SpA. Il numero di procedimenti giudiziari per ritardi nei pagamenti è rilevato con riferimento ai casi relativi a somme riconosciute e non contestate (nel merito e/o nel loro ammontare) da Eni al fornitore e pendenti in Italia; l'informazione include i contenziosi pendenti nell'anno di rendicontazione, anche se avviati precedentemente o conclusi nel corso dell'anno. Il dato si riferisce ai procedimenti riguardanti contratti di approvvigionamento per l'acquisto di beni, l'esecuzione di lavori e la fornitura di servizi, nell'ambito del quadro normativo e gestionale interno in materia di procurement (Management System Guideline Procurement) e stipulati da Eni SpA e dalle sue società controllate italiane. Il dato include anche contenziosi relativi a contratti non più attivi o scaduti nell'anno di rendicontazione. La Società sta strutturando un processo per fasi che consenta di ampliare il perimetro della propria analisi.

TRASPARENZA NEI PAGAMENTI E TAX STRATEGY *[ENTITY SPECIFIC; TAS EU]*

POLITICHE *[ESRS 2 MDR-P]*

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Impegno a svolgere le proprie attività in conformità alle normative applicabili in materia di sanzioni economiche e finanziarie nonché in materia di trade control, in particolare verificando preliminarmente tutte le controparti ed esigendo dai partner contrattuali lo stesso grado di diligenza.
Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy e Tax Control)	• Contribuire al gettito fiscale degli Stati ospitanti, sostenendo lo sviluppo economico e sociale dei territori in cui Eni opera. • Impegno a non stabilire o localizzare la residenza delle proprie società controllate in Stati che non adottano gli standard internazionali per quanto attiene la trasparenza e lo scambio di informazioni in materia fiscale o in Stati a bassa fiscalità, salvo casi di giustificate esigenze operative. • Applicazione delle normative e degli strumenti previsti dalle legislazioni nazionali e dalle "Convenzioni internazionali contro le doppie imposizioni sul reddito e sul capitale e per la prevenzione dell'evasione e dell'elusione fiscale" secondo le linee interpretative dell'OCSE o dell'ONU. • Massimizzazione della trasparenza in campo fiscale attraverso la pubblicazione del Country by Country Report. • Utilizzo degli istituti volti ad evitare/ridurre i contenziosi fiscali. • Predisposizione del Tax Control Framework (o sistema di gestione e controllo del rischio fiscale) nell'ambito del proprio sistema di controllo interno e definizione delle Tax Governance. • Riduzione al minimo del rischio fiscale, grazie a specifici controlli per assicurare la correttezza e la puntualità della liquidazione e del versamento delle imposte nel quadro di una compliance trasparente e accurata, per prevenire possibili controversie.

TARGET E IMPEGNI *[ESRS 2 MDR-T]*

La strategia fiscale di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della Società, si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali". Obiettivo primario è l'assolvimento puntuale e corretto delle obbligazioni di imposta nei diversi Paesi dove Eni opera, nella consapevolezza di contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale. A tal proposito, pur non identificando target quantitativi, Eni è costantemente impegnata nell'adozione di comportamenti coerenti con i principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico. La strategia di Eni in materia fiscale ha come obiettivo la corretta determinazione delle imposte nei diversi ordinamenti in cui opera, la mitigazione dei rischi di doppia imposizione giuridica ed economica sugli utili e la prevenzione di possibili controversie con le autorità fiscali e giudiziarie dei Paesi di attività. Nell'ambito del proprio sistema di controllo interno Eni ha predisposto il Tax Control Framework (o sistema di gestione e controllo del rischio fiscale) il cui obiettivo è quello di assicurare, con ragionevole certezza una gestione del business in linea con i principi e le finalità della strategia stessa (Azioni intraprese sugli IRO materiali).

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI *[ESRS 2 SBM- 3]*

Impatti materiali

Nell'ambito delle proprie attività di business, Eni lavora in stretto coordinamento con i governi di numerosi Paesi del mondo, spesso destinatari di importanti transazioni economiche. I **pagamenti ai governi rappresentano un sostegno socio-economico** agli Stati, e una loro gestione corretta e trasparente, contribuisce alla prevenzione di potenziali fenomeni corruttivi, che potrebbero generare ricadute negative anche sulle comunità locali. Oltre alle transazioni dirette con i governi (come, ad esempio, diritti di produzione e royalties), le attività di Eni contribuiscono in modo significativo al gettito fiscale, sostenendo lo sviluppo e il benessere sociale ed economico degli Stati nei quali opera[151]. Data l'importanza che tali flussi finanziari hanno per il benessere collettivo, Eni adotta un comportamento coerente con i principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede. La trasparenza costituisce un valore per Eni, che si impegna nella disclosure volontaria dei pagamenti ai governi e nel contrasto a ogni forma di corruzione, promuovendo l'uso responsabile delle risorse finanziarie in linea con l'Obiettivo di sviluppo sostenibile n.16 dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Rischi e opportunità materiali

Non sono stati identificati rischi o opportunità materiali a livello di Gruppo (si veda il capitolo Materialità).

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A]*

Di seguito sono rappresentate le azioni poste in essere da Eni sulla base degli impatti, rischi e opportunità materiali identificati, suddivise per: i) **tax strategy**; ii) **iniziative di trasparenza**.

(151) Per ulteriori informazioni si veda anche il Report on Payments to Governments.

TAX STRATEGY

La Tax Strategy di Eni prevede l'assolvimento delle imposte nei Paesi in cui si svolgono le attività operative, nel rispetto delle previsioni e dello spirito delle normative locali, e rifiuta scelte di politica fiscale aggressive, inclusa la localizzazione di legal entity nei cosiddetti paradisi fiscali. Eni ha implementato un Tax Control Framework, sotto la responsabilità il Chief Transition & Financial Officer, strutturato in un processo aziendale a tre fasi: i) valutazione del rischio fiscale (Risk Assessment); ii) individuazione e istituzione dei controlli a presidio dei rischi; iii) verifica di efficacia dei controlli e relativi flussi informativi (Reporting). L'ambiente di controllo e i processi/procedure sono disegnati in modo da ridurre a un livello relativamente contenuto il rischio di violazioni con impatti finanziari o reputazionali significativi (rischio fiscale). Nel 2025 nessuna società del Gruppo è stata parte di contenziosi rilevante per violazioni della normativa fiscale o per frode fiscale conclusi con sentenze di condanna definitiva. Per maggiori informazioni sullo status dei contenziosi del Gruppo in materia fiscale, si rinvia alle note del bilancio consolidato, nella sezione ▶ Contenziosi. Tali contenziosi sono relativi all'interpretazione tecnica delle norme fiscali locali, spesso molto complesse, e sono gestiti in un'ottica di conciliazione. Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Autorità fiscali e il mantenimento di rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo ed alla collaborazione partecipando, dove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance) quali il regime di adempimento collaborativo in Italia.

INIZIATIVE DI TRASPARENZA

Per favorire un uso responsabile delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005, a testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo. Dal 2023 Eni è stata nominata Alternate Member del Board di EITI, il principale organo decisionale dell'iniziativa. Il Board decide le priorità per l'organizzazione e valuta i progressi dei Paesi nel soddisfare lo standard EITI. L'iniziativa EITI prevede il rispetto di precise aspettative ("expectations") da parte delle società aderenti all'iniziativa che, a partire dal 2021, sono diventate anche un framework di valutazione di tali società, per identificare buone pratiche e opportunità di miglioramento. Nel 2025, nell'ambito della valutazione periodica svolta da EITI sul rispetto delle "Expectations for EITI supporting companies", Eni ha soddisfatto interamente 8 aspettative e, parzialmente 1, su un totale di 9, registrando il raggiungimento pieno di una ulteriore aspettativa rispetto all'anno precedente, portando il totale delle complete da 7 a 8. A livello locale, inoltre, Eni partecipa attivamente alle iniziative promosse da EITI nei Paesi di presenza, sia direttamente attraverso i Multi Stakeholder Group istituiti nei Paesi aderenti a EITI, sia indirettamente mediante associazioni di categoria. Inoltre, in conformità alla Legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" (CbCR) previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G-20, il cui obiettivo è la trasparenza sui profitti delle aziende multinazionali a beneficio delle amministrazioni finanziarie e sulla correlazione tra la base imponibile dichiarata in ciascuna giurisdizione e la solidità dell'attività economica sottostante, fornendo elementi conoscitivi sulla proporzionalità tra imposte e valore generato localmente. Nell'ottica di favorire una maggiore trasparenza in materia fiscale a beneficio di una più ampia platea di stakeholder, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni; nel 2024 è stata recepita in Italia la Direttiva EU n. 2021/2101 che prevede la pubblicazione obbligatoria di alcuni elementi del CbCR a partire dal periodo d'imposta 2025. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI. Sempre in linea con il supporto ad EITI, Eni ha pubblicato una posizione sulla trasparenza contrattuale in cui incoraggia i Governi a conformarsi al nuovo standard sulla pubblicazione dei contratti ed esprime il proprio sostegno ai meccanismi e alle iniziative che saranno avviate dai Paesi per promuovere la trasparenza in questo ambito.

CYBERSECURITY *[ENTITY SPECIFIC]*

POLITICHE *[ESRS 2 MDR-P]*

POLITICA	PRINCIPALI CONTENUTI E ASPETTI APPROFONDITI:
Codice Etico	• Impegno al rispetto delle leggi in materia di protezione dei dati e riservatezza delle informazioni, oltre che delle migliori prassi applicabili nelle giurisdizioni in cui Eni opera. • Tutela del diritto alla privacy delle persone Eni, dei clienti, fornitori, partner commerciali e di tutti coloro con i quali Eni stabilisce relazioni, garantendo che i dati personali siano trattati esclusivamente per finalità definite e appropriate.
Corpo Normativo Interno	• Procedure e manuali operativi relativi ai principi per la gestione della Cybersecurity nei sistemi ICT e di Operational Technology (OT[a]) come la gestione delle vulnerabilità, dei rischi delle terze parti, la valutazione di rilevanza delle applicazioni, le linee guida per la gestione dei sistemi OT, la gestione delle identità e degli accessi, la gestione del ciclo di vita degli strumenti di condivisione di dati e la sicurezza dei dati in ambiente di test.

(a) La Operational Technology (OT) definisce l'insieme di hardware e software dedicati al monitoraggio e al controllo diretto di processi fisici, macchinari e infrastrutture critiche. A differenza dell'IT, che gestisce dati, l'OT agisce nel mondo fisico, coprendo settori come produzione, energia e trasporti, utilizzando sistemi e tecnologie per automatizzare i processi (ad esempio PLC, SCADA, DCS).

TARGET E IMPEGNI *[ESRS 2 MDR-T]*

Eni assicura la protezione dei sistemi informatici, delle reti, dei dati e delle infrastrutture digitali in termini di riservatezza, integrità e disponibilità, da minacce e attacchi informatici. Eni si impegna ad aggiornare annualmente la sua strategia di Cybersecurity intercettando input interni ed esterni all'azienda, come le nuove minacce, il panorama normativo e le tecnologie emergenti in costante evoluzione. Pur non avendo definito specifici target quantitativi relativi alla cybersecurity, gli impegni di Eni si articolano in cinque ambiti:

- **Regolatorio**, per garantire la massima compliance con le normative e i regolamenti interni ed esterni e l'allineamento agli standard e alle best practice di sicurezza internazionali;
- **Culturale**, per promuovere una cultura della sicurezza informatica e diffondere comportamenti consapevoli nella popolazione aziendale;
- **Zero Trust**, per implementare un approccio basato sul principio "Never trust, always verify", abilitare nuove modalità operative e garantire la protezione dalle minacce emergenti;
- **Cyber Resilience**, per potenziare la capacità di prevenire, rilevare e rispondere ai cyberattack incrementando la resilienza in caso di incidenti, anche facendo leva sull'AI generativa per migliorare l'efficacia e l'efficienza dei processi di sicurezza operativa;
- **Sicurezza operativa**, per rafforzare i presidi di sicurezza in ambito industriale, estendendo i servizi di monitoraggio (Detection & Response) e introducendo soluzioni specifiche a tutela degli asset OT.

IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ (IRO) MATERIALI *[ESRS 2 SBM- 3]*

Impatti materiali

In un mondo digitalmente interconnesso e tecnologico, le attività di Eni risultano esposte, lungo tutta la catena del valore, al verificarsi di potenziali **incidenti di sicurezza informatica**. Tali eventi possono portare alla perdita di riservatezza e/o integrità dei dati a seguito della diffusione o modifica di informazioni di dipendenti, clienti o business partner e a danno della comunità finanziaria, rappresentando una minaccia per la sicurezza e la privacy dei soggetti coinvolti. Allo stesso modo, l'indisponibilità dei sistemi informatici a supporto dell'erogazione di servizi a clienti e business partner potrebbe avere impatti significativi su tali soggetti. Infine, l'eventuale propagazione di un incidente di Cybersecurity ai sistemi informatici di fornitori e partner di Eni potrebbe avere impatti anche gravi per gli stessi.

Rischi e opportunità materiali

Il rischio Cybersecurity è riferito al verificarsi di **attacchi informatici** capaci di compromettere i sistemi informativi gestionali (ICT) e i sistemi industriali (ICS), nonché di favorire la **sottrazione di informazioni sensibili** per Eni. Per maggiori informazioni si veda la sezione ▶ Fattori di rischio e incertezza: rischi connessi al funzionamento dei sistemi informatici e alla sicurezza informatica. Non sono state individuate opportunità materiali.

AZIONI INTRAPRESE SUGLI IRO MATERIALI *[ESRS 2 MDR-A]*

Sulla base degli impegni perseguiti nei diversi ambiti, Eni ha implementato, secondo un approccio risk-based, diverse iniziative e misure di difesa atte a prevenire gli incidenti e a contenerne gli impatti. In particolare, nel 2025 Eni ha:

- proseguito il programma di Cyber Security Culture, con oltre 150 iniziative, finalizzato a promuovere una cultura della sicurezza informatica tramite azioni volte a diffondere comportamenti "Cyber consapevoli" verso tutta la popolazione aziendale;
- incrementato la resilienza avviando il progetto di adeguamento alla Direttiva NIS 2, ossia il nuovo standard europeo per la cybersecurity, pensato per proteggere le infrastrutture critiche e i servizi digitali da minacce sempre più sofisticate, recepita in Italia con il D.Lgs. 138/2024;
- promosso iniziative volte a mitigare i rischi derivanti da un contesto di minacce profondamente mutato e reso ancor più critico dall'impiego dell'intelligenza artificiale, il cui utilizzo da parte dei cyber criminali ha contribuito ad amplificare in modo significativo il volume e la sofisticazione degli attacchi, che hanno raggiunto 511 milioni (anche automatici) contro applicativi esposti su internet;
- proseguito le collaborazioni con enti, università ed istituzioni, come, ad esempio, la collaborazione con la Fondazione SERICS (Security and Rights in CyberSpace) nel contesto del PNRR e quella con l'Agenzia di Cybersicurezza Nazionale (ACN), potenziando la capacità di prevenzione e risposta alle minacce e favorendo la condivisione di best practice a livello nazionale (Progetto HyperSOC[152]);
- erogato, tra le iniziative rivolte all'ecosistema digitale nazionale, dei workshop di sensibilizzazione e formazione di base sulla Cybersecurity destinati a insegnanti, genitori e studenti delle scuole primarie, secondarie di primo e secondo grado, che hanno incluso 24 iniziative riguardanti anche tematiche legate all'Intelligenza Artificiale generativa.

(152) HyperSOC è la piattaforma, progettata e realizzata dall'Agenzia per la Cybersicurezza Nazionale (ACN), per supportare i Security Operations Center (SOC) nazionali nelle attività di rilevazione proattiva di situazioni di rischio (minacce informatiche, vulnerabilità, servizi esposti incautamente ecc.) per le reti di competenza.

Principi e criteri metodologici

[ESRS 2 BP-1; BP-2]

La Rendicontazione di Sostenibilità (RdS), redatta su base consolidata di Gruppo, è approvata dal CdA e soggetta a revisione limitata da parte dello stesso revisore del bilancio consolidato. Per garantire l'affidabilità e la tracciabilità delle informazioni, Eni si avvale di un tool informatico dedicato che centralizza la raccolta dei dati provenienti dai diversi sistemi aziendali. Questo sistema assicura una gestione strutturata e verificabile del flusso informativo e traccia anche l'intero processo autorizzativo. Parallelamente, a tutela dell'integrità di tali informazioni, vengono adottate adeguate misure di cybersecurity che integrano tutti gli applicativi con sistemi di protezione avanzati contro le minacce informatiche, garantendo così la sicurezza e la disponibilità dei dati. La struttura di ciascun capitolo tematico della RdS segue l'impostazione degli standard: Policy; Target e impegni; Impatti, Rischi e Opportunità (IRO) materiali; Azioni relative agli IRO materiali; Metriche. I Minimum Disclosure Requirements (MDR), richiesti dagli standard, relativi alle policy sono approfonditi nella tabella sottostante, mentre quelli su azioni, target e metriche sono approfonditi nei capitoli tematici specifici. Per quanto riguarda gli Opex e i Capex relativi alle azioni descritte, essi sono riportati nei rispettivi capitoli dedicati, laddove risultano rilevanti e specifici per le tematiche trattate. Non sono invece incluse le spese e gli investimenti riconducibili alla gestione operativa ordinaria (business as usual), che rientrano nei più ampi costi di struttura/ trasversali sostenuti da Eni a prescindere dall'implementazione delle azioni descritte, come ad esempio quelli per la gestione del personale, dei clienti e dei fornitori. Si ricorda che, nei capitoli tematici, il termine "target" viene utilizzato solo quando gli obiettivi rispettano i criteri definiti dagli standard ESRS; negli altri casi si fa riferimento a "impegni". Le metodologie di calcolo dei singoli indicatori sono riportate in calce alle relative tabelle della sezione Metriche. Le informazioni incluse nel report sono individuate a valle dell'analisi di materialità, e sono raccolte su base annuale per gli anni 2025 e 2024. In generale, i trend relativi agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all'anno 2025 costituiscono la migliore valutazione possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. In caso di ricorso a stime, o di utilizzo di orizzonti temporali differenti a quelli degli ESRS, queste sono approfondite, ove necessario, nelle note in calce alle tabelle. Relativamente al periodo oggetto di rendicontazione, non si segnalano informazioni omesse in quanto oggetto di proprietà intellettuali, know-how o classificate come sensibili. Alcuni valori rispetto a quanto è stato pubblicato nel 2024, hanno subito delle variazioni a seguito di cambio metodologico o aggiornamento dei dati per informazioni ricevute a seguito della pubblicazione. Le motivazioni specifiche sono riportate nella sezione Metriche degli indicatori interessati, in particolare gli indici infortunistici nel capitolo Salute e Sicurezza e gli inquinanti E-PRTR nel capitolo Inquinamento. Rispetto allo scorso anno, si segnala che sono state aggiunte le metriche relative ai biofeedstock utilizzati nelle bioraffinerie in Italia per la produzione dei biocarburanti, connessi all'opportunità materiale "Bioraffinazione e Feedstock". L'analisi di doppia materialità include anche gli impatti, rischi e opportunità (IRO) lungo la catena del valore (si veda il capitolo Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità); quindi, nel caso in cui policy, target, azioni o metriche si riferiscano anche ad attori della catena del valore, questo è indicato nella sezione di riferimento. Infine, all'interno del Content Index sono dettagliate eventuali: i) disclosure di informazioni qualitative e quantitative derivanti da altre legislazioni; ii) indicatori entity specific, come previsti dai principi ESRS, ispirati all'Oil & Gas Sector standard del GRI e/o indicatori legati ad obiettivi strategici; iii) disclosure di informazioni contenute nella Relazione sulla Gestione e richiamate tramite cross-reference; iv) l'utilizzo di eventuali phase-in.

Perimetro di rendicontazione

Il perimetro dei dati all'interno della RdS è allineato a quello dei dati finanziari[153] e ove richiesto dagli standard, è opportunamente esteso alle realtà sotto il controllo operativo[154], definito secondo i criteri stabiliti dall'Allegato II dell'Atto Delegato CSRD e dalla Linea Guida EFRAG sulla catena del valore. Inoltre, alla vista obbligatoria descritta dagli standard ESRS, vengono affiancati anche altri perimetri al fine di assicurare la comparabilità con il settore. Di seguito sono elencate e approfondite le diverse tipologie di perimetro utilizzate all'interno della RdS[155]:

- **Perimetro Finanziario**, assimilabile all'area di consolidamento del bilancio che include le società Controllate al 100% e le Joint Operation (JO) operate e non operate in quota (sia per joint operation societarie che contrattuali, tipiche dell'industria Oil & Gas)[156]. All'interno del documento il perimetro finanziario è citata anche come perimetro consolidato;
- **Perimetro Operato** che include le Controllate al 100%, JO ed eventuali Joint Venture (JV) e Collegate operate al 100% (JO, JV e Collegate non operate non vengono incluse);

(153) Si intende il perimetro del bilancio consolidato. Per le partecipazioni di Eni si rinvia alla sezione ▶ Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2025. Inoltre, per i riferimenti alle classificazioni societarie (controllate, consolidate integrali, Joint operation, ecc.) si rimanda alle definizioni dei principi contabili IAS/IFRS come descritte in ▶ Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" della sezione Note al bilancio consolidato.
(154) Tra i criteri più rilevanti considerati per l'identificazione del controllo operativo si citano l'esistenza di un documento contrattuale, la piena autorità di dirigere le attività operative e la piena autorità di gestire le relazioni della società/sito/asset e introdurre e implementare le policy operative.
(155) Il perimetro finanziario e quello operato sono definiti in linea con i requisiti degli ESRS, mentre le altre viste sono entity-specific.
(156) Per il perimetro finanziario si intendono incluse anche le attività rilevate a fronte delle chiamate fondi di spettanza operate da parte delle società che svolgono il ruolo di operatore unico dei contratti petroliferi (c.d. operating companies), nonché le attività associate ai contratti di leasing.

- **Perimetro Equity** che include tutte le partecipate Eni in quota (Controllate, JO, JV e Collegate in quota);
- **Perimetro ESRS per i dati emissivi GHG:** perimetro finanziario a cui si aggiungono le quote operate di JO ed eventuali JV/Collegate non consolidate ma operate.

Si segnala che eventuali altre società collegate, joint venture e altre entità rilevanti sulle quali Eni SpA non esercita il controllo operativo, non sono incluse nella Rendicontazione, se non per alcuni KPI specifici che richiedono le informazioni della catena del valore (come le emissioni Scope 3). In caso di acquisizioni societarie avvenute nel corso dell'anno di rendicontazione, le informazioni riportate riguardano i mesi di competenza[157] e, in caso di cessione/dismissione di società nel corso dell'anno, le informazioni sono state riportate relativamente ai soli mesi effettivi di competenza. La tabella riportata di seguito descrive i perimetri utilizzati nella Rendicontazione per le diverse tematiche.

ESRS	PERIMETRO
Clima (E1)[a]	• ESRS (Finanziario E1 50a + quota operate non consolidate E1 50b) • Equity[b] • Operato
Ambiente (E2, E3, E4, E5)	• Operato[c] • Finanziario[d]
Occupazione (S1)	• Rapporti contrattuali (Consolidate Integrali)
Salute e Sicurezza (S1)	• Operato (in linea con le pratiche di settore)
Lavoratori nella catena del valore (S2)	• Rapporti Contrattuali (Fornitori)
Comunità (S3)	• Società[e] in cui Eni gestisce relazioni con stakeholder locali
Clienti e consumatori (S4)	• Plenitude
Informazioni di Governance (G1)	• Rapporti contrattuali (Fornitori) • Finanziario (Anti-corruzione)

a) Per il dettaglio sulla costruzione dei perimetri degli obiettivi si rimanda al capitolo Cambiamento climatico.
b) Per Scope 3 categoria 11, si utilizza il perimetro Equity, oltre che per indicatori entity-specific precedentemente utilizzati.
c) Per le informazioni ambientali, al fine di assicurare comparabilità e qualità dell'informazione richiesta dagli ESRS, per tutti i topic E2, E3, E4 ed E5 i dati sono presentati, in primis con la vista operata al fine allineare la narrativa, di policy action, target e commenti alle performance che si riferiscono agli asset operati dalla società.
d) Nelle tabelle dei dati ambientali, il perimetro finanziario è rappresentato come la quota delle realtà consolidate non operate, al fine di evitare la combinazione di dati provenienti da realtà operate con quelli raccolti tramite flussi informativi specifici elaborati da terze parti che operano direttamente sull'asset in questione.
e) Per quanto riguarda gli indicatori relativi alle comunità ci si riferisce al perimetro consolidato esteso ad alcune joint venture in cui Eni ha un ruolo rilevante nella gestione dei rapporti con gli stakeholder locali.

Codice Etico e Politiche *[ESRS 2 MDR-P]*

Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella mission e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole specifiche per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione. Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili ad una mappa di processi funzionali all'attività aziendale ed integrate con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico e sul Codice di Corporate Governance, sul Modello 231, sui principi del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria e di sostenibilità obbligatoria e sul CoSO Report Framework (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission). Il Codice Etico, rinnovato nel 2020, esprime i valori aziendali: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione. Insieme a tali valori, il Codice contiene principi generali[158] e norme di comportamento concrete, che forniscono una guida pratica nell'operatività aziendale, rivolgendosi ai membri degli organi sociali di amministrazione e controllo e ai dipendenti di Eni e delle società controllate, a tutte le terze parti, quali fornitori, partner commerciali ed industriali; il Codice è stato redatto tenendo conto delle prospettive degli stessi. Per assicurare una comprensione capillare, il Codice viene diffuso e valorizzato attraverso diverse iniziative, fra cui un'attività di formazione specifica e la traduzione nelle lingue dei Paesi in cui Eni opera. La versione aggiornata del documento è consultabile nei siti internet e intranet di Eni SpA e delle società controllate. Il Codice Etico è stato elaborato con il coinvolgimento del management ed è stato approvato dal CdA di Eni SpA, su proposta dell'AD d'intesa col Presidente, sentito il parere del Collegio Sindacale e del Comitato Controllo e Rischi. Il Codice Etico costituisce un riferimento per il sistema normativo[159] di Eni, ed i principali contenuti sono richiamati all'interno della sezione Politiche dei capitoli tematici in cui sono citati anche altri documenti normativi[160], tra cui:

(157) Per quanto riguarda le acquisizioni avvenute nell'anno, in riferimento ai dati ambientali, sono incluse le informazioni delle società per cui è stato concluso il processo di adozione del modello di gestione HSE.
(158) Il documento sottolinea, tra gli altri, l'impegno di Eni nel rispetto dei diritti umani nelle proprie attività e in quelle dei partner commerciali, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti umani, le Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali nonché nel rispetto dei Voluntary Principles on Security and Human Rights. Altri riferimenti considerati sono gli SDG ed il Paris Pledge.
(159) Per un approfondimento del sistema normativo si rimanda alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2025.
(160) In caso di coinvolgimento di stakeholder esterni, questi sono esplicitati, ove rilevante.

- **Policy ECG**[161]**:** documenti pubblici (ad eccezione della Policy Privacy e data protection), applicabili ad Eni SpA e alle sue società controllate, le cui "Linee Fondamentali" sono approvate dal CdA di Eni SpA, mentre le "Modalità Applicative" sono approvate dal Process Owner[162], che è responsabile del disegno e della relativa adeguatezza nel tempo. Il management e tutte le persone di Eni sono tenuti ad applicare le normative e a porre in atto iniziative per prevenire e individuare irregolarità e/o atti fraudolenti;
- **Posizionamenti pubblici:** posizioni societarie pubbliche su temi specifici, proposte dai Process Owner di competenza, con approvazione solitamente del AD o del Top Management (ad esempio dal Dirigente preposto o da specifici tavoli tecnici) e applicabili a Eni SpA e alle sue controllate[163];
- **Management System guidelines (MSG) e Global Procedure**: si tratta di documenti facenti parte del Sistema Normativo Interno che guidano le varie tematiche di sostenibilità (di cui la Global Procedure "Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate" è pubblica), applicabili ad Eni SpA e alle sue società controllate, la cui approvazione è tendenzialmente in capo al Process Owner, e redatti attraverso il coinvolgimento di tutti gli stakeholder interni, in accordo agli aspetti di competenza.

POLICY E/O POSIZIONAMENTI E RELATIVI STANDARD O LINEE GUIDA DI RIFERIMENTO

POLICY ECG RISPETTO DEI DIRITTI UMANI IN ENI
Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP); Linee guida ILO; Dichiarazione Universale dei Diritti Umani (UN); Linee Guida OCSE; Global Compact (ONU); International Finance Corporation (IFC) Performance Standards; Convenzione sui Popoli Tribali e Dichiarazione (ONU) sui Diritti dei Popoli Indigeni; Voluntary Principles on Security and Human Rights (ONU); Basic Principles on the Use of Force and Firearms by Law Enforcement Officials (ONU)

POLICY ECG ANTI-CORRUZIONE
D. Lgs 231/2001; Codice penale e civile italiano; Foreign Corrupt Practices Act (FCPA) 1977; Resource Guide to the U.S. Foreign Corrupt Practices Act (2012); UK Bribery Act 2010; Bribery Act 2010 - Guidance to help commercial organisations understand the sorts of procedures they can put in place to prevent bribery; Convenzione OCSE sulla lotta alla corruzione di pubblici ufficiali stranieri nelle operazioni economiche internazionali (1997); OECD Recommendation of the Council for Further Combating Bribery of Foreign Public Officials in International Business Transactions (2009); Convenzione ONU contro la corruzione (2003); UNI ISO 37001:2016 ; UNI ISO 37301:2021

POLICY ECG PRIVACY E DATA PROTECTION
Regolamento (UE) 2016/679 sul trattamento dei dati personali delle persone fisiche e la libera circolazione dei dati; D.Lgs 196/2003 Codice Privacy; Linee guida 07/2020 sul titolare del trattamento e responsabile del trattamento ai sensi del GDPR

POLICY ECG CONSUMER PROTECTION & GREEN CLAIMS
Direttiva 2005/29/CE su pratiche commerciali sleali; Direttiva 2006/114/CE su pubblicità ingannevole e comparativa; Direttiva (UE) 2019/2161 sulla protezione dei consumatori; Direttiva 2024/825/UE

POLICY ECG DIVERSITY & INCLUSION
Convenzione ONU sui diritti delle persone con disabilità – 2006; Convenzione ONU per l'eliminazione di ogni forma di discriminazione nei confronti delle donne (CEDAW) – 1979; Carta dei Diritti Fondamentali dell'Unione Europea; Women's Empowerment Principles; Prassi di Riferimento UNI/PdR 125/2022

POLICY ECG ZERO TOLERANCE CONTRO LA VIOLENZA E LE MOLESTIE SUL LAVORO
Convenzione dell'Organizzazione internazionale del lavoro (ILO) n. 190 sull'eliminazione della violenza e delle molestie nel mondo del lavoro; Raccomandazione n. 206 sull'eliminazione della violenza e delle molestie nel mondo del lavoro

POSIZIONAMENTO DI ENI SULL'ACQUA
Water Mandate, iniziativa del Segretariato ONU, a cui Eni ha aderito nel 2019

POSIZIONAMENTO ENI SULLA BIODIVERSITÀ E SERVIZI ECOSISTEMICI
Convenzione sulla Diversità Biologica

ENI'S NO-GO COMMITMENT
UNESCO World Heritage List

POSIZIONE DI ENI SULLE BIOMASSE
Obiettivi al 2030 del Recast della Direttiva RED II (Direttiva 2018/2001)

POSIZIONE ENI SUI CONFLICT MINERALS
Normativa della Securities and Exchange Commission (SEC) degli Stati Uniti

LINEE GUIDA IN AMBITO FISCALE (TAX STRATEGY E TAX CONTROL)
Linee guida OCSE per le Imprese Multinazionali, Convenzioni internazionali contro le doppie imposizioni sul reddito e sul capitale e per la prevenzione dell'evasione e dell'elusione fiscale secondo le linee interpretative dell'OCSE o dell'ONU

CODICE DI CONDOTTA FORNITORI
Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP)

CODICE DI CONDOTTA AGRI-FEEDSTOCK
Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP); Linee Guida dell'OCSE per le imprese multinazionali sulla condotta responsabile d'impresa; Dichiarazione tripartita di principi sulle imprese multinazionali e la politica sociale; Voluntary Principles on Security and Human Rights

(161) Policy Ethics, Compliance & Governance (ECG): definiscono i valori e principi di Eni (ethics); un quadro sistematico di riferimento per l'attuazione di requisiti normativi specifici (compliance) regolamenti o framework internazionali; le regole di riferimento del governo societario (governance).
(162) Il Process Owner è responsabile del disegno e della relativa adeguatezza nel tempo degli strumenti normativi di propria competenza ed approva le modalità applicative delle Policy e relative procedure e istruzioni operative. Nel caso in cui il ruolo di Process Owner venga attribuito a più soggetti, competenti per processi/tematiche Ethics, Compliance & Governance, viene istituito il Comitato dei Process Owner.
(163) Ad eccezione di: Posizionamento di Eni sull'acqua, applicabile a tutte le società operate da Eni; Posizionamento Eni sulla Biodiversità e servizi ecosistemici, applicabile a tutti i siti operativi di Eni e fornito ai contrattisti e ove, applicabile, ai fornitori; Eni's No-Go Commitment, applicabile alle attività Oil & Gas di esplorazione e sviluppo.

Allegati alla tassonomia europea

la Rendicontazione della Tassonomia è stata redatta sulla base del Regolamento delegato (UE) 2021/2178, come modificato dal Regolamento delegato (UE) 2026/73, entrato in vigore nel 2026. In conformità a tale ultimo Regolamento è ammessa la deroga volontaria che consente di differire l'applicazione all'esercizio 2026. Ne consegue che l'esercizio 2025 rappresenta il periodo fiscale di ordinaria prima applicazione del Regolamento modificato.

1. Contenuto dei KPI che devono essere comunicati dalle imprese non finanziarie

1.1. SPECIFICHE DEI KPI

1.1.1. KPI RELATIVO AL FATTURATO

Nella redazione del bilancio consolidato il Gruppo Eni applica i principi internazionali d'informativa finanziaria (IFRS, International Financial Reporting Standards) adottati con Regolamento (CE) n. 1126/2008. In conformità a tali principi, il fatturato totale del Gruppo Eni e i fatturati attribuiti alle attività economiche ammissibili ed ecosostenibili (allineate) di Eni sono stati rilevati conformemente al principio contabile internazionale (IAS) n. 1. La quota del 6,6% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma del fatturato relativo alle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, al fatturato totale del Gruppo che coincide con la voce di bilancio "Ricavi della gestione caratteristica" del conto economico consolidato. Di seguito la riconciliazione:

Fatturato	(mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	**Totale Gruppo**
Ricavi da contratti con la clientela		**1.231**	**4.170**	**82.151**

La quota del fatturato di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera a), del Regolamento (UE) 2020/852 "KPI fatturato" è calcolata rapportando i ricavi netti ottenuti da prodotti o servizi associati ad attività economiche allineate alla Tassonomia (numeratore) ai ricavi consolidati del Gruppo (denominatore). Il fatturato è relativo ai ricavi derivanti da contratti con la clientela e pertanto comprende gli effetti dei derivati su commodity attivati per ridurre l'esposizione del Gruppo alle oscillazioni dei prezzi delle materie prime energetiche per i quali è stata dimostrata l'efficacia della relazione di copertura tra lo strumento di coperto e lo strumento coperto rappresentato dalla prevista vendita nell'ambito, generalmente, di un modello "cash flow hedges", per cui alla consegna del prodotto (energia elettrica o altra materia prima energetica) è contabilizzato il prezzo della transazione al netto degli effetti di hedging. Gli altri derivati su commodity utilizzati dal Gruppo per la gestione complessiva dei rischi prezzo delle commodity energetiche, privi del requisito della own use exemption o per i quali si è reputato di non attivare la relazione di copertura, sono rilevati a conto economico (mark-to-market) in una voce separata dal fatturato. In tale voce sono compresi anche gli effetti inefficaci ai fini della copertura dei cash flow hedge. Il mark-to-market dei derivati CFH è rilevato nelle riserve di patrimonio netto.

1.1.2. KPI RELATIVO ALLE SPESE IN CONTO CAPITALE (CAPEX)

Le spese in conto capitale sostenute dal Gruppo Eni e le spese in conto capitale "CapEx" attribuite alle attività economiche ammissibili ed ecosostenibili di Eni comprendono gli incrementi degli attivi materiali, immateriali e dei Diritti di utilizzo dei beni in leasing (cd Right-of-Use), anche derivanti da operazioni di business combiation, rilevati e oggetto di disclosure nelle note al bilancio n. 12, 13 e 14 al bilancio consolidato sulla base di: a) IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari", punto 73, lettera e), sottopunti i) (investimenti) e iii) (acquisizioni derivanti da business combination); b) IAS 38 "Attività immateriali", punto 118, lettera e), sottopunto i) (investimenti e acquisizioni derivanti da business combination); c) IFRS 16 "Leasing", punto 53, lettera h) (incrementi di Right-of-Use). Il Gruppo Eni non è presente in attività economiche che prevedono l'applicazione dei principi IAS 40 "Investment Property" e IAS 41 "Agriculture". La quota del 13,8% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma delle spese in conto capitale relative alle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, alle spese in conto capitale totali del Gruppo. I costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari i cui fornitori hanno concesso dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario (operazioni di reverse factoring) sono stati rilevati nell'ambito degli incrementi di immobili, impianti e macchinari sia nel denominatore sia nel numeratore, ove applicabile, ai fini del calcolo del CapEx KPI.

Spese c/capitale	(mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	**Totale Gruppo**
Incrementi att.Materiali&Immateriali		1.148	280	**9.229**
Goodwill acquisito				
Incrementi Diritto di utilizzo beni in leasing		4	22	**1.150**
Altri incrementi		118	46	**1.371**
A dedurre				
Goodwill acquisito				
Totale Spese c/capitale		**1.270**	**348**	**11.750**

La quota delle spese in conto capitale di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera b), del Regolamento (UE) 2020/852 è calcolato come il numeratore definito al punto 1.1.2.2 dell'allegato I al Reg. Delegato (EU) 2021/2178 diviso per il denominatore definito al punto 1.1.2.1 dello stesso allegato.

1.1.3. KPI RELATIVO ALLE SPESE OPERATIVE (OPEX)

La quota del 17,8% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma delle spese operative delle attività ammissibili e delle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, alle spese operative totali del Gruppo. Di seguito la riconciliazione:

Spese operative	(mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	**Totale Gruppo**
Costi di R&D spesati a conto economico			22	207
Spese operative		374	340	3.935
Totale spese operative		**374**	**362**	**4.142**

La quota delle spese operative di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2020/852 "OpEx KPI" è calcolata come il numeratore definito al punto 1.1.3.2 dell'allegato I al Reg. Delegato (EU) 2021/2178 diviso per il denominatore definito al punto 1.1.3.1 dello stesso allegato.

1.2. SPECIFICHE DELL'INFORMATIVA A CORREDO DEI KPI DELLE IMPRESE NON FINANZIARIE

1.2.1. PRINCIPI CONTABILI

I dati di fatturato, di spese operative e di spese in conto capitale relativi alle attività Eni ammissibili e alle attività Eni allineate alla Tassonomia per il calcolo degli indicatori fondamentali di prestazione (KPI) e delle quote sui valori del bilancio consolidato sono stati estratti a cura delle società consolidate del Gruppo dai sistemi di contabilità generale e di contabilità analitica utilizzati per la preparazione dei bilanci civilistici, redatti nella maggior parte dei casi a principi IFRS. I dati delle contabilità societarie sono rettificati, ove necessario, per adeguarli ai principi IFRS adottati nella preparazione del bilancio consolidato di Eni e apportando le opportune elisioni di consolidamento (transazioni intercompany, eliminazione utili interni, ecc.). Pertanto, i dati utilizzati per il calcolo dei KPI relativi alle attività allineate alla Tassonomia e delle quote relative alle attività ammissibili alla Tassonomia sono gli stessi dati utilizzati nella preparazione del bilancio consolidato del Gruppo Eni. Le voci di ricavi, costi operativi, incrementi delle immobilizzazioni materiali e immateriali, inclusi tra l'altro gli incrementi, derivanti da operazioni di business combination e per accensione/rinnovo/revisione di contratti di leasing, sono stati determinati estraendo le corrispondenti voci dei conti di contabilità generale per le società del Gruppo che svolgono in modo esclusivo un'attività allineata o ammissibile (monobusiness), mentre per le società pluribusiness si è reso necessario attribuire le voci di contabilità generale alle diverse attività economiche, utilizzando la contabilità analitica che disaggrega i dati della contabilità generale e li attribuisce a più oggetti di reporting (centri di profitto di norma corrispondenti a unità di business, linee di prodotto che possono avere costi comuni, stabilimenti, unità produttive, commesse di costo/investimento) in funzione delle esigenze del management di comprensione delle modalità di formazione dei risultati, di calcolo di convenienza economica, di controllo dei costi e di allocazione delle risorse. Questa strutturazione dei flussi amministrativi funzionale alla preparazione del bilancio assicura che i ricavi, le spese in conto capitale e le spese operative siano attribuite a una sola attività economica, evitando doppi conteggi, considerato che le rilevazioni di contabilità analitica sono portate in quadratura con il bilancio civilistico, nonché che i costi comuni siano attribuiti alle diverse attività economiche sulla base di criteri di ripartizione che riflettono il fattore critico di assorbimento della capacità. I costi operativi attribuiti alle attività Eni allineate alla Tassonomia e alle attività Eni ammissibili alla Tassonomia sono stati determinati sulla base del modello di controllo dei costi fissi adottato dal management che, a partire dai dati di contabilità generale relativi ad acquisti, prestazioni, costo lavoro e oneri diversi, esclude i costi relativi all'acquisto delle materie prime, utenze industriali e di prodotti per la rivendita e aggrega le voci di costo in base al criterio di destinazione rispetto alle varie fasi di misura e controllo del processo di produzione/vendita: i) costi fissi industriali che comprendono il costo lavoro del personale addetto alla manutenzione, funzionamento e servizio degli impianti industriali, le prestazioni esterne (essenzialmente le manutenzioni appaltate a fornitori terzi), i costi generali di stabilimento, i materiali di consumo (parti di ricambio) e comprendono gli interventi per l'efficienza energetica degli edifici e altri beni immobili di proprietà, nonché l'acquisto di output da attività ammissibili abilitanti per conseguire riduzioni delle emissioni climalteranti; ii) i costi diretti della ricerca e sviluppo non capitalizzati all'attivo; iii) i costi fissi della fase commerciale; iv) i costi fissi del personale di sede e delle attività amministrative e generali (essenzialmente costo lavoro e prestazioni nelle aree legali, gestione del personale, informatica, finanza, amministrazione, societaria). Ai fini dell'obbligo di reporting il management ha individuato i costi fissi industriali e i costi di R&D non capitalizzati quali voci che rappresentano le spese operative delle attività economiche. Tali voci su base consolidata rappresentano il denominatore al quale rapportare le spese operative delle attività allineate alla Tassonomia per la determinazione del KPI OpEx. In linea con le disposizioni del Regolamento, le spese operative per l'acquisto di prodotti abilitanti o relative a singole misure che consentono alle attività obiettivo di ridurre le emissioni di gas a effetto sono state riconosciute dalle attività economiche di Eni nel rispetto della limitante prevista dall'art. 16 di non comportare una dipendenza da attività che compromettano gli obiettivi ambientali a lungo termine, in considerazione della loro vita economica. In tale ambito, gli OpEx e i CapEx sostenuti dal settore E&P per incrementare l'efficienza energetica/ridurre le emissioni di carbonio degli impianti Oil & Gas sono stati esclusi.

1.2.2. VALUTAZIONE DELLA CONFORMITÀ AL REGOLAMENTO (UE) 2020/852

1.2.2.1. INFORMAZIONI SULLA VALUTAZIONE DELLA CONFORMITÀ AL REGOLAMENTO (UE) 2020/852

Le attività ammissibili di Eni ai fini dell'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici sono:

- 3.6 produzione di altre tecnologie a basse emissioni di carbonio;
- 3.14 produzione di prodotti chimici organici di base: produzione di monomeri e altri prodotti chimici di base;
- 3.17 produzione di plastiche in forma primaria: produzione di polietilene e di stirenici ottenuti dalla trasformazione dei monomeri (attività ammissibile); attività di produzione di resine e materie plastiche ottenute da feedstock rinnovabili (attività allineata);
- 4.1 produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica: impianti fotovoltaici di proprietà della controllata Plenitude attivi in Italia, Spagna, Stati Uniti, Australia, Kazakhstan e Francia;
- 4.3 generazione di e.e. eolica: impianti di generazione elettrica a partire dall'energia eolica installati sulla terraferma di proprietà della controllata Plenitude attivi in Italia, Spagna e Kazakhstan;
- 4.8 generazione di e.e. da bioenergia: produzione di energia elettrica da biomassa mediante impianti di taglia piccola (inferiori a 2 MW di potenza installata) operativi in Italia;
- 4.10 attività di sviluppo di impianti di accumulo di energia in Italia e Stati Uniti;
- 4.13 produzione di biogas e di biocarburanti per l'utilizzo nei trasporti e di bioliquidi: produzione di biocarburanti mediante idrogenazione di materie prime vegetali o componenti organiche di scarto; il prodotto risultante è un olio vegetale idrogenato (HVO) che può essere venduto e utilizzato in purezza o essere miscelato con i carburanti tradizionali per ridurre le emissioni di carbonio. L'attività è svolta presso le bioraffinerie di Gela e Venezia con una capacità pr oduttiva di 1,1 ml t/a;
- 4.20 cogenerazione di caldo/freddo ed e.e. da bioenergia: produzione cogenerativa di vapore ed energia elettrica utilizzando biomassa forestale presso lo stabilimento di Crescentino (Italia);
- 4.30 Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili;
- 5.3-5.4 costruzione, estensione ed esercizio di reti di raccolta e di trattamento di acqua di risulta: attività svolte prevalentemente per scopi interni;
- 5.7/5.8 digestione anaerobica di rifiuti organici: digestione anaerobica, produzione di biogas e successiva cogenerazione per produzione di energia elettrica, oltre a compost, presso l'impianto Po' Energia Srl a partire da frazione organica proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani, nonché produzione di compost. Tali attività sono ammissibili anche per l'obiettivo dell'economia circolare (2.5 recupero dei rifiuti organici mediante digestione anaerobica o compostaggio);
- 5.12 stoccaggio geologico permanente sotterraneo della CO_2: stoccaggio permanente della CO_2 all'interno di giacimenti di gas naturale esauriti operati da Eni. L'attività comprende il progetto sperimentale di Ravenna per la valutazione della fattibilità economico-tecnica della realizzazione di un hub di cattura con l'utilizzo dei giacimenti di gas esauriti operati da Eni nell'offshore ravennate e la realizzazione dell'hub di stoccaggio di HyNet in UK che sfrutterà i giacimenti esauriti operati da Eni nella Liverpool Bay;
- 6.5 trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri: servizio di noleggio Enjoy basato sul modello "free floating" con prelievo e rilascio del veicolo in qualsiasi punto all'interno dell'area coperta dal servizio. La flotta è costituita da veicoli a combustione interna, ibrida ed elettrica;
- 6.15 infrastrutture per il trasporto low carbon su strada e trasporto pubblico: attività di installazione e gestione di punti di ricarica per veicoli elettrici nel territorio europeo svolta dalla controllata Plenitude. In esito alla verifica dei TSC di ciascuna attività economica Eni ammissibile, alla data di riferimento della presente Relazione Finanziaria Annuale comprensiva della dichiarazione CSRD le seguenti attività sono state valutate allineate alla Tassonomia poiché contribuiscono in maniera sostanziale al raggiungimento dell'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico e rispettano i criteri DNSH.

Di seguito le valutazioni di allineamento relative alle principali attività:

3.17. PRODUZIONE DI PLASTICHE IN FORMA PRIMARIA

L'attività economica comprende: (i) la produzione resine, in particolare poliesteri e copoliesteri biodegradabili e compostabili in tutto o in parte derivati da materie prime rinnovabili; (ii) la produzione di materie plastiche biodegradabili e compostabili, ovvero miscele di resine in tutto o in parte derivate da materie prime rinnovabili. Si tratta delle linee di produzione della Novamont, il cui controllo è stato acquisito nel quarto trimestre 2023. L'attività economica "fabbricazione di materie plastiche in forme primarie" è un'attività di transizione di cui all'articolo 10, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2020/852 se soddisfa i criteri di vaglio tecnico descritti al punto 3.17 del regolamento (UE) 2021/2139.

CONTRIBUTO SOSTANZIALE ALLA MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Per la valutazione del contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici è stato applicato il criterio c) relativo all'attività 3.17 come statuito dal Regolamento UE 2021/2139, di seguito riportato: c) derivate in tutto o in parte da materie prime rinnovabili e le emissioni di gas serra nel loro ciclo di vita sono inferiori alle emissioni di gas serra nel ciclo di vita delle materie plastiche equivalenti in forma primaria fabbricate a partire da combustibili fossili. Le emissioni di gas serra nel ciclo di vita sono calcolate utilizzando la raccomandazione 2013/179/UE o, in alternativa, la norma ISO 14067:2018 o ISO 14064-1:2018. Le emissioni di gas serra quantificate nel ciclo di vita sono verificate da una terza parte indipendente. La biomassa agricola utilizzata per la fabbricazione di materie plastiche in forma primaria soddisfa i criteri di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 5, della direttiva (UE) 2018/2001. In tale ambito sono stati individuati i prodotti chimici derivati dagli idrocarburi equivalenti alle resine e alle materie plastiche derivate in tutto o in parte da materie prime rinnovabili. Tali prodotti chimici equivalenti sono stati individuati considerando l'equivalenza chimica, in termini di composizione, e l'equivalenza di famiglie chimiche di appartenenza. Per entrambe le linee di prodotto l'equivalente derivato dagli idrocarburi è il PBAT. Successivamente sono state calcolate le emissioni dei prodotti dell'attività Novamont e dell'equivalente da idrocarburi sulla base della metodologia Life Cycle Thinking che include tutte le fasi delle rispettive catene di fornitura (approvvigionamento, lavorazione, trasporto e smaltimento). Questa analisi ha confermato il rispetto dell'enunciato criterio lettera "c" della Tassonomia.

NON ARRECARE DANNO SIGNIFICATIVO ("DNSH")

ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Per la valutazione del principio di non arrecare un danno significativo all'obiettivo di adattamento ai cambiamenti climatici e per le analisi di esposizione al rischio fisico si rinvia al paragrafo "Rischi fisici" della RDS, dove è descritta la metodologia Eni di identificazione, valutazione e mitigazione dei rischi fisici degli attivi. Sulla base della procedura e metodologia descritte, le installazioni Eni di produzione di plastiche in forma primaria evidenziano marginali rischi residui di esposizione a eventi metereologici prospettici avversi, per i quali è pianificata nel corso del 2026 la valutazione del rischio sito specifico per la definizione del relativo piano di monitoraggio e azioni, con l'obiettivo di rendere l'attività adattata al cambiamento climatico nell'arco di piano.

ALTRI OBIETTIVI

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

4.1. PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MEDIANTE TECNOLOGIA SOLARE FOTOVOLTAICA

CONTRIBUTO SOSTANZIALE ALLA MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

L'attività produce energia elettrica utilizzando la tecnologia solare fotovoltaica.

NON ARRECARE DANNO SIGNIFICATIVO ("DNSH")

ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi climatici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al paragrafo "Rischi fisici" della RDS e ha concluso che le installazioni Eni di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adattata al CC. ***Altri obiettivi*** Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

4.3. PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA A PARTIRE DALL'ENERGIA EOLICA

CONTRIBUTO SOSTANZIALE ALLA MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

L'attività produce energia elettrica a partire dall'energia eolica.

NON ARRECARE DANNO SIGNIFICATIVO ("DNSH")

ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi climatici acuti e cronici in base alla metodologia al paragrafo "Rischi fisici" della RDS e ha concluso che le installazioni Eni di produzione di e.e. da impianti eolici non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adattata al CC.

ALTRI OBIETTIVI

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

4.8. PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA A PARTIRE DALLA BIOENERGIA

CONTRIBUTO SOSTANZIALE ALLA MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Le installazioni Eni hanno ciascuna una potenza termica nominale totale inferiore a 2 MW e utilizzano combustibili gassosi da biomassa.

NON ARRECARE DANNO SIGNIFICATIVO ("DNSH")

ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi climatici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al paragrafo "Rischi fisici" della RDS e ha concluso che le installazioni Eni di produzione di e.e. a partire dalla bioenergia non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adattata al CC.

ALTRI OBIETTIVI

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

4.10. ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA

CONTRIBUTO SOSTANZIALE ALLA MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

L'attività consiste nella costruzione e gestione dell'accumulo di energia elettrica, compreso l'accumulo di energia idroelettrica mediante pompaggio.

NON ARRECARE DANNO SIGNIFICATIVO ("DNSH")

ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi climatici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al paragrafo "Rischi fisici" della RDS e ha concluso che le installazioni Eni di accumulo di e.e. non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adattata al CC.

ALTRI OBIETTIVI

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

4.13. PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI DESTINATI AI TRASPORTI

Eni produce olio vegetale idrogenato (HVO) per l'utilizzo nel settore dei trasporti. L'attività è condotta presso le bioraffinerie di Gela e di Venezia.

CONTRIBUTO SOSTANZIALE ALLA MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Ciascun lotto di HVO prodotto nel 2025 è stato analizzato sulla base delle materie prime utilizzate in input e delle emissioni di processo per verificare il contributo sostanziale all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico. I volumi di HVO prodotti utilizzando colture alimentari e foraggere sono stati esclusi dal KPI, nonché quelli prodotti a partire da biomassa agricola che non soddisfa i requisiti di sostenibilità della Direttiva 2001/2018. Il risparmio emissivo ottenuto dall'HVO prodotto da feedstock sostenibili è stato calcolato sulla base della metodologia di cui all'allegato V della Direttiva EU 2001/2018 in relazione a ciascun tipo di biomassa lavorata. Sulla base dell'analisi condotta, circa il 95% dell'HVO prodotto contribuisce a ridurre di almeno il 65% le emissioni di CO_2 rispetto al carburante tradizionale. Gli ammontari di ricavi, costi e investimenti relativi all'attività dichiarati nei KPI sono stati attribuiti in proporzione alla percentuale di HVO rispondente al parametro del contributo sostanziale.

NON ARRECARE DANNO SIGNIFICATIVO ("DNSH")

ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici degli impianti di produzione (Gela e Venezia) in base alla metodologia descritta al paragrafo "Rischi fisici" della RDS e ha concluso che l'attività presso Gela è esposta al rischio di stress idrico. È in corso il piano di monitoraggio del rischio idrico.

ALTRI OBIETTIVI

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

5.12. STOCCAGGIO GEOLOGICO PERMANENTE SOTTERRANEO DI CO_2

L'attività riguarda la realizzazione dell'hub di stoccaggio geologico permanente di HyNet nel Regno Unito, che utilizzerà i giacimenti di gas naturale Eni esauriti localizzati nella Liverpool Bay. Il servizio di stoccaggio della CO_2 sarà offerto a operatori locali sulla base di una tariffa regolata in corso di negoziazione. È stata approvata dalle competenti autorità italiane il progetto sperimentale per valutare la realizzazione di un hub di cattura della CO_2 presso i giacimenti di gas naturale esauriti di Eni nell'offshore di fronte Ravenna. L'hub è in fase di costruzione.

CONTRIBUTO SOSTANZIALE ALLA MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

L'attività è svolta in conformità alla normativa internazionale ISO 27914:2017 per lo stoccaggio geologico di CO_2. Il progetto svolto in Italia rispetta, per quanto applicabile, i requisiti della Direttiva 2009/31/C.

NON ARRECARE DANNO SIGNIFICATIVO ("DNSH")

ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi meteorologici acuti e cronici sulla base della metodologia descritta al paragrafo "Rischi fisici" della RDS e ha concluso che gli impianti al servizio della realizzazione dell'hub di stoccaggio geologico, sopra menzionato, non evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi, pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC.

PREVENZIONE E RIDUZIONE DELL'INQUINAMENTO

Si prevede che l'attività adottando i sistemi di risk management e di M&V previsti dalla citata normativa ISO assicurerà il rispetto dei parametri d'inquinamento in conformità alla direttiva 2009/31/C.

USO SOSTENIBILE E PROTEZIONE DELLE ACQUE E DELLE RISORSE MARINE

PROTEZIONE E RIPRISTINO DELLA BIODIVERSITÀ E DEGLI ECOSISTEMI

Si prevede che l'attività adottando i sistemi di risk management e di M&V previsti dalla citata normativa ISO e attuando tutte le misure pianificate per assicurare il livello minimo di impatto ambientale in vista dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative dalle autorità UK, sarà in grado di rispettare il criterio DNSH relativo agli obiettivi uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine e protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi. Analogamente per quanto riguarda la realizzazione della prima fase dell'hub di stoccaggio di Ravenna.

6.15. INFRASTRUTTURE CHE CONSENTONO IL TRASPORTO SU STRADA A BASSE EMISSIONI DI CARBONIO

CONTRIBUTO SOSTANZIALE ALLA MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

L'attività consiste nell'installazione, gestione e manutenzione di una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici ed è un'attività abilitante.

NON ARRECARE DANNO SIGNIFICATIVO ("DNSH")

ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi meteorologici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al paragrafo "Rischi fisici" della RDS e ha concluso che i criteri di progettazione e di costruzione nonché la distribuzione geografica dei punti di ricarica mitigano l'esposizione a livello di portafoglio. Pertanto, non si evidenziano, anche considerata la vita utile residua, sostanziali rischi residui di esposizione a eventi meteorologici prospettici avversi; l'attività è stata valutata adatta al CC.

PREVENZIONE E RIDUZIONE DELL'INQUINAMENTO

L'installazione di nuovi punti di ricarica non produce sostanzialmente rifiuti di cantiere, ovvero sono adottate tecniche per limitare la produzione di rifiuti nei processi di installazione ed eventuale demolizione, conformemente al protocollo UE per la gestione dei rifiuti da costruzione e demolizione, tenendo conto delle migliori tecniche disponibili (quali ad esempio il riciclo dei materiali di scarto e la riduzione del consumo di acqua). Sono adottate misure per ridurre il rumore, le polveri e le emissioni inquinanti durante i lavori di costruzione o manutenzione, quali ad esempio: 1. utilizzare attrezzature a basso impatto ambientale che producano meno rumore, polvere ed emissioni inquinanti rispetto a quelle tradizionali; 2. limitare gli orari di lavoro, programmando, quando/dove possibile, le attività di costruzione/manutenzione durante le ore in cui il volume di traffico è ridotto per limitare l'impatto sulle attività circostanti.

ALTRI OBIETTIVI

Non sono state riscontrate violazioni del principio DNSH rispetto agli altri obiettivi.

1.2.2.2. CONTRIBUTO AL CONSEGUIMENTO DI PIÙ OBIETTIVI

Nel 2025 non vi sono attività allineate Eni che contribuiscono in modo sostanziale a più di un obiettivo della Tassonomia.

1.2.2.3. DISAGGREGAZIONE DEI KPI

Nell'attività di produzione di biocarburanti per il trasporto l'impianto di produzione di Gela è utilizzato in maniera congiunta sia per la produzione di HVO allineato alla Tassonomia, sia per la produzione di HVO ammissibile ma non allineato. Come indicato nella descrizione dell'attività, i dati di ricavo e di costi comuni alle due tipologie di produzioni (spese operative e di investimento) sono stati ripartiti in proporzione ai volumi lavorati di biomassa che consentono il conseguimento di un risparmio emissivo di almeno il 65%. Analogamente per la bioraffineria di Venezia. Si ritiene che tale criterio di ripartizione sia basato su un criterio adeguato al processo di produzione impiegato e ne rifletta le specificità tecniche.

1.2.3. INFORMAZIONI CONTESTUALI

1.2.3.1. INFORMAZIONI CONTESTUALI SUL KPI RELATIVO AL FATTURATO

I valori che concorrono al numeratore del KPI fatturato derivano da contratti con la clientela rilevati in base all'IFRS 15. L'ammontare totale del numeratore di €1.231 milioni è così articolato:

- €195 milioni dalla vendita di materie plastiche in forma primaria;
- €79 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti fotovoltaici sostanzialmente in linea con lo scorso anno;
- €159 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti eolici, sostanzialmente in linea con lo scorso anno;
- €38 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti alimentati a biomassa, sostanzialmente in linea con lo scorso anno;
- €751 milioni dalla vendita di HVO in aumento di €454 milioni rispetto al 2024 a seguito di uno scenario favorevole per i biocarburanti.

1.2.3.2. INFORMAZIONI CONTESTUALI SUL KPI RELATIVO ALLE SPESE IN CONTO CAPITALE

Le spese in conto capitale e gli incrementi di attivo che formano il numeratore del KPI capex pari a €1.270 milioni sono relativi alle seguenti attività:

- €339 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da fotovoltaico, in particolare relativi a incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione, di cui €228 milioni relativi alla nuova capacità installata nel 2025 per 740 MW, €95 milioni per impianti ready to build con capacità nell'arco di piano 2026-2030 e €16 milioni relativi a capacità già installata al 2025;
- €19 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da eolico relativi a incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione di cui €13 milioni relativi a capacità già installata al 2025 per 207 MW e €6 milioni per impianti ready to build nell'arco di piano 26-30;
- €24 milioni relativi all'attività di accumulo di energia elettrica, in particolare relativi a incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione, di cui €23 milioni relativi a capacità già installata al 2025 per 200 MW e €1 milione per impianti ready to build nell'arco di piano 2026-2030;
- €355 milioni relativi all'attività di produzione di biocarburanti, interamente imputati a incremento di PP&E, principalmente relativi alle bioraffinerie di Venezia e Gela per €82 milioni e €165 milioni relativi all'avvio del progetto di riconversione in bioraffineria a Livorno costituita da nuovi impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati, nonché da un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche e un impianto Ecofining™ da 500 mila tonnellate/anno. Con riferimento a Venezia sono in corso diversi progetti per l'upgrading della bioraffineria di cui i principali riguardano: l'Upgrading dell'Ecofining e la realizzazione dell'impianto Steam Reformer che consentiranno la produzione di Biojet e l'incremento di capacità sino ad un totale di 600 kton/anno. Con riferimento a Gela, è stato ultimato l'upgrading dell'unità di trattamento della biomassa (BTU) per potenziare la lavorazione di cariche più complesse ed è stata completata la realizzazione dell'impianto per la produzione di biojet la cui produzione è partita a gennaio 2025. Inoltre, è stato avviato il progetto di Rigenerazione Terre Sbiancanti che consentirà la riattivazione delle terre sbiancanti e il trattamento delle acque gommose. Tali progetti di bioraffinazione sono parte del piano industriale degli investimenti Eni per il quinquennio 2026-2030 che sarà approvato dal Consiglio di Amministrazione il 18 marzo 2026 e sono alcuni dei driver che il Gruppo ha attivato per conseguire l'obiettivo di raggiungere una capacità di circa 5 milioni di tonnellate/anno entro il 2030;
- €387 milioni relativi all'attività di stoccaggio permanente della CO_2, interamente imputati a incremento delle immobilizzazioni immateriali, nell'ambito dei progetti per la realizzazione dei siti di stoccaggio di HyNet e Bacton in Regno Unito e, in misura minore, della prima fase dell'hub di stoccaggio di Ravenna e del progetto di stoccaggio L10 nei Paesi Bassi; tali progetti erano inclusi nel piano quadriennale degli investimenti del Gruppo Eni approvato dalla Direzione Aziendale il 26 febbraio 2025.
  L'impegno complessivo di spesa per i suddetti progetti nel Piano Strategico Eni 2026-2030 è pari a € 260 milioni, prevalentemente a titolo di investimenti finanziari a favore di Eni CCUS Holding Ltd, società in cui a fine 2025 è stato ceduto il 49,99% ad un fondo di private equity stabilendo il controllo congiunto di due soci. Tale entità proseguirà lo sviluppo dei progetti CCS nel Regno Unito e nei Paesi Bassi oltra a essere titolare dell'opzione di acquisto del progetto di Ravenna al raggiungimento del FID;
- €81 milioni relativi all'attività di installazione di punti ricarica per EV, nonché agli interventi di upgrade delle infrastrutture esistenti, imputati ad incrementi di PP&E per €78 milioni e di attività immateriali per €3 milioni, nell'ambito del piano di espansione della rete di ricarica con l'installazione nel 2025 di circa 1.500 mila nuove colonnine a marchio Plenitude;
- €46 milioni relativi all'attività di produzione di e.e. da impianti alimentati a biomassa.

1.2.3.3. INFORMAZIONI CONTESTUALI SUL KPI RELATIVO ALLE SPESE OPERATIVE

Le spese operative incluse nel numeratore del relativo KPI pari a €374 milioni riguardano manutenzioni e riparazioni nonché le altre spese dirette connesse al "servicing" quotidiano di immobili, impianti e macchinari, a opera dell'impresa o di terzi cui sono esternalizzate tali mansioni, necessarie per garantire il funzionamento continuo ed efficace di tali attivi. Il dettaglio riferito alle principali attività è il seguente:

- €40 milioni sostenuti nell'attività di produzione di materie plastiche in forma primaria;
- €34 milioni sostenuti nell'attività di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre);
- €52 milioni sostenuti nell'attività di produzione di e.e. da impianti eolici, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre);
- €11 milioni sostenuti nell'attività di produzione di e.e. prodotta da impianti alimentati a biomassa;
- €232 milioni sostenuti nell'attività di produzione di biocarburanti, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre).

VERIFICA RISPETTO CLAUSOLA DI SALVAGUARDIA DI CUI ART. 3 LETTERA "C"

I criteri di ecosostenibilità delle attività economiche di cui all'art. 3 del Reg. Tassonomia prevedono il rispetto di garanzie minime di salvaguardia nella conduzione del business (di cui al comma "c"), rinviando al successivo art. 18 per la loro definizione. La norma le identifica con le procedure attuate da un'impresa al fine di garantire che la gestione aziendale sia conforme alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e ai Principi Guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, inclusi i principi e i diritti stabiliti dalle otto convenzioni fondamentali individuate nella dichiarazione dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro e dalla Carta internazionale dei diritti dell'uomo. Nel dare attuazione a tali procedure, le imprese devono rispettare il principio del "non arrecare un danno significativo" di cui all'articolo 2, punto 17), del Regolamento (UE) 2019/2088, la Sustainable Finance Disclosure Regulation "SFDR". La SFDR prevede che le istituzioni finanziarie "financial market participants" valutino i rischi ESG degli investimenti inclusi nei prodotti finanziari che intendono collocare presso i risparmiatori, attraverso la misurazione delle performance di sostenibilità delle aziende oggetto di investimento in relazione a una serie predefinita di indicatori chiave d'impatto in aree critiche "principal adverse impacts". Cinque di questi indicatori sono di natura sociale: (i) violazioni dei principi del Global Compact delle NU e delle linee guida OCSE per le imprese multinazionali; (ii) mancanza di processi e di meccanismi di ottemperanza per monitorare il rispetto dei principi di cui al punto precedente; (iii) divario retributivo di genere; (iv) diversità di genere nella composizione degli organi amministrativi; (v) esposizione ai settori degli armamenti controversi. La definizione di investimento sostenibile di cui al punto 17 dell'art. 2 della SFDR stabilisce che un investimento è tale se contribuisce a obiettivi ambientali o sociali definiti in maniera ampia, a condizione che non leda nessuno di tali obiettivi. Pertanto, Eni assume che il rispetto del principio "non arrecare un danno significativo" della SFDR sia da intendere con riferimento ai cinque indicatori d'impatto sociale descritti in precedenza, quattro dei quali sono compresi nei processi di due diligence Eni in ambito diritti umani, mentre per il quinto Eni conferma di non essere presente nei settori degli armamenti controversi. Le linee guida OCSE per le aziende multinazionali sono principi di conduzione responsabile del business relativi ad otto aree di attività: (i) tre riconducibili al tema dei diritti umani (diritti umani, protezione dei consumatori, occupazione e relazioni industriali); (ii) Anti-corruzione; (iii) competizione equa; (iv) tassazione. Infine, l'ambiente è affrontato negli altri criteri di sostenibilità dell'art. 3 del Reg. Tassonomia, mentre scienza/tecnologia sono fuori ambito. Le otto convenzioni ILO sul lavoro sono nel loro complesso riconducibili al tema del rispetto dei diritti umani. L'osservanza dei principi fondamentali in materia di diritti umani contenuti nell'International Bill of Human Rights (Universal Declaration of Human Rights, International Covenant on Civil and Political Rights and International Covenant on Economic Social and Cultural Rights) è garantita dal rispetto della Costituzione e della normativa italiana che fa suoi tali principi e che Eni, quale azienda incorporata in Italia, è tenuta a osservare. La verifica del rispetto della clausola di salvaguardia si fonda sull'istituzione e mantenimento di adeguati processi e sistemi aziendali di due diligence nei seguenti ambiti: (i) diritti umani; (ii) lotta alla corruzione; (iii) rispetto della competition law; (iv) tassazione d'impresa. Si veda inoltre la sezione Meccanismi di segnalazione e grievance per approfondimenti; per gli altri sistemi di due diligence di Eni, si vedano le rispettive sezioni:

- ANTI-CORRUZIONE. Si veda la sezione Condotta, Cultura d'impresa e prevenzione della corruzione;
- TASSAZIONE. Si veda la sezione Tax Strategy;
- FAIR COMPETITION. Si veda il paragrafo di seguito;
- DIRITTI UMANI. Si veda la sezione I Diritti umani per Eni.

TUTELA DELLA CONCORRENZA

Eni ha istituito un ambiente di controllo e un insieme di procedure e presidi con l'obiettivo di garantire che la conduzione degli affari e delle attività aziendali avvenga nel rispetto delle regole poste a tutela della concorrenza nei vari Paesi in cui opera. I principi della concorrenza intesa come contesto di mercato che incentiva le imprese ad eccellere nella qualità ed economicità dei prodotti e/o servizi venduti/ forniti e l'osservanza della normativa antitrust sono valori fondamentali della Società. Il sistema di controllo Eni è articolato nelle tre fasi della prevenzione, monitoraggio/ mitigazione dei rischi e contrasto alle condotte illecite ed è disegnato in modo da assicurare con ragionevole certezza che le unità di business non adottino comportamenti anticoncorrenziali o diano luogo a pratiche restrittive del libero mercato o collusioni con imprese concorrenti e non commettano abusi di posizione dominante. Le operazioni aziendali di incremento della quota di mercato (concentrazioni) sono eseguite previa notifica delle stesse alle Autorità antitrust competenti, assicurando il rispetto degli obblighi di standstill e del divieto di scambio illegittimo di informazioni nella fase di negoziazione e di due diligence. Nel 2025 le società del Gruppo non sono state parte di alcun significativo contenzioso per violazioni della normativa antitrust che si sia concluso con l'irrogazione di una sanzione. Per maggiori informazioni sullo status dei contenziosi rilevanti del Gruppo in materia antitrust, si rinvia alla sezione Contenziosi della Relazione Finanziaria Annuale.

RECAP KPI

Esercizio finanziario 2025				
KPI (1)	Totale (2)	Quota di attività ammissibili alla tassonomia (3)	Attività allineate alla tassonomia (4)	Quota di attività allineate alla tassonomia (5)
Testo	Valuta	%	Valuta	%
Fatturato	82.151	6,6%	1.231	1,5%
Spese in conto capitale	11.750	13,8%	1.270	10,8%
Spese operative	4.142	17,8%	374	9,0%

KPI (FATTURATO)

Esercizio finanziario 2025				
Attività economiche (1)	Codice (2)	KPI ammissibile alla tassonomia (quota di fatturato ammissibile alla tassonomia (3)	KPI allineato alla tassonomia (valore monetario di fatturato) (4)	KPI allineato alla tassonomia (quota di fatturato allineata alla tassonomia) (5)
Testo		%	Valuta	%
Fabbricazione di prodotti chimici di base organici	CCM 3.14	1,32%		0,00%
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	1,55%	195	0,24%
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	0,10%	79	0,10%
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	0,19%	159	0,19%
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.8	0,05%	38	0,05%
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	0,00%		0,00%
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	0,00%	2	0,00%
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	1,18%	751	0,91%
Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili	CCM 4.30	2,12%		0,00%
Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue	CCM 5.3	0,03%		0,00%
Raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi in frazioni differenziate alla fonte	CCM 5.5	0,00%		0,00%
Digestione anaerobica di rifiuti organici	CCM 5.7	0,00%	2	0,00%
Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO 2	CCM 5.12	0,00%	4	0,00%
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	0,02%	1	0,00%
Somma allineamento per obiettivo				
Totale KPI (Fatturato)		**6,6%**	**82.151**	**1,5%**

Obiettivo ambientale delle attività allineate alla tassonomia										
Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) (6)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) (7)	Acqua (8)	Economia circolare (9)	Inquinamento (10)	Biodiversità (11)	Quota di attività abilitanti (12)	quota di attività di transizione (13)	Attività non valutate considerate non rilevanti (14)	Attività allineate alla tassonomia nell'esercizio finanziario precedente (15)	Quota di attività allineate alla tassonomia nell'esercizio finanziario recedente (N-1) (16)
%	%	%	%	%	%			%	Valuta	%
1,5%							0,24%	%	812	0,9%
10,8%						0,69%	0,03%	%	1.222	7,9%
9,0%							0,97%	%	282	6,5%

Obiettivo ambientale delle attività allineate alla tassonomia								
Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) (6)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) (7)	Acqua (8)	Economia circolare (9)	Inquinamento (10)	Biodiversità (11)	Attività abilitante (12)	Attività di transizione (13)	Quota allineata alla tassonomia sul totale ammissibile alla tassonomia (14)
%	%	%	%	%	%	E	T	%
0,00%								0%
0,24%							T	15%
0,10%								100%
0,19%								100%
0,05%								100%
0,00%								0%
0,00%								100%
0,91%								78%
0,00%								0%
0,00%								0%
0,00%								0%
0,00%								67%
0,00%								100%
0,00%								5%
1,5%								
						%	**%**	**22,79%**

KPI (SPESE IN CONTO CAPITALE)

Esercizio finanziario 2025				
Attività economiche (1)	Codice (2)	KPI ammissibile alla tassonomia (quota di capex ammissibile alla tassonomia (3)	KPI allineato alla tassonomia (valore monetario di capex) (4)	KPI allineato alla tassonomia (quota di capex allineata alla tassonomia) (5)
Testo		%	Valuta	%
Fabbricazione di prodotti chimici di base organici	CCM 3.14	0,56%		0,00%
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	0,49%	4	0,03%
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	2,89%	339	2,89%
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	0,16%	19	0,16%
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.8	0,39%	46	0,39%
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	0,20%	23	0,20%
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	3,88%	355	3,02%
Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili	CCM 4.30	0,62%		0,00%
Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue	CCM 5.3	0,22%		0,00%
Compostaggio di rifiuti organici	CCM 5.8	0,14%	16	0,14%
Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO 2	CCM 5.12	3,29%	387	3,29%
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	0,21%		0,00%
Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio	CCM 6.15	0,69%	81	0,69%
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica	CCM 7.3	0,03%		0,00%
Somma allineamento per obiettivo				
Totale KPI (Spese in conto capitale)		**13,8%**	**11.750**	**10,8%**

KPE (SPESE OPERATIVE)

Esercizio finanziario 2025				
Attività economiche (1)	Codice (2)	KPI ammissibile alla tassonomia (quota di opex ammissibile alla tassonomia (3)	KPI allineato alla tassonomia (valore monetario di opex) (4)	KPI allineato alla tassonomia (quota di opex allineata alla tassonomia) (5)
Testo		%	Valuta	%
Fabbricazione di altre tecnologie a basse emissioni di carbonio	CCM 3.6	0,19%		0,00%
Fabbricazione di prodotti chimici di base organici	CCM 3.14	0,27%		0,00%
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	2,37%	40	0,97%
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	0,82%	34	0,82%
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	1,26%	52	1,26%
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.8	0,27%	11	0,27%
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	0,10%		0,00%
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	0,05%	2	0,05%
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	6,20%	232	5,60%
Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.20	0,41%		0,00%
Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili	CCM 4.30	1,35%		0,00%
Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue	CCM 5.3	3,96%		0,00%
Raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi in frazioni differenziate alla fonte	CCM 5.5	0,29%		0,00%
Compostaggio di rifiuti organici	CCM 5.8	0,02%	1	0,02%
Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO 2	CCM 5.12	0,10%	2	0,05%
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	0,12%		0,00%
Somma allineamento per obiettivo				
Totale KPI (Spese operative)		**17,8%**	**4.142**	**9,0%**

Obiettivo ambientale delle attività allineate alla tassonomia								
Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) (6)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) (7)	Acqua (8)	Economia circolare (9)	Inquinamento (10)	Biodiversità (11)	Attività abilitante (12)	Attività di transizione (13)	Quota allineata alla tassonomia sul totale ammissibile alla tassonomia (14)
%	%	%	%	%	%	E	T	%
0,00%								0%
0,03%							T	7%
2,89%								100%
0,16%								100%
0,39%								100%
0,20%								100%
3,02%								78%
0,00%								0%
0,00%								0%
0,14%								100%
3,29%								100%
0,00%								0%
0,69%						E		100%
0,00%								0,0%
10,8%								
						%	**%**	**78,49%**

Obiettivo ambientale delle attività allineate alla tassonomia								
Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM) (6)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA) (7)	Acqua (8)	Economia circolare (9)	Inquinamento (10)	Biodiversità (11)	Attività abilitante (12)	Attività di transizione (13)	Quota allineata alla tassonomia sul totale ammissibile alla tassonomia (14)
%	%	%	%	%	%	E	T	%
0,00%								0%
0,00%								0%
0,97%							T	41%
0,82%								100%
1,26%								100%
0,27%								100%
0,00%								0%
0,05%								100%
5,60%								90%
0,00%								0%
0,00%								0%
0,00%								0%
0,00%								0%
0,02%								100%
0,05%								50%
0,00%								0%
9,0%								
						%	**%**	**50,82%**

Content index [ESRS 2 IRO-2]

Obbligo di informativa	Altri regolamenti europei	Non materiale[164]/ Phase-in	Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2025	Rendicontazione di Sostenibilità 2025
ESRS 2 – INFORMAZIONI GENERALI				
ESRS 2 BP-1 – Criteri generali per la redazione della dichiarazione sulla sostenibilità				Il sistema di reporting di Eni; Principi e criteri metodologici
ESRS 2 BP-2 – Informativa in relazione a circostanze specifiche				Il sistema di reporting di Eni; Principi e criteri metodologici; Content index
ESRS 2 GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo	- Par. 21 (d): Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation		Risk Management Integrato Governance	
ESRS 2 GOV-2 – Informazioni fornite agli organi di amministrazione, direzione e controllo dell'impresa e questioni di sostenibilità da questi affrontate			Governance: Sistema di controllo interno sull'informativa di sostenibilità	Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità
ESRS 2 GOV-3 – Integrazione delle prestazioni in termini di sostenibilità nei sistemi di incentivazione			Governance: La politica di remunerazione degli organi sociali	Cambiamento climatico: Governance climatica
ESRS 2 GOV-4 – Dichiarazione sul dovere di diligenza	- Par. 30: Sustainable Finance Disclosure Regulation		Governance	Statement on due diligence
ESRS 2 GOV–5 – Gestione del rischio e controlli interni sulla rendicontazione di sostenibilità			Governance: Il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi	
ESRS 2 SBM-1 – Strategia, modello aziendale e catena del valore	- Par. 40 (d) i: Sustainable Finance Disclosure Regulation; Pillar 3; Benchmark Regulation - Par. 40 (d) ii, iii: Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation - Par. 40 (d) iv: Benchmark Regulation		Attività Modello di business Strategia	
ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori di interessi			Modello di business	Attività di stakeholder engagement
ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale			Modello di business	I temi materiali per Eni e per i propri stakeholder: La resilienza della strategia agli IRO materiali; Sezioni "Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali" in tutti i capitoli tematici
ESRS 2 IRO-1 – Descrizione del processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti			Risk management integrato	Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità
ESRS 2 IRO-2 – Obblighi di informativa degli ESRS oggetto della dichiarazione sulla sostenibilità dell'impresa				Content Index
ESRS 2 Politiche MDR-P – Politiche adottate per gestire questioni di sostenibilità rilevanti				Sezioni "Politiche" in tutti i capitoli tematici; Principi e criteri metodologici: Codice Etico e Politiche
ESRS 2 Azioni MDR-A – Azioni e risorse relative a questioni di sostenibilità rilevanti				Ambiente e sistema di gestione Eni: Sistema di gestione HSE in Eni; Sezioni "Azioni intraprese sugli IRO materiali" in tutti i capitoli tematici; Salute & Sicurezza: Azioni intraprese sugli IRO materiali
ESRS 2 Metriche MDR-M – Metriche relative a questioni di sostenibilità rilevanti				Sezioni "Metriche" di tutti i capitoli tematici
ESRS 2 Obiettivi MDR-T – Monitoraggio dell'efficacia delle politiche e delle azioni mediante obiettivi				Sezioni "Target e impegni" in tutti i capitoli tematici; Cambiamento climatico: Obiettivi di decarbonizzazione di Eni; Obiettivi di riduzione delle emissioni di metano e flaring nel business Upstream

(164) L'indicazione "Non materiale" è specificata solo per quei KPI che si riferiscono ad altre normative europee.

Obbligo di informativa	Altri regolamenti europei	Non materiale[164]/ Phase-in	Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2025	Rendicontazione di Sostenibilità 2025
ESRS E-1 CAMBIAMENTO CLIMATICO				
ESRS 2 GOV-3 – Integrazione delle prestazioni in termini di sostenibilità nei sistemi di incentivazione				Cambiamento climatico: Governance climatica
ESRS E1-1 Transition plan for climate change mitigation	- Par. 14: Legge UE sul clima - Par. 16 (g): Pillar 3; Benchmark Regulation			Cambiamento climatico: Piano di Decarbonizzazione; Leve di decarbonizzazione; Valutazione delle emissioni locked-in; Capital allocation; Tassonomia europea; Allegati alla tassonomia europea
ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale		PHASE-IN solo per paragrafo 48 (e) (effetti finanziari attesi)		Cambiamento climatico: Resilienza della strategia agli scenari di transizione
ESRS 2 IRO-1 – Descrizione del processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti			Fattori di rischio e incertezza: Rischi connessi al cambiamento climatico Risk Management Integrato	Cambiamento climatico: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali; Resilienza della strategia agli scenari di transizione Tassonomia europea Allegati alla Tassonomia europea
E1-2 – Politiche relative alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi				Cambiamento climatico: Politiche
E1-3 – Azioni e risorse relative alle politiche in materia di cambiamenti climatici				Cambiamento climatico: Piano di Decarbonizzazione; Leve di decarbonizzazione; Capital allocation
E1-4 – Obiettivi relativi alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi	- Par. 34: Sustainable Finance Disclosure Regulation; Pillar 3; Benchmark Regulation			Cambiamento climatico: Target e impegni; Obiettivi di decarbonizzazione di Eni; Obiettivi di riduzione delle emissioni di metano e flaring nel business Upstream
E1-5 – Consumo di energia e mix energetico	- Par. 37, 38, da 40 a 43: Sustainable Finance Disclosure Regulation	Par. da 40 a 43 – Sustainable Finance Disclosure Regulation - NON MATERIALE. Gli indicatori di intensità, e i relativi trend, basati sui ricavi non sono rappresentativi per il settore in quanto i ricavi dipendono strettamente dal prezzo delle materie prime		Cambiamento climatico: Metriche
E1-6 – Emissioni lorde di GES di ambito 1, 2, 3 ed emissioni totali di GES	- Par. 44, da 53 a 55: Sustainable Finance Disclosure Regulation; Pillar 3; Benchmark Regulation	Par. da 53 a 55 – Sustainable Finance Disclosure Regulation**;** Pillar 3; Benchmark Regulation - NON MATERIALE. Gli indicatori di intensità, e i relativi trend, basati sui ricavi non sono rappresentativi per il settore in quanto i ricavi dipendono strettamente dal prezzo		Cambiamento climatico: Metriche
E1-7 – Assorbimenti di GES e progetti di mitigazione delle emissioni di GES finanziati con crediti di carbonio	- Par. 56: Legge UE sul clima		Andamento operativo: CCS e Agri	Cambiamento climatico: Compensazioni e rimozioni delle emissioni GHG
E1-8 – Fissazione del prezzo interno del carbonio				Cambiamento climatico: Internal carbon pricing
E1-9 – Effetti finanziari attesi di rischi fisici e di transizione rilevanti e potenziali opportunità legate al clima	- Par. 66: Benchmark Regulation - Par. 66 (a), (c),; Par. 67 (c) : Pillar 3 - Par. 69: Benchmark Regulation	PHASE-IN		
ENTITY SPECIFIC (ES) E-1				
- Emissioni GHG Scope 1 per tipologia - Altri indicatori emissivi - Emissioni ed intensità emissiva di metano - Volumi di flaring - Capacità installata da fonti rinnovabili e di bioraffinazione - Produzione venduta di biocarburanti				Cambiamento climatico: Metriche

Obbligo di informativa	Altri regolamenti europei	Non materiale[164]/ Phase-in	Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2025	Rendicontazione di Sostenibilità 2025
ENTITY SPECIFIC (ES) INNOVAZIONE				
ESRS 2 Politiche MDR-P – Politiche adottate per gestire questioni di sostenibilità rilevanti				Cambiamento climatico: Politiche
ESRS 2 Azioni MDR-A – Azioni e risorse relative a questioni di sostenibilità rilevanti				Cambiamento climatico: Brevetti ed innovazione
ESRS 2 Metriche MDR-M – Metriche relative a questioni di sostenibilità rilevanti				Cambiamento climatico: Brevetti ed innovazione
ESRS 2 Obiettivi MDR-T – Monitoraggio dell'efficacia delle politiche e delle azioni mediante obiettivi				Cambiamento climatico: Brevetti ed innovazione
ESRS E-2 INQUINAMENTO				
ESRS 2 IRO-1 – Descrizione del processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti			Fattori di rischio e incertezza: Rischio operation e connessi rischi in materia di HSE	Ambiente e sistema di gestione Eni: Sistema di gestione HSE in Eni
E2-1 – Politiche relative all'inquinamento				Inquinamento: Politiche
E2-2 – Azioni e risorse connesse all'inquinamento				Inquinamento: Azioni intraprese sugli IRO materiali
E2-3 – Obiettivi connessi all'inquinamento				Inquinamento: Target e impegni
E2-4 – Inquinamento di aria, acqua e suolo	- Par. 28: Sustainable Finance Disclosure Regulation			Inquinamento: Metriche
E2-5 - Sostanze preoccupanti e sostanze estremamente preoccupanti		NON MATERIALE		
E2-6 – Effetti finanziari attesi di impatti, rischi e opportunità legati all'inquinamento		PHASE-IN		
ENTITY SPECIFIC (ES) E-2				
Oil e Chemical spill				Inquinamento: Metriche
ESRS E-3 ACQUE E RISORSE MARINE				
ESRS 2 IRO-1 – Descrizione del processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti				Ambiente e sistema di gestione Eni: Sistema di gestione HSE in Eni
E3-1 – Politiche connesse alle acque e alle risorse marine	- Par. 9, 13, 14: Sustainable Finance Disclosure Regulation	Par. 13 – Sustainable Finance Disclosure Regulation – NON APPLICABILE. Le politiche coprono tutti i siti Par. 14 – Sustainable Finance Disclosure Regulation – NON MATERIALE		Gestione delle risorse idriche: Politiche
E3-2 – Azioni e risorse connesse alle acque e alle risorse marine				Gestione delle risorse idriche: Azioni intraprese sugli IRO materiali
E3-3 – Obiettivi connessi alle acque e alle risorse marine				Gestione delle risorse idriche: Target e impegni
E3-4 – Consumo idrico	- Par. 28 (c), 29: Sustainable Finance Disclosure Regulation	Par. 29 – Sustainable Finance Disclosure Regulation - NON MATERIALE. Gli indicatori di intensità, e le loro tendenze, basati sui ricavi non sono rappresentativi per il settore in quanto i ricavi dipendono strettamente dal prezzo delle materie prime		Gestione delle risorse idriche: Metriche
E3-5 – Effetti finanziari attesi derivanti da impatti, rischi e opportunità connessi alle acque e alle risorse marine		PHASE-IN		
ENTITY SPECIFIC (ES) E-3				
- Prelievi e scarichi idrici - Riutilizzo di acqua dolce - Acqua di produzione reiniettata				Gestione delle risorse idriche: Metriche

Obbligo di informativa	Altri regolamenti europei	Non materiale[164]/ Phase-in	Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2025	Rendicontazione di Sostenibilità 2025
ESRS E-4 BIODIVERSITÀ ED ECOSISTEMI				
E4-1 — Piano di transizione e attenzione alla biodiversità e agli ecosistemi nella strategia e nel modello aziendale				Biodiversità: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali; Rischi e opportunità materiali
ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	- Par. 16 (a) i, (b), (c): Sustainable Finance Disclosure Regulation			Biodiversità: Azioni intraprese sugli IRO materiali e metriche
ESRS 2 IRO-1 — Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti connessi alla biodiversità e agli ecosistemi				Ambiente e sistema di gestione Eni: Sistema di gestione HSE in Eni
E4-2 — Politiche relative alla biodiversità e agli ecosistemi	- Par. 24 (b), (c), (d): Sustainable Finance Disclosure Regulation	Par. 24 (c): Sustainable Finance Disclosure Regulation – NON MATERIALE		Biodiversità: Politiche
E4-3 — Azioni e risorse relative alla biodiversità e agli ecosistemi				Biodiversità: Azioni intraprese sugli IRO materiali e metriche
E4-4 — Obiettivi relativi alla biodiversità e agli ecosistemi				Biodiversità: Target e impegni
E4-5 — Metriche d'impatto relative ai cambiamenti della biodiversità e degli ecosistemi				Biodiversità: Azioni intraprese sugli IRO materiali e metriche
E4-6 – Effetti finanziari attesi derivanti da rischi e opportunità connessi alla biodiversità		PHASE-IN		
ESRS E-5 USO DELLE RISORSE ED ECONOMIA CIRCOLARE				
ESRS 2 IRO-1 — Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti connessi all'uso delle risorse e all'economia circolare				Ambiente e sistema di gestione Eni: Sistema di gestione HSE in Eni
E5-1 — Politiche relative all'uso delle risorse e all'economia circolare				Uso delle risorse ed economia circolare: Politiche
E5-2 — Azioni e risorse relative all'uso delle risorse e all'economia circolare			Andamento operativo: Refining e Chimica, Attività ambientali	Uso delle risorse ed economia circolare: Azioni intraprese sugli IRO materiali
E5-3 – Obiettivi relativi all'uso delle risorse e all'economia circolare				Uso delle risorse ed economia circolare: Target e impegni
E5-4 – Flussi di risorse in entrata			Andamento operativo: Refining e Chimica	Uso delle risorse ed economia circolare: Metriche
E5-5 – Flussi di risorse in uscita	- Par. 37 (d), 39: Sustainable Finance Disclosure Regulation		Andamento operativo: Refining e Chimica	Uso delle risorse ed economia circolare: Metriche
E5-6 – Effetti finanziari attesi derivanti da impatti, rischi e opportunità connessi all'uso delle risorse e all'economia circolare		PHASE-IN		
ESRS S-1 FORZA LAVORO PROPRIA				
ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori d'interessi				Attività di stakeholder engagement; Forza lavoro di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori
ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	- Par. 14 (f), (g): Sustainable Finance Disclosure Regulation			Forza lavoro di Eni: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali; Salute & Sicurezza: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali
S1-1 – Politiche relative alla forza lavoro propria	- Par. 20, 22, 23: Sustainable Finance Disclosure Regulation - Par. 21: Benchmark Regulation			I diritti umani per Eni: Politiche; Forza lavoro di Eni: Politiche; Salute & Sicurezza: Politiche
S1-2 – Processi di coinvolgimento dei lavoratori propri e dei rappresentanti dei lavoratori in merito agli impatti				Forza lavoro di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori
S1-3 – Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono ai lavoratori propri di sollevare preoccupazioni	- Par. 32 (c): Sustainable Finance Disclosure Regulation		Governance: Il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi	I diritti umani per Eni: Accesso alle misure di rimedio e Meccanismi di segnalazione e grievance Forza lavoro di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori

Obbligo di informativa	Altri regolamenti europei	Non materiale[164]/ Phase-in	Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2025	Rendicontazione di Sostenibilità 2025
S1-4 – Interventi su impatti rilevanti per la forza lavoro propria e approcci per la mitigazione dei rischi rilevanti e il perseguimento di opportunità rilevanti in relazione alla forza lavoro propria, nonché efficacia di tali azioni				I diritti umani per Eni: La due diligence sui Diritti umani; Forza lavoro di Eni: Azioni intraprese sugli IRO materiali; Salute & Sicurezza: Azioni intraprese sugli IRO materiali
S1-5 – Obiettivi legati alla gestione degli impatti negativi rilevanti, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti				Forza lavoro di Eni: Target e impegni; Salute & Sicurezza: Target e impegni
S1-6 – Caratteristiche dei dipendenti dell'impresa				Forza lavoro di Eni: Metriche
S1-7 – Caratteristiche dei lavoratori non dipendenti nella forza lavoro propria dell'impresa				Forza lavoro di Eni: Metriche
S1-8 – Copertura della contrattazione collettiva e dialogo sociale				Forza lavoro di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori; Metriche
S1-9 – Metriche della diversità				Forza lavoro di Eni: Metriche
S1-10 – Salari adeguati				Forza lavoro di Eni: Metriche
S1-11 – Protezione sociale		PHASE-IN		
S1-12 – Persone con disabilità		PHASE-IN		
S1-13 – Metriche di formazione e sviluppo delle competenze				Forza lavoro di Eni: Metriche
S1-14 – Metriche di salute e sicurezza	- Par. 88 (b), (c): Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation - Par. 88 (e): Sustainable Finance Disclosure Regulation	Par. 88 (b), (c) – Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation - PHASE-IN (non dipendenti) Par. 88 (e) – Sustainable Finance Disclosure Regulation - PHASE-IN (con riferimento alle malattie professionali. Phase-in adottatto anche per i non dipendenti)		Salute & sicurezza: Metriche
S1-15 – Metriche dell'equilibrio tra vita professionale e vita privata				Forza lavoro di Eni: Metriche
S1-16 – Metriche di retribuzione (divario retributivo e retribuzione totale)	- Par. 97 (a): Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation - Par. 97 (b): Sustainable Finance Disclosure Regulation			Forza lavoro di Eni: Metriche
S1-17 – Incidenti, denunce e impatti gravi in materia di diritti umani	- Par. 103 (a): Sustainable Finance Disclosure Regulation - Par. 104 (a): Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation			I diritti umani per Eni: Accesso alle misure di rimedio; Meccanismi di segnalazione e grievance; Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali
ENTITY SPECIFIC (ES) S-1 – FORZA LAVORA PROPRIA				
- Formazione sui Diritti umani - Indicatori di occupazione: dipendenti all'estero, assunzioni e formazione - Indicatori infortunistici e di salute - Iniziative di salute				I diritti umani per Eni: L'approccio di Eni sui diritti umani; Forza lavoro di Eni: Metriche; Salute & Sicurezza: Metriche
ENTITY SPECIFIC (ES) SALUTE E SICUREZZA – SICUREZZA DI PROCESSO E ASSET INTEGRITY				
ESRS 2 Politiche MDR-P – Politiche adottate per gestire questioni di sostenibilità rilevanti				Salute & Sicurezza: Politiche
ESRS 2 Azioni MDR-A – Azioni e risorse relative a questioni di sostenibilità rilevanti				Salute & Sicurezza: Sicurezza di processo; Asset integrity
ESRS 2 Metriche MDR-M – Metriche relative a questioni di sostenibilità rilevanti				Salute & Sicurezza: Sicurezza di processo
ESRS 2 Obiettivi MDR-T – Monitoraggio dell'efficacia delle politiche e delle azioni mediante obiettivi				Salute & Sicurezza: Target e impegni

Obbligo di informativa	Altri regolamenti europei	Non materiale[164]/ Phase-in	Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2025	Rendicontazione di Sostenibilità 2025
ESRS S2 LAVORATORI NELLA CATENA DEL VALORE				
ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori d'interessi				Attività di stakeholder engagement; Lavoratori nella catena del valore di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori nella catena del valore
ESRS 2 SBM-3 Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	- Par. 11 (b): Sustainable Finance Disclosure Regulation		Fattori di rischio e incertezza: Rischio operation e connessi rischi in materia di HSE	Lavoratori nella catena del valore di Eni: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali; Salute & Sicurezza: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali; La gestione sostenibile della catena di fornitura: Azioni intraprese sugli IRO materiali
S2-1 – Politiche connesse ai lavoratori nella catena del valore	- Par. 17, 18: Sustainable Finance Disclosure Regulation - Par. 19: Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation			I diritti umani per Eni: Politiche; Lavoratori nella catena del valore di Eni: Politiche
S2-2 – Processi dei lavoratori nella catena del valore in merito agli impatti				Lavoratori nella catena del valore di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori della catena del Valore
S2-3 – Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono ai lavoratori nella catena del valore di esprimere preoccupazioni			Governance: Il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi	I diritti umani per Eni: Accesso alle misure di rimedio e Meccanismi di segnalazione e grievance; Lavoratori nella catena del valore di Eni: Coinvolgimento dei lavoratori della catena del valore
S2-4 – Interventi su impatti rilevanti per i lavoratori nella catena del valore e approcci per la gestione dei rischi rilevanti e il conseguimento di opportunità rilevanti per i lavoratori nella catena del valore, nonché efficacia di tali azioni	- Par. 36: Sustainable Finance Disclosure Regulation			I diritti umani per Eni: La due diligence sui Diritti umani; Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali; Salute & Sicurezza: Sicurezza e salute nella catena del valore; Lavoratori nella catena del valore di Eni: Azioni intraprese sugli IRO materiali; La gestione sostenibile della catena di fornitura: Azioni intraprese sugli IRO materiali
S2-5 – Obiettivi legati alla gestione degli impatti negativi rilevanti, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti				Lavoratori nella catena del valore di Eni: Target e impegni; La gestione sostenibile della catena di fornitura: Target e impegni
ESRS S-3 COMUNITÀ INTERESSATE				
ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori d'interessi				Attività di stakeholder Engagement; Comunità locali: Coinvolgimento delle comunità
ESRS 2 SBM-3 Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale				Comunità locali: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali
S3-1 – Politiche relative alle comunità interessate	- Par. 16: Sustainable Finance Disclosure Regulation - Par. 17: Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation			I diritti umani per Eni: Politiche; Comunità locali: Politiche
S3-2 – Processi di coinvolgimento delle comunità interessate in merito agli impatti				Comunità locali: Coinvolgimento delle comunità
S3-3 – Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono alle comunità interessate di esprimere preoccupazioni				I diritti umani per Eni: Accesso alle misure di rimedio e Meccanismi di segnalazione e grievance Comunità locali: Coinvolgimento delle comunità
S3-4 – Interventi su impatti rilevanti sulle comunità interessate e approcci per gestire i rischi rilevanti e conseguire opportunità rilevanti per le comunità interessate, nonché efficacia di tali azioni	- Par. 36: Sustainable Finance Disclosure Regulation		Risk Management Integrato	I diritti umani per Eni: La due diligence sui Diritti umani; Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali; Comunità locali: Azioni intraprese sugli IRO materiali
S3-5 – Obiettivi legati alla gestione degli impatti rilevanti negativi, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti				Comunità locali: Target e impegni

Obbligo di informativa	Altri regolamenti europei	Non materiale[164]/ Phase-in	Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2025	Rendicontazione di Sostenibilità 2025
ENTITY SPECIFIC (ES) S-3				
- Formazione e clausole dei contratti di security sui Diritti umani - Grievance				Comunità locali: Attività di Security; Metriche
ESRS S-4 CONSUMATORI E UTILIZZATORI FINALI				
ESRS 2 SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori d'interessi				Attività di stakeholder engagement; Clienti e consumatori: Coinvolgimento dei clienti
ESRS 2 SBM-3 Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale				Clienti e consumatori: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali
S4-1 – Politiche connesse ai consumatori e agli utilizzatori finali	- Par. 16: Sustainable Finance Disclosure Regulation - Par. 17: Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation			I diritti umani per Eni: Politiche; Clienti e consumatori di Eni: Politiche
S4-2 – Processi di coinvolgimento dei consumatori e degli utilizzatori finali in merito agli impatti				Clienti e consumatori: Coinvolgimento dei clienti
S4-3 – Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono ai consumatori e agli utilizzatori finali di esprimere preoccupazioni				I diritti umani per Eni: Accesso alle misure di rimedio e Meccanismi di segnalazione e grievance; Clienti e consumatori: Coinvolgimento dei clienti
S4-4 – Interventi su impatti rilevanti per i consumatori e gli utilizzatori finali e approcci per la mitigazione dei rischi rilevanti e il conseguimento di opportunità rilevanti in relazione ai consumatori e agli utilizzatori finali, nonché efficacia di tali azioni	- Par. 35: Sustainable Finance Disclosure Regulation			I diritti umani per Eni: La due diligence sui Diritti umani; Contenziosi e meccanismi di rimedio non giudiziali; Clienti e consumatori: Azioni intraprese sugli IRO materiali
S4-5 – Obiettivi legati alla gestione degli impatti rilevanti negativi, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti				Clienti e consumatori: Target e impegni
ESRS G-1 CONDOTTA DELLE IMPRESE				
ESRS 2 GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo			Governance Risk Management Integrato	Condotta d'impresa: Le attività di formazione e comunicazione
ESRS 2 IRO-1 – Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti				Condotta d'impresa: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali; La gestione sostenibile della catena di fornitura: Impatti, rischi e opportunità (IRO) materiali
G1-1 – Politiche in materia di cultura d'impresa e condotta delle imprese	- Par. 10 (b), (d): Sustainable Finance Disclosure Regulation - Par. 10 (d): Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation	NON APPLICABILE – in quanto esistono policy su "whistleblowers"		Condotta d'impresa: Politiche; Azioni intraprese sugli IRO materiali
G1-2 – Gestione dei rapporti con i fornitori				La gestione sostenibile della catena di fornitura: Azioni intraprese sugli IRO materiali
G1-3 – Prevenzione e individuazione della corruzione attiva e passiva				Condotta d'impresa: Azioni intraprese sugli IRO materiali
G1-4 – Casi accertati di corruzione attiva o passiva	- Par. 24 (a): Sustainable Finance Disclosure Regulation; Benchmark Regulation - Par. 24 (b): Sustainable Finance Disclosure Regulation			Condotta d'impresa: Azioni intraprese sugli IRO materiali
G1-5 – Influenza politica e attività di lobbying				Condotta d'impresa: Attività di ingaggio istituzionale
G1-6 – Prassi di pagamento				Gestione sostenibile della catena di fornitura: Prassi di pagamento dei fornitori

Obbligo di informativa	Altri regolamenti europei	Non materiale[164]/ Phase-in	Rimando alla Relazione Finanziaria Annuale 2025	Rendicontazione di Sostenibilità 2025
ENTITY SPECIFIC (ES) G-1				
- Diffusione tematiche ESG verso i fornitori				La gestione sostenibile della catena di fornitura: Metriche
ENTITY SPECIFIC (ES) TRASPARENZA NEI PAGAMENTI E TAX STRATEGY				
ESRS 2 Politiche MDR-P – Politiche adottate per gestire questioni di sostenibilità rilevanti				Trasparenza nei pagamenti e tax strategy: Politiche
ESRS 2 Azioni MDR-A – Azioni e risorse relative a questioni di sostenibilità rilevanti				Trasparenza nei pagamenti e tax strategy: Azioni intraprese sugli IRO materiali
ESRS 2 Metriche MDR-M – Metriche relative a questioni di sostenibilità rilevanti		Non sono previste metriche relative a questa tematica		
ESRS 2 Obiettivi MDR-T – Monitoraggio dell'efficacia delle politiche e delle azioni mediante obiettivi				Trasparenza nei pagamenti e tax strategy: Target e impegni
ENTITY SPECIFIC (ES) CYBERSECURITY				
ESRS 2 Politiche MDR-P – Politiche adottate per gestire questioni di sostenibilità rilevanti				Cybersecurity: Politiche
ESRS 2 Azioni MDR-A – Azioni e risorse relative a questioni di sostenibilità rilevanti				Cybersecurity: Azioni intraprese sugli IRO materiali
ESRS 2 Metriche MDR-M – Metriche relative a questioni di sostenibilità rilevanti		Non sono previste metriche relative a questa tematica		
ESRS 2 Obiettivi MDR-T – Monitoraggio dell'efficacia delle politiche e delle azioni mediante obiettivi				Cybersecurity: Target e impegni

Attestazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'art. 81-ter, comma 1, del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 5-ter, del decreto legislativo del 24 febbraio 1998, n.58, che la rendicontazione di sostenibilità inclusa nella relazione sulla gestione è stata redatta:

a) conformemente agli standard di rendicontazione applicati ai sensi della direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2013, e del decreto legislativo del 6 settembre 2024, n. 125;
b) con le specifiche adottate a norma dell'articolo 8, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 giugno 2020.

18 marzo 2026

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito
Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Altre informazioni

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2025 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 45 giorni.

Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate

Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2025.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.
Si rinvia inoltre alla sezione "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" nelle note al Bilancio Consolidato.

PROGRAMMA DI BUY-BACK

L'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2025, ha autorizzato un programma di buy-back per l'ammontare di €1,8 miliardi.
Il 18 febbraio 2026, si è concluso il programma di buy-back di €1,8 miliardi con l'acquisto complessivo di circa 119 milioni di azioni. Considerando le azioni proprie già in portafoglio e l'annullamento di 118.782.928 azioni proprie deliberato dall'assemblea degli azionisti il 14 maggio 2025, gli acquisti effettuati dall'avvio del programma di buy-back in data 20 maggio 2025, nonché le assegnazioni gratuite di azioni ordinarie a dirigenti e a dipendenti, a marzo 2026 Eni detiene 86.828.014 azioni proprie pari al 2,9% del capitale sociale.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

- **Adattamento ai cambiamenti climatici** Processo di aggiustamento dei sistemi ecologici, sociali o economici in risposta agli impatti climatici effettivi o attesi, volto a ridurre la vulnerabilità di comunità, regioni o attività ai cambiamenti climatici.
- **Aree a stress idrico** Aree connotate da un valore di baseline di "stress idrico" > 40%; lo stress idrico è calcolato come rapporto fra acqua prelevata e capacità di ricarica in un determinato bacino.
- **Asset integrity** Capacità di un asset di funzionare in modo efficace e accurato, salvaguardando al contempo il benessere del personale e le attrezzature lungo l'intero ciclo di vita dell'asset, dalla sua fase di progettazione fino alla sua dismissione.
- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00675.
- **B2C:** Business to Consumer si riferisce a tutte le relazioni commerciali tra azienda e cliente finale che acquistano gas, energia elettrica o altri prodotti e servizi forniti da Plenitude per uso personale o domestico, aziendale o commerciale.
- **Cambiamenti climatici** Cambiamento nello stato del clima che persiste per un periodo esteso, tipicamente di decenni o più a lungo, e che può essere rilevato attraverso variazioni nella media e/o nella variabilità delle sue proprietà. I cambiamenti climatici possono avere origine da processi naturali interni o da forzanti esterne, quali le modulazioni dei cicli solari, le eruzioni vulcaniche e i cambiamenti antropogenici persistenti della composizione dell'atmosfera o dell'uso del suolo (fonte IPCC glossary).
- **Capacità installata da rinnovabili** Misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.
- **Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage (CCUS)** Tecnologie di giacimento applicate nella cattura e stoccaggio della CO_2, generalmente applicata a grandi fonti di emissione come centrali elettriche o impianti industriali che utilizzano combustibili fossili o biomassa come combustibile. La CO_2 catturata può essere utilizzata direttamente in loco, o in alternativa compressa e trasportata tramite condotte, nave, ferrovia o camion per essere impiegata in diverse applicazioni, oppure iniettata in formazioni geologiche confinate, quali giacimenti di petrolio e gas esauriti o falde saline.
- **Clima** Descrizione statistica in termini di media e variabilità delle grandezze meteorologiche rilevanti (ad es. temperatura, precipitazioni, venti, etc.), calcolate su un periodo di almeno 30 anni.
- **Crediti di carbonio** Permessi o certificati generati su base volontaria mediante un progetto di riduzione o assorbimento/rimozione delle emissioni. Un credito di carbonio equivale a (1) tonnellata metrica di CO_2 equivalente.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NOx (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO_2, mentre sono escluse le emissioni di N_2O.
- **Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H_2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.
- **Emissioni GHG effettive** Emissioni di GHG (espressi come CO_2eq) emesse in passato o nel presente e contabilizzate nell'inventario emissivo.
- **Emissioni GHG potenziali** Emissioni di GHG (espressi come CO_2eq) stimate sulla base del Piano Strategico di Eni.

- **Emissioni GHG residue** Emissioni di GHG che rimangono dopo aver intrapreso tutte le azioni possibili per ridurle (fonte: ISO Net Zero Guidelines).
- **Emissioni GHG Scope 1** Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.
- **Emissioni GHG Scope 2** Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.
- **Emissioni GHG Scope 3** Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.
- **Environmental and Social Management Plan** Piani inerenti le azioni di mitigazione e controllo previste dagli ESHIA sui temi ambientali e sociali.
- **Environmental Golden Rules** Linee guida che mirano a proteggere e conservare l'ambiente indirizzando il comportamento di persone e imprese verso pratiche sostenibili e rispettose dell'ambiente (ad esempio tramite la riduzione/riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti, il risparmio energetico, la protezione della biodiversità.
- **Environmental Social and Health Impact Assessment (ESHIA)** Studi di valutazione degli impatti ambientali, sociali e di salute implementati prima di avviare qualsiasi tipo di progetto operativo.
- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **Gerarchia di mitigazione** La gerarchia di mitigazione è una best practice internazionale, per la gestione dei rischi e dei potenziali impatti sull'ambiente, attraverso una sequenza di azioni: i) prevenire ed evitare impatti; ii) ridurre al minimo l'impatto laddove non evitabile; iii) ripristinare e iv) compensare gli impatti residui.
- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione. |
- **Greenhouse Gases (GHG)** Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4) e protossido di azoto (N_2O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO_2 equivalente (CO_2eq.) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il sesto Assessment Report dell'IPCC AR6.
- **Grievance** Reclamo o lamentela sollevato da un individuo o da un gruppo di individui derivante da impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'organizzazione.
- **Hard to abate** Si riferisce a quei settori industriali e del trasporto pesante ad elevate emissioni di CO_2 che risultano particolarmente complessi da decarbonizzare a causa di fattori tecnologici, fisici e di mercato (fonte Irena).
- **Health Impact Assessment (HIA)** Processo strutturato per valutare le potenziali implicazioni per la salute all'interno di proposte politiche, programmi o progetti, identificando gli effetti potenzialmente negativi. Suggerisce modi per minimizzarli, massimizzando i benefici per la salute e può essere applicato ad una vasta gamma di settori influenzando le decisioni a vari livelli di pianificazione.
- **Human Rights Defender** Una persona che, individualmente o con altri, agisce pacificamente per promuovere o proteggere i diritti umani per conto di individui o gruppi.
- **Human Rights Impact Assessment" (HRIA) o "Human Rights Risk Analysis" (HRRA)** Metodologie finalizzate a identificare, analizzare, valutare e gestire gli effetti negativi che la realizzazione di un progetto industriale o di altre attività aziendali possono avere sul godimento dei diritti umani di alcune tipologie di stakeholder (c.d. rights-holder), quali lavoratori e membri di comunità.
- **HVO** Hydrotreated Vegetable Oil (olio vegetale idrotrattato), biocarburante diesel prodotto prevalentemente da materie prime di scarto, residui vegetali e una parte residuale di oli vegetali.
- **Indice di efficienza operativa Eni** Rapporto tra le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività operate di Eni e le rispettive produzioni, convertite per omogeneità in boe.
- **Intensità emissiva GHG upstream** Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 degli asset operati upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).
- **Materie prime di seconda e terza generazione** Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).

- **Mitigazione dei cambiamenti climatici** Azioni o attività finalizzate a limitare le emissioni GHG, ad esempio quelle derivanti dalla produzione, dall'uso dell'energia o dai cambiamenti di uso del suolo e/o a ridurne la concentrazione nell'atmosfera, ad esempio tramite l'assorbimento del carbonio attraverso l'uso del suolo o altri meccanismi.
- **Natural Climate Solutions (NCS)** Soluzioni basate sulla natura per mitigare il cambiamento climatico. Si basano sulla capacità della natura di rimuovere e immagazzinare il carbonio dall'atmosfera. Tra gli altri benefici aiutano a proteggere gli habitat e a promuovere la biodiversità, nonché a supportare lo sviluppo sostenibile per le comunità locali.
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- **Neutralità Carbonica al 2050** Un pilastro del modello di business di Eni che definisce il proprio percorso di decarbonizzazione entro il 2050 dei processi e dei prodotti energetici mediante l'utilizzo di soluzioni tecnologiche disponibili e in evoluzione. Secondo la definizione IPCC, la neutralità carbonica è la condizione in cui le emissioni antropogeniche di anidride carbonica (CO_2) associate a un determinato soggetto sono bilanciate attraverso le rimozioni antropogeniche di CO_2. Il soggetto può essere un'entità, come uno Stato, un'organizzazione, un distretto o una commodity, oppure un'attività, come un servizio o un evento. La neutralità carbonica è spesso valutata considerando l'intero ciclo di vita, comprese le emissioni indirette (Scope 3), ma può essere anche limitata alle emissioni e rimozioni su cui il soggetto ha controllo diretto, per un determinato periodo di tempo, secondo quanto stabilito dal relativo schema di riferimento cui le emissioni antropogeniche di anidride carbonica (CO_2) associate a un determinato soggetto sono bilanciate attraverso le rimozioni di CO_2.
- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- **Piano di decarbonizzazione** Parte integrante del piano strategico dell'impresa, che definisce i target di riduzione netta delle emissioni GHG, le leve di intervento e le risorse dedicate, in un'ottica di transizione verso un'economia a minori emissioni di carbonio, al fine di contribuire a limitare il riscaldamento globale a 1.5°C e raggiungere la Neutralità Carbonica di Eni al 2050. Il piano di decarbonizzazione di Eni si differenzia dalla definizione di piano di transizione CSRD (ESRS E1-1) poiché basato su obiettivi di decarbonizzazione entity-specific.
- **Plasmix** Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.
- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario 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.
- **Project Affected People** Sono i singoli proprietari terrieri o di attività onshore (agricoltori, gestori attività turistiche o imprenditoriali) e offshore (pescatori) che subiscono un displacement economico o fisico in ragione di un progetto di Eni.
- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza, economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Rischi di transizione** I rischi derivanti dal mancato allineamento tra la strategia e la gestione di un'organizzazione o di un investitore e l'evoluzione del panorama normativo, politico o sociale nel quale essi operano. Gli sviluppi volti ad arrestare o invertire i danni inflitti al clima o alla natura quali le misure governative, il progresso tecnologico, le modifiche del mercato, i contenziosi e il cambiamento delle preferenze dei consumatori possono tutti creare o incidere sui rischi di transizione (Fonte ESRS).
- **Rischi Fisici legati al clima (Acuti e Cronici)** Rischio derivante dai cambiamenti climatici che può essere determinato da eventi (rischi acuti) o da mutamenti a più lungo termine nei modelli climatici (rischi cronici). I rischi fisici acuti derivano da pericoli specifici, specialmente eventi meteorologici quali tempeste, inondazioni, incendi o ondate di calore. I rischi fisici cronici derivano da cambiamenti climatici più a lungo termine, quali i cambiamenti di temperatura e i loro effetti sull'innalzamento del livello del mare, sulla minore disponibilità di acqua, sulla perdita di biodiversità e sui cambiamenti nella produttività dei terreni e dei suoli (Fonte ESRS).
- **Rischio inerente** Rischio intrinseco in assenza di azioni manageriali per gestirlo.
- **Rischio residuo** Rischio che rimane dopo aver intrapreso delle azioni di riduzione.
- **Salient Human Right Issue** Il set di temi considerati più significativi, su cui si concentra il modello di gestione e le attività per il presidio dei diritti umani, suddiviso nei seguenti cluster: (i) diritti dei lavoratori (diretti e della value chain); (ii) diritti delle comunità (incluso il tema della security); (iii) diritti dei clienti.
- **Scenari climatici emissivi** Rappresentazione plausibile dell'evoluzione futura delle emissioni di sostanze radiativamente attive (ad esempio gas serra – GHG - e aerosol) basata su un insieme coerente e internamente consistente di ipotesi sulle forze trainanti (come lo sviluppo demografico e socio-economico, il cambiamento tecnologico, l'energia e l'uso del suolo) e sulle loro principali relazioni. Gli scenari di concentrazione, derivati dagli scenari di emissione, sono spesso utilizzati come input per nei modelli climatici per calcolare le proiezioni climatiche (fonte IPCC Glossary).
- **Scenari energetici** Forniscono un quadro per esplorare le future prospettive energetiche, comprese le varie combinazioni di opzioni tecnologiche e le loro implicazioni. Molti scenari presenti in letteratura illustrano come gli sviluppi del sistema energetico influenzeranno le dinamiche su differenti settori industriali a livello globale. Tra gli scenari energetici più riconosciuti si annoverano quelli della International Energy Agency (IEA), che pubblica annualmente, una serie di scenari nel World Energy Outlook (WEO), sulla base di previsioni di domanda energetica dettagliate per settore, costruiti su specifiche variabili di carattere demografico ed economico dei prossimi decenni, secondo due logiche di riferimento: i) Forecasting, che producono traiettorie di evoluzione dei consumi energetici utilizzando input di carattere demografico/economico e policy esistenti o di probabile futura realizzazione/ambitions dichiarate (scenario STEPS - Stated Policies Scenario e scenario CPS - Scenario Current Policy); ii) Backcasting, che identificano a ritroso traiettorie compatibili con uno o più obiettivi imposti attraverso il ricorso a tecnologie anche in fase dimostrativa, l'ipotesi di cambio repentino delle abitudini dei consumatori e un'accelerazione dell'efficientamento dei consumi finali (scenario NZE – Net Zero Emissions).
- **Segnalazioni** Qualsiasi comunicazione avente ad oggetto comportamenti – riferibili a Persone di Eni ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni – che si pongano in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modelli 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne, nel rispetto delle specifiche previsioni della normativa di attuazione della Direttiva (UE) 2019/1937 localmente applicabile.
- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Soft e Hard Law** "Soft law" si riferisce a quei fenomeni di autoregolamentazione diversi dai tradizionali strumenti normativi che sono frutto di un processo formale di produzione legislativa ad opera di organi investiti della relativa funzione (cd. "hard law"), e la cui caratteristica essenziale è data dall'assenza di efficacia vincolante diretta, pur potendo orientare comportamenti e prassi.
- **Soluzioni / prodotti lower carbon (Eni)** Rappresentano un portafoglio diversificato che mira a contribuire alla decarbonizzazione del sistema energetico. Questo portafoglio comprende innovazioni nelle fonti di energia rinnovabili, nei biocarburanti sostenibili, nelle tecnologie avanzate di cattura e stoccaggio di CO_2 (CCS), nella produzione di idrogeno e nell'energia nucleare.
- **Stop work authority** Principio atto a promuovere comportamenti virtuosi e consapevoli che garantiscano la salvaguardia di tutti i lavoratori per cui, ogni collaboratore, in qualsiasi sito, ha l'autorità di interrompere un'attività quando rileva un comportamento o una condizione pericolosa.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare, negli anni contrattuali successivi, il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

- **Target** In termini generali, un target è un risultato specifico e misurabile, generalmente definito nel piano strategico, con scadenze specifiche, un anno di riferimento, indicatori chiave di prestazione utilizzati per valutare i progressi, che supportano il conseguimento degli obiettivi in linea con le politiche dell'impresa. Eni individua nelle proprie strategie aziendali (di business, di sostenibilità e di decarbonizzazione) dei target specifici.
- **Target net zero (Entity Specific)** Serie di target individuati da Eni con il fine ultimo di azzerare le emissioni GHG al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio. Secondo la definizione IPCC, su scala globale, il termine net zero di CO_2 equivale al termine di neutralità carbonica. Su scala sub-globale, il termine net zero di CO_2 viene generalmente applicato alle emissioni e rimozioni sotto il controllo diretto o la responsabilità territoriale dell'entità che rendiconta, mentre la neutralità carbonica include generalmente anche le emissioni e rimozioni che vanno oltre il controllo diretto o la responsabilità territoriale dell'entità stessa.
- **Transizione energetica** Passaggio dall'utilizzo di fonti energetiche ad alta impronta carbonica a fonti a basse emissioni, parte della più ampia transizione verso economie sostenibili attraverso l'uso di energie rinnovabili e nucleare, l'adozione di tecniche di risparmio energetico e di sviluppo sostenibile (Carbon neutrality toolkit, UNECE).
- **UN SDG** Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito https://unsdg.un.org
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

ABBREVIAZIONI

/a	anno	**Mgl o K**	migliaia
bbl	barili	**mld**	miliardi
bbl/g	barili/giorno	**Mln o M**	milioni
boe	barili di petrolio equivalente	**n.**	numero
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno	**NGL**	Natural Gas Liquids
/g	giorno	**PCA**	Production Concession Agreement
GNL	Gas Naturale Liquefatto	**ppm**	parti per milione
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto	**PSA**	Production Sharing Agreement
GWh	Gigawattora	**tep**	tonnellate di petrolio equivalente
Km	chilometri	**ton**	tonnellate
Mc o Mm³	metri cubi	**TWh**	Terawattora

Bilancio Consolidato

Schemi di bilancio 268
Note al bilancio consolidato 276
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC 379
Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 398

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)	Note	31 dicembre 2025 Totale	31 dicembre 2025 di cui verso parti correlate	31 dicembre 2024 Totale	31 dicembre 2024 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	8.100		8.183	
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(7)	6.991		6.797	
Altre attività finanziarie	(17)	3.710	*2.357*	1.085	*48*
Crediti commerciali e altri crediti	(8)	12.436	*1.375*	16.901	*1.601*
Rimanenze	(9)	5.143		6.259	
Attività per imposte sul reddito	(10)	539		695	
Altre attività	(11) (24)	3.943	*76*	3.662	*54*
		40.862		**43.582**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	50.536		59.864	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(13)	5.184		5.822	
Attività immateriali	(14)	6.022		6.434	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.187		1.595	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(16) (37)	13.155		14.150	
Altre partecipazioni	(16)	1.329		1.395	
Altre attività finanziarie	(17)	1.109	*612*	3.215	*2.380*
Attività per imposte anticipate	(23)	6.716		6.322	
Attività per imposte sul reddito	(10)	125		129	
Altre attività	(11) (24)	2.839	*207*	4.011	*142*
		88.202		**102.937**	
Attività destinate alla vendita	(25)	**8.005**		**420**	
TOTALE ATTIVITÀ		**137.069**		**146.939**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.929	*265*	4.238	*136*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	3.434	*128*	4.582	*21*
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	1.263	*108*	1.279	*152*
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	20.261	*4.283*	22.092	*4.017*
Passività per imposte sul reddito	(10)	343		587	
Altre passività	(11) (24)	4.039	*86*	5.049	*34*
		34.269		**37.827**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.139	*52*	21.570	*79*
Passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	4.437	*40*	5.174	*31*
Fondi per rischi e oneri	(21)	14.580		15.774	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	596		681	
Passività per imposte differite	(23)	4.805		5.581	
Passività per imposte sul reddito	(10)	40		40	
Altre passività	(11) (24)	3.390	*462*	4.449	*520*
		47.987		**53.269**	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)	**2.026**		**195**	
TOTALE PASSIVITÀ		**84.282**		**91.291**	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		33.209		32.552	
Riserve per differenze cambio da conversione		1.936		8.081	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		8.964		8.406	
Azioni proprie		(2.782)		(2.883)	
Utile dell'esercizio		2.608		2.624	
Totale patrimonio netto di Eni		**47.940**		**52.785**	
Interessenze di terzi		**4.847**		**2.863**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(26)	**52.787**		**55.648**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**137.069**		**146.939**	

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2024 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2025 Totale	2025 di cui verso parti correlate	2024 Totale	2024 di cui verso parti correlate	2023 Totale	2023 di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		82.151	*2.973*	88.797	*2.997*	93.717	*4.322*
Altri ricavi e proventi		1.478	*285*	2.417	*279*	1.099	*156*
TOTALE RICAVI	(29)	**83.629**		**91.214**		**94.816**	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	(67.056)	*(17.769)*	(71.114)	*(17.404)*	(73.836)	*(15.885)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(8)	(11)	*(1)*	(168)	*(2)*	(249)	*5*
Costo lavoro	(30)	(3.229)	*17*	(3.262)	*3*	(3.136)	*(8)*
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	641	*(264)*	(352)	*201*	478	*17*
Ammortamenti	(12) (13) (14)	(7.349)		(7.600)		(7.479)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	(1.582)		(2.900)		(1.802)	
Radiazioni	(12) (13) (14)	(33)		(580)		(535)	
UTILE OPERATIVO		**5.010**		**5.238**		**8.257**	
Proventi finanziari	(31)	7.196	*215*	7.715	*198*	7.417	*155*
Oneri finanziari	(31)	(8.170)	*(77)*	(8.980)	*(57)*	(8.113)	*(28)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(31)	235		388		284	
Strumenti finanziari derivati	(24) (31)	(80)		278		(61)	*1*
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		**(819)**		**(599)**		**(473)**	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		1.161		866		1.336	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		426	*(18)*	984	*(12)*	1.108	*445*
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(16) (32)	**1.587**		**1.850**		**2.444**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**5.778**		**6.489**		**10.228**	
Imposte sul reddito	(33)	(3.020)		(3.725)		(5.368)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**2.758**		**2.764**		**4.860**	
Utile dell'esercizio di competenza Eni		2.608		2.624		4.771	
Interessenze di terzi	(26)	150		140		89	
Utile per azione (ammontari in € per azione)	(34)						
- semplice		0,78		0,79		1,41	
- diluito		0,78		0,78		1,40	

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2025	2024	2023
Utile dell'esercizio		**2.758**	**2.764**	**4.860**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
Componenti non riclassificabili a conto economico				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(9)	8	(31)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)		1	(2)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	(30)	62	45
Effetto fiscale	(26)	2	(4)	10
		(37)	**67**	**22**
Componenti riclassificabili a conto economico				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)	(6.410)	3.066	(2.010)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	865	(912)	541
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	65	(69)	54
Effetto fiscale	(26)	(258)	263	(158)
		(5.738)	**2.348**	**(1.573)**
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		**(5.775)**	**2.415**	**(1.551)**
Totale utile complessivo dell'esercizio		**(3.017)**	**5.179**	**3.309**
Totale utile complessivo dell'esercizio di competenza Eni		(2.874)	4.962	3.220
Interessenze di terzi		(143)	217	89

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2024	(26)	**4.005**	**32.552**	**8.081**	**8.406**	**(2.883)**	**2.624**	**52.785**	**2.863**	**55.648**
Utile dell'esercizio							**2.608**	**2.608**	**150**	**2.758**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				(9)			(9)	2	(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				(32)			(32)	2	(30)
Componenti non riclassificabili a conto economico					**(41)**			**(41)**	**4**	**(37)**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			(6.144)				(6.144)	(266)	(6.410)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				630			630	(23)	607
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				73			73	(8)	65
Componenti riclassificabili a conto economico				**(6.144)**	**703**			**(5.441)**	**(297)**	**(5.738)**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				**(6.144)**	**662**		**2.608**	**(2.874)**	**(143)**	**(3.017)**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		(3.081)					(3.081)		(3.081)
Attribuzione del dividendo di altre società									(275)	(275)
Destinazione utile residuo 2024			2.624				(2.624)			
Versamenti da azionisti terzi									709	709
Acquisto azioni proprie	(26)		(1.881)		1.881	(1.881)		(1.881)		(1.881)
Annullamento azioni proprie	(26)				(1.908)	1.908				
Piano Incentivazione a lungo termine e Piano azionariato diffuso	(26) (30)		35		(74)	74		35		35
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)				1.500			1.500		1.500
Riacquisto di obbligazioni subordinate perpetue	(26)				(1.500)			(1.500)		(1.500)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(310)					(310)		(310)
Variazione interessenze di terzi	(26)		3.417	(35)	(5)			3.377	1.695	5.072
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			**804**	**(35)**	**(106)**	**101**	**(2.624)**	**(1.860)**	**2.129**	**269**
Altre variazioni			(147)	34	2			(111)	(2)	(113)
Altri movimenti di patrimonio netto			**(147)**	**34**	**2**			**(111)**	**(2)**	**(113)**
Saldi al 31 dicembre 2025	(26)	**4.005**	**33.209**	**1.936**	**8.964**	**(2.782)**	**2.608**	**47.940**	**4.847**	**52.787**

(segue) PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2023		**4.005**	**32.988**	**5.238**	**8.515**	**(2.333)**	**4.771**	**53.184**	**460**	**53.644**
Utile dell'esercizio							**2.624**	**2.624**	**140**	**2.764**
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				4			4		4
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				1			1		1
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				62			62		62
Componenti non riclassificabili a conto economico					**67**			**67**		**67**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			2.992	(2)			2.990	76	3.066
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				(648)			(648)	(1)	(649)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(71)			(71)	2	(69)
Componenti riclassificabili a conto economico				**2.992**	**(721)**			**2.271**	**77**	**2.348**
Utile complessivo dell'esercizio				**2.992**	**(654)**		**2.624**	**4.962**	**217**	**5.179**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		(3.067)					(3.067)		(3.067)
Attribuzione del dividendo di altre società									(50)	(50)
Destinazione utile residuo 2023			4.771				(4.771)			
Versamenti da azionisti terzi									1	1
Acquisto azioni proprie	(26)		(2.003)		2.003	(2.003)		(2.003)		(2.003)
Annullamento azioni proprie	(26)				(1.375)	1.375				
Piano Incentivazione a lungo termine e Piano azionariato diffuso	(26) (30)		24		(78)	78		24		24
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)								1.848	1.848
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(138)					(138)		(138)
Variazione interessenze di terzi	(26)		196					196	392	588
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			**(217)**		**550**	**(550)**	**(4.771)**	**(4.988)**	**2.191**	**(2.797)**
Altre variazioni			(219)	(149)	(5)			(373)	(5)	(378)
Altri movimenti di patrimonio netto			**(219)**	**(149)**	**(5)**			**(373)**	**(5)**	**(378)**
Saldi al 31 dicembre 2024	(26)	**4.005**	**32.552**	**8.081**	**8.406**	**(2.883)**	**2.624**	**52.785**	**2.863**	**55.648**

(segue) PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni								
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2022	**4.005**	**23.455**	**7.564**	**8.785**	**(2.937)**	**13.887**	**54.759**	**471**	**55.230**
Utile dell'esercizio						**4.771**	**4.771**	**89**	**4.860**
Altre componenti dell'utile complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(21)			(21)		(21)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(2)			(2)		(2)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				45			45		45
Componenti non riclassificabili a conto economico				**22**			**22**		**22**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(2.001)	(9)			(2.010)		(2.010)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				383			383		383
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				54			54		54
Componenti riclassificabili a conto economico			**(2.001)**	**428**			**(1.573)**		**(1.573)**
Utile complessivo dell'esercizio			**(2.001)**	**450**		**4.771**	**3.220**	**89**	**3.309**
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		(3.005)					(3.005)		(3.005)
Attribuzione del dividendo di altre società								(36)	(36)
Destinazione utile residuo 2022		13.887				(13.887)			
Rimborsi ad azionisti terzi								(16)	(16)
Acquisto azioni proprie		(1.837)		1.837	(1.837)		(1.837)		(1.837)
Annullamento azioni proprie				(2.400)	2.400				
Piano Incentivazione a lungo termine		20		(41)	41		20		20
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(138)					(138)		(138)
Variazione interessenze di terzi		47					47	(47)	
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		**8.974**		**(604)**	**604**	**(13.887)**	**(4.913)**	**(99)**	**(5.012)**
Effetto emissione di obbligazioni convertibili				79			79		79
Altre variazioni		559	(325)	(195)			39	(1)	38
Altri movimenti di patrimonio netto		**559**	**(325)**	**(116)**			**118**	**(1)**	**117**
Saldi al 31 dicembre 2023	**4.005**	**32.988**	**5.238**	**8.515**	**(2.333)**	**4.771**	**53.184**	**460**	**53.644**

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2025	2024	2023
Utile dell'esercizio		**2.758**	**2.764**	**4.860**
Rettifiche per ricondurre l'utile dell'esercizio al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(12) (13) (14)	7.349	7.600	7.479
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	1.582	2.900	1.802
Radiazioni	(12) (13) (14)	33	580	535
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16) (32)	(1.161)	(866)	(1.336)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(99)	(601)	(441)
Dividendi	(32)	(242)	(227)	(255)
Interessi attivi		(444)	(497)	(517)
Interessi passivi		1.256	1.245	1.000
Imposte sul reddito	(33)	3.020	3.725	5.368
Altre variazioni		(515)	(158)	(700)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		2.735	1.286	1.811
- rimanenze		*916*	*68*	*1.792*
- crediti commerciali		*3.214*	*1.145*	*3.322*
- debiti commerciali		*(835)*	*110*	*(4.823)*
- fondi per rischi e oneri		*(554)*	*(87)*	*97*
- altre attività e passività		*(6)*	*50*	*1.423*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(79)	(105)	1
Dividendi incassati		1.785	1.946	2.255
Interessi incassati		358	456	459
Interessi pagati		(1.269)	(1.130)	(919)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.737)	(5.826)	(6.283)
Flusso di cassa netto da attività operativa		**13.330**	**13.092**	**15.119**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(11.375)***	***(11.508)***	***(7.011)***
Flusso di cassa degli investimenti		(9.999)	(11.782)	(12.404)
- attività materiali	(12)	*(8.702)*	*(7.999)*	*(8.739)*
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(13)		*(5)*	
- attività immateriali	(14)	*(527)*	*(486)*	*(476)*
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(5) (27)	*(196)*	*(1.795)*	*(1.277)*
- partecipazioni	(16)	*(682)*	*(798)*	*(1.315)*
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*(89)*	*(185)*	*(388)*
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		*197*	*(514)*	*(209)*
Flusso di cassa dei disinvestimenti		2.040	2.496	845
- attività materiali		*1.414*	*1.354*	*122*
- attività immateriali		*4*	*21*	*32*
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(5) (27)	*118*	*887*	*395*
- partecipazioni		*135*	*526*	*47*
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		*98*	*69*	*32*
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		*271*	*(361)*	*217*
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(1.339)	(531)	2.194
Flusso di cassa netto da attività di investimento		**(9.298)**	**(9.817)**	**(9.365)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(3.181)***	***(3.140)***	***(1.695)***

(segue) RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2025	2024	2023
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	(19)	1.884	3.516	4.971
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(19)	(4.163)	(4.748)	(3.161)
Rimborso di passività per beni in leasing	(13)	(1.250)	(1.205)	(963)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(19)	(276)	(61)	(1.495)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.080)	(3.068)	(3.046)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(277)	(45)	(36)
Apporti (rimborsi) di capitale da azionisti terzi		709	589	(16)
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		5.072		(60)
Altri apporti		9	14	
Acquisto di azioni proprie	(26)	(1.896)	(2.012)	(1.803)
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	(26)			79
Emissioni (rimborsi) netti di obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(18)	1.778	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(310)	(138)	(138)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(3.596)**	**(5.380)**	**(5.668)**
- di cui verso parti correlate	(36)	***(407)***	***(20)***	***(162)***
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(198)	83	(62)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		**238**	**(2.022)**	**24**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(6)	**8.183**	**10.205**	**10.181**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio[a]	(6)	**8.421**	**8.183**	**10.205**

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2025 comprendono €321 milioni di diponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita" (€12 milioni al 31 dicembre 2023).

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS")[1] emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione europea[2]. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2025, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2026, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA.

I bilanci delle imprese consolidate e i reporting package per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo sono oggetto di verifica da parte di società di revisione; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, PricewaterhouseCoopers SpA si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando diversamente indicato.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi e assunzioni relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi e assunzioni adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI FORMULATI PER TENER CONTO DEGLI IMPATTI DEI RISCHI CLIMATICI

Gli effetti delle iniziative per limitare i cambiamenti climatici e il potenziale impatto della transizione energetica influenzano le stime contabili e i giudizi significativi formulati dalla Direzione Aziendale per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2025. In particolare, la spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell'attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l'evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi, nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili (cosiddetti stranded asset) per Eni.

Il piano di decarbonizzazione definito da Eni si compone di una serie di azioni e iniziative volte al raggiungimento della neutralità carbonica al 2050 attraverso l'azzeramento netto di tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate ai prodotti energetici.

Gli scenari adottati dalla Direzione Aziendale sono costruiti tenendo conto di politiche, normative ed evoluzioni tecnologiche in essere o prevedibili per il futuro e delineano un percorso evolutivo del sistema energetico futuro, sulla base di un quadro economico e demografico, dell'analisi delle policy vigenti e di quelle annunciate e dello stato delle tecnologie, individuando, tra queste, quelle che ragionevolmente potranno raggiungere maturità tecnologica nell'orizzonte considerato. Le variabili di prezzo riflettono, pertanto, la migliore stima da parte del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi e sono oggetto di costante benchmark con le view degli analisti di mercato e dei peer dell'industria energetica.

Tali scenari sono alla base di stime e giudizi significativi relativi a: (i) la valutazione dell'intenzione di proseguire i progetti esplorativi; (ii) la verifica della recuperabilità delle attività non correnti e delle esposizioni creditizie verso le National Oil Company; (iii) la definizione delle vite utili e dei valori residui dei fixed asset; (iv) gli impatti sui fondi per rischi e oneri (ad es. anticipo nel timing atteso per il sostenimento dei costi di smantellamento e ripristino siti).

1 Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).
2 Gli IFRS utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2025.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Al riguardo, un investitore controlla un'impresa quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei relativi ritorni economici ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa.

I valori delle imprese controllate sono rilevati integralmente, nel bilancio consolidato (c.d. metodo dell'integrazione globale), sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere, apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni infragruppo"). Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio. Tra le interessenze di terzi figurano anche le obbligazioni perpetue subordinate emesse da società controllate per le quali il Gruppo detiene il diritto incondizionato a differire il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole.

Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti[3] sulla rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo[4], sono escluse dal consolidamento secondo il metodo dell'integrazione globale: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, l'attività è finanziata pro quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo"); analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo") gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Inoltre, nell'ambito della cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo, l'eventuale presenza di opzioni put sulle interessenze di terzi, esercitabili al verificarsi di eventi non sotto il controllo del Gruppo, determina la rilevazione di una passività, pari al valore attuale del c.d. redemption amount, in contropartita al patrimonio netto di Gruppo. La cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) della stima del fair value di eventuali corrispettivi aggiuntivi, da regolarsi per cassa al verificarsi di determinate condizioni contrattualmente definite; (iv) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[5].

Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando, per le decisioni relative alle attività rilevanti, è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (c.d. enforceable right and obligation) relative all'accordo; nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, al costo rettificato per perdite di valore.

3 In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi le decisioni degli utilizzatori principali del bilancio.
4 Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025".
5 Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle relative scelte finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto.
Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".
Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025", in cui è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO[6]

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Diversamente, il valore di iscrizione non è adeguato a seguito di variazioni di patrimonio netto della partecipata derivanti, a titolo di esempio, dall'emissione, da parte della partecipata, di obbligazioni subordinate perpetue o obbligazioni convertibili non sottoscritte dal Gruppo. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione; eventuali eccedenze sono rilevate a conto economico. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (c.d. long-term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long-term interest (c.d. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.
Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata tenendo conto del relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long-term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".
La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta[7]; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[8]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri.

6 Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, tali partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.
7 Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.
8 Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il relativo fair value[9], fatti salvi i casi in cui gli IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill).

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (c.d. partial goodwill method). Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PARTECIPAZIONI E BUSINESS COMBINATION

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation sulle relative attività e passività richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le acquisizioni più significative, si avvale di valutazioni esterne.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate[10]. Gli utili non realizzati derivanti da operazioni con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo; il trattamento contabile indicato è applicato anche nel caso di trasferimento di business alle partecipate (c.d. downstream transaction).

In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo nonché la valuta di presentazione del bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo[11]. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

9 I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".
10 Le differenze di cambio associate a elementi monetari infragruppo non sono oggetto di eliminazione.
11 La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

Le differenze di cambio che hanno origine da rapporti di credito/debito infragruppo, il cui rimborso o pagamento non è né pianificato né probabile in un prevedibile futuro, sono rilevate nel prospetto dell'utile (perdita) complessivo.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le imprese che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	**Cambi medi dell'esercizio 2025**	**Cambi al 31 dicembre 2025**	Cambi medi dell'esercizio 2024	Cambi al 31 dicembre 2024	Cambi medi dell'esercizio 2023	Cambi al 31 dicembre 2023
Dollaro USA	1,13	1,18	1,08	1,04	1,08	1,11
Sterlina inglese	0,86	0,87	0,85	0,83	0,87	0,87
Dollaro australiano	1,75	1,76	1,64	1,68	1,63	1,63

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI E DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita.
I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.
I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (c.d. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" e i costi delle riserve certe sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (c.d. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati a conto economico al momento del sostenimento.
I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi (o un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati) in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended).
Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati solo se e fintantoché: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione; e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica

di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO E PRODUZIONE

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso proved". Tali costi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

AMMORTAMENTO UOP[12]

L'ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria è generalmente effettuato attraverso il metodo UOP[13] determinato sulla base delle differenti tipologie di riserve di idrocarburi al fine di assicurare l'adeguata rappresentazione delle modalità di ottenimento dei benefici economici connessi all'utilizzo degli asset oggetto di ammortamento. In particolare i) i diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti afferenti riserve "proved" sono ammortizzati considerando le riserve certe totali; ii) i costi di esplorazione, appraisal e di sviluppo capitalizzati afferenti a impianti produttivi sono ammortizzati considerando le riserve certe sviluppate; iii) le facility, in funzione del loro dimensionamento, sono ammortizzate considerando le riserve certe totali e anche le riserve probabili sviluppate che risultano ragionevolmente recuperabili dagli impianti produttivi e diritti minerari esistenti; iv) per impianti galleggianti di proprietà (FLNG, FPSO) l'ammortamento è operato secondo il metodo UOP o straight-line-method considerando la durata delle concessioni e il recupero delle riserve certe e probabili. In presenza di significative variazioni dei prezzi di riferimento che determinano stime delle riserve e correlate aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI SERVICE

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Un meccanismo analogo caratterizza alcuni contratti di servizio dove il corrispettivo per il servizio reso è riconosciuto tramite quote di spettanza della produzione.

Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono 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. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: ATTIVITÀ MINERARIA

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di incertezza. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima.

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, la stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici e tecnico-ingegneristici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi

12 In relazione al consolidamento del modello di investimento delle attività upstream basato sull'esplorazione e sviluppo di prossimità e lo sviluppo per fasi che determinano una estensione della vita utile delle facility nonché in relazione al crescente utilizzo di unità navali aventi vite economiche correlate allo sfruttamento anche delle riserve probabili, a partire dal secondo semestre 2025 sono state aggiornate le modalità di determinazione delle aliquote di ammortamento UOP delle facilities upstream per considerare, ove appropriato, anche le riserve probabili il cui recupero non necessita di significativi investimenti aggiuntivi. L'aggiornamento, in quanto modifica di stima, determina solo effetti prospettici.

13 Aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso.

di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima iniziale che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso nel periodo corrente; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi esistenti alla data della stima.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.
Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte; analoghe incertezze riguardano la stima delle riserve unproved.
La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati.
Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.
Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.
Le stime delle riserve rilevano sia ai fini della determinazione degli ammortamenti (v. punto "Ammortamento UOP") che ai fini della definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere nell'ambito del processo di impairment.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, durante tale periodo, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (c.d. social project). Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.
Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.
I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.
Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

LEASING[14]

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso (cd. commencement date), il locatario rileva un'attività per il diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "right-of-use asset"), e una passività per l'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata contrattuale (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")[15]. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti[16], non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi, al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi [17]; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Tale valore attuale è calcolato adottando il tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del right-of-use asset correlato, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti prevalentemente a:(i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi a cui sono correlati i pagamenti variabili; o (iii) modifiche delle aspettative sull'esercizio delle opzioni contrattualmente previste.

Il right-of-use asset è inizialmente rilevato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato, tra l'altro, per tener conto delle quote di ammortamento cumulate[18] e delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie").

Nel caso in cui gli ammortamenti del right-of-use asset e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset.

Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability, se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (c.d. follower).

La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.

Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.

Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing e non sia ravvisabile, contrattualmente, la presenza di un sublease. Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (c.d. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei beni assunti in leasing.

14 Sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.
15 Eni si avvale della possibilità di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.
16 Le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).
17 Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.
18 L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino al termine della vita utile del right-of-use asset. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset al locatario al termine del leasing, o se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare un'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: OPERAZIONI DI LEASING

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing, tenendo conto di tutti i fatti e circostanze che generano un incentivo economico, o meno, all'esercizio di eventuali opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali, comprendono le attività non monetarie prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali". Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per l'ammortamento valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. Il valore di iscrizione dell'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzato su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è sottoposto a verifica di recuperabilità.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico, ivi inclusi i costi per lo sviluppo di progetti CCS (Carbon, Capture and Storage) antecedenti la costruzione dell'infrastruttura fisica, sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, ma che contribuiscono ai flussi di cassa di una pluralità di CGU; le quote di corporate asset sono attribuite ad una specifica CGU o, laddove non possibile, ad un aggregato più ampio di CGU su basi ragionevoli e coerenti. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset non specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO_2 (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società di seguito anche "forestry").

In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocazione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom del settore E&P.

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la CGU oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori e ai business diversi da E&P e REVT (Refining EVolution and Transformation), la relativa rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili; per il settore E&P e il business REVT, la rischiosità è determinata, in maniera residuale, come differenza tra quella complessiva Eni e quella degli altri settori/business. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della CGU comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la CGU, fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore.

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita con imputazione degli effetti a conto economico. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti commerciali e altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La verifica della recuperabilità delle attività non finanziarie dipende dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity e dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. Il giudizio della Direzione Aziendale è richiesto anche nella definizione delle CGU e individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, dei corporate asset e delle common facility nel settore E&P. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".
I flussi di cassa attesi utilizzati per la definizione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future, quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi. Relativamente ai prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti; tale scenario è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione (v. punto "Stime contabili e giudizi significativi formulati per tener conto degli impatti dei rischi climatici"). Inoltre, la stima dei flussi di cassa futuri, che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi, è effettuata tenendo conto: (i) del percorso evolutivo del sistema energetico futuro, (ii) dei fondamentali dei diversi mercati energetici; nonché (iii) del costante benchmark con le view di banche d'affari e altri istituti specializzati. Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. In limitati casi (ad es. per i titoli minerari acquisiti da terzi in sede di business combination), i flussi di cassa attesi tengono conto anche delle riserve possibili opportunamente rischiate, laddove considerate ai fini della determinazione del corrispettivo pagato. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi e altri fattori. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività non finanziarie sono forniti nella nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

STRUMENTI FINANZIARI

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie detenute dal Gruppo sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; e (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.
La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.
Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (c.d. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").
Le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al costo ammortizzato sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading nonché i portafogli di attività finanziarie gestiti e monitorati sulla base del relativo fair value. Gli interessi attivi maturati su tali attività finanziarie concorrono alla valutazione complessiva del relativo fair value e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico".
Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del c.d. expected credit loss model[19].

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (c.d. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (c.d. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti.

Tenuto conto delle caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

La recuperabilità dei crediti finanziari concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". Nella applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione dei long-term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico.

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

Le obbligazioni sustainability-linked, ossia obbligazioni caratterizzate da un potenziale incremento del relativo tasso di interesse per riflettere le performance dell'emittente in termini di raggiungimento di obiettivi di sostenibilità (c.d. metrica ESG), sono valutate al costo ammortizzato. La variazione del tasso di interesse comporta generalmente un aggiornamento prospettico del tasso di interesse effettivo. L'emissione di un prestito obbligazionario convertibile in azioni dell'emittente (privo di opzioni sostanziali di regolamento alternativo per cassa) determina la separata rilevazione delle componenti dello strumento rappresentate dalla componente debito, valutata al costo ammortizzato, e dall'opzione di conversione in azione dell'emittente, rilevata a patrimonio netto. Eventuali costi di transazione sono ripartiti proporzionalmente tra la passività finanziaria e lo strumento di equity.

19 L'expected credit loss model si applica anche: (i) ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL; nonché (ii) ai contratti di ***performance guarantee*** emessi. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie emesse non sono rilevanti.

GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le società del Gruppo possono negoziare con i propri fornitori accordi di supplier finance arrangement (supply chain finance, payable finance, reverse factoring e accordi similari) funzionali all'ottenimento di dilazioni di pagamento rispetto ai termini originari, senza prevedere il necessario ed automatico coinvolgimento di un intermediario finanziario. In tali fattispecie, la Direzione Aziendale esprime un giudizio in merito alla possibilità di continuare a classificare i debiti verso il fornitore come commerciali/relativi all'attività di investimento ovvero di riclassificarli come debiti finanziari. Ai fini dell'espressione di tale giudizio, la Direzione Aziendale tiene conto dei termini di pagamento rispetto alla prassi del settore di riferimento, dell'eventuale rilascio di garanzie aggiuntive e di ogni altro fatto o circostanza utile ai fini della valutazione. La classificazione del debito come di natura finanziaria determina: (i) al momento della riclassifica/rilevazione inziale del debito, una variazione non monetaria, senza impatti sul rendiconto finanziario; (ii) all'atto del regolamento, la presentazione del relativo esborso nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

Con riferimento alle obbligazioni sustainability-linked, la Direzione Aziendale valuta se il mancato rispetto della metrica ESG possa avere impatti sulle operations tali da pregiudicare la capacità reddituale dell'emittente e, di conseguenza, il relativo merito di credito.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati sono attività e passività rilevate e valutate al fair value. Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), essi sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (c.d. basis adjustment).

Le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e/o attività non finanziarie, sono scorporati se le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale.

La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity, stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (c.d. own-use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

FONDI E PASSIVITÀ POTENZIALI

Gli accantonamenti per fondi per rischi e oneri sono rilevati quando: (i) esiste un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione

Gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; o (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate in contropartita alle attività a cui si riferiscono.

L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali. Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

FONDI PER RISCHI AMBIENTALI

Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni connesse a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: FONDI SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO SITI, PASSIVITÀ AMBIENTALI E ALTRI FONDI

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dell'ammontare e del timing dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale.

Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production.

Le passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza in merito all'eventuale abbandono dei siti e del relativo timing di smantellamento e ripristino degli asset, nonché delle strategie di riconversione degli impianti per

l'ottenimento di produzioni low carbon, sono rilevate quando è possibile effettuare un'attendibile stima dei costi di abbandono opportunamente attualizzati. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

Inoltre, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte.

Con riferimento al trattamento delle acque di falda, il know-how maturato sui trend di contaminazione delle acque nonché le posizioni delle autorità competenti consentono la definizione di un modello predittivo per la stima della durata di esercizio degli impianti di trattamento delle acque di falda e, pertanto, degli oneri da sostenere per la relativa gestione e monitoraggio.

L'attendibile determinabilità è verificata sulla base delle informazioni disponibili quali, a titolo di esempio, l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Peraltro, considerato il significativo arco temporale coperto dai fondi bonifica ambientale, ulteriori elementi di incertezza legati alla stima sono connessi alla definizione: (i) dell'orizzonte temporale necessario alla riduzione dei contaminanti; (ii) dei costi futuri da sostenersi per le attività di bonifica; (iii) dei tassi di attualizzazione e inflazione.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti, l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti; pertanto, il relativo costo è rilevato a conto economico nel periodo di competenza.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (c.d. net interest) comprendono gli interessi passivi sulla passività e gli interessi attivi sulle attività a servizio del piano. Il net interest è determinato applicando alla passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per la stessa ed è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (c.d. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (c.d. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Differentemente, la passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti

interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo dei piani di incentivazione con pagamento basato su azioni (Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni e Piano di Azionariato Diffuso).
Con riferimento ai Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni, il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (c.d. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico. Analogo trattamento è adottato con riferimento al Piano di Azionariato Diffuso il cui costo, determinato sulla base del fair value delle azioni alla data di assegnazione, è ripartito lungo il periodo temporale (triennio) previsto affinché il dipendente possa acquisire la piena titolarità e disponibilità delle azioni assegnate.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: BENEFICI PER I DIPENDENTI E PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.
Normalmente, il valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti varia in funzione delle c.d. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.
Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione caratterizzano inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione. Maggiori dettagli in merito ai piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono forniti nella nota n. 30 - Costi.

STRUMENTI DI EQUITY

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio dei piani di incentivazione azionaria e del Piano di Azionariato Diffuso, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

OBBLIGAZIONI IBRIDE

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole[20]. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo o come interessenza di terzi quando tali strumenti sono emessi da società controllate (v. punto "Imprese controllate"); di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

20 Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

I ricavi da contratti con la clientela sono rilevati al soddisfacimento della relativa performance obligation, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale, il GNL e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio;
- per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute.
I ricavi sono rilevati per l'ammontare del di corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi.
In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.
Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.
Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché di stime interne sui consumi della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi e suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo, sia su stime dei consumi della clientela. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

COSTI DI EMISSIONE CO_2

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, spot o forward, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I diritti di emissione acquistati con finalità di negoziazione sono rilevati tra le rimanenze. I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione

iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori contabili delle attività e delle passività e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.
In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.
In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite".
Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: IMPOSTE SUL REDDITO

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.
La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.
Inoltre, la necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.
Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato alla data di valutazione (c.d. exit price).
Le attività e passività valutate al fair value sono classificate secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività;
b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente o indirettamente;
c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: FAIR VALUE

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 Schemi di bilancio

Gli schemi di bilancio sono analoghi a quelli adottati nell'esercizio precedente.

3 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche agli IFRS, efficaci a partire dal 1° gennaio 2025, non hanno prodotto effetti significativi.

4 Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2025/1047 emesso dalla Commissione Europea in data 27 maggio 2025, sono state omologate le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Modifiche alla classificazione e alla valutazione degli strumenti finanziari" volte, sostanzialmente, a chiarire il timing dell'eliminazione contabile di passività finanziarie regolate tramite sistemi di pagamento elettronici e a fornire chiarimenti in merito alla classificazione delle attività finanziarie con caratteristiche ambientali, sociali e di governance (ad es. sustainability bond). Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.
Con il Regolamento n. 2025/1266 emesso dalla Commissione Europea in data 30 giugno 2025, sono state omologate le modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 "Contratti collegati all'energia elettrica dipendente dalla natura" volte, sostanzialmente a: (i) chiarire l'utilizzo della "own-use exemption" per i contratti di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili; e (ii) consentire, al soddisfacimento di determinate condizioni, la designazione di una copertura cash flow hedge in presenza di contratti di acquisto o vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili (regolabili su base netta). Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1°gennaio 2026.
Con il Regolamento n. 2025/1331 emesso dalla Commissione Europea in data 9 luglio 2025, è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti ai Principi contabili IFRS — Volume 11" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Tali modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2026.

Con il Regolamento n. 2026/338 emesso dalla Commissione Europea in data 13 febbraio 2026, è stato omologato l'IFRS 18 "Presentazione e informativa di bilancio", che sostituisce lo IAS 1. Al fine di aumentare la comparabilità e la trasparenza delle informazioni, l'IFRS 18:

a) richiede la suddivisione del conto economico in 5 sezioni (operativa, di investimento, di finanziamento, imposte sul reddito e discontinued operation) e la presentazione obbligatoria del risultato operativo e del risultato ante gestione finanziaria e imposte sul reddito;
b) con riferimento al rendiconto finanziario: (a) richiede generalmente la presentazione dei dividendi e interessi pagati nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento; (b) prevede la rappresentazione, in linea generale, dei dividendi e interessi incassati nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento; (c) identifica il "risultato operativo" quale punto di partenza per l'applicazione del metodo indiretto ai fini della presentazione del flusso di cassa da attività operativa;
c) integra le disclosure della nota integrativa prevedendo la rappresentazione di misure di performance gestionali economiche (cd management performance measure) corredate di apposite disclosure e riconciliazioni con i risultati parziali del conto economico;
d) rafforza la guidance in merito all'aggregazione e disaggregazione delle informazioni presentate negli schemi e nelle note illustrative.

Le disposizioni dell'IFRS 18 saranno in vigore a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027 con necessità di riesposizione dei valori degli esercizi posti a confronto.
Nel corso dell'esercizio 2025, sono state avviate le attività di analisi per l'identificazione degli ambiti interessati dalle nuove disposizioni e dei relativi impatti.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 13 novembre 2025, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 21 "Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency" volte a chiarire le modalità con le quali tradurre i bilanci da una valuta non iperinflazionata ad una iperinflazionata. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2027.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili di recente emanazione di cui sopra e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 Business combination e altre transazioni significative

ACQUISIZIONI

Plenitude

Il 22 dicembre 2025 Plenitude ha finalizzato l'acquisizione d a Neoen, di un portafoglio di 52 impianti di generazione rinnovabile in esercizio e di un accumulo statico per un totale di circa 760 MW di capacità installata dislocati su tutto il territorio francese per il corrispettivo di €234 milioni con l'acquisizione di: (i) attività correnti e non correnti per €1.040 milioni; (ii) indebitamento finanziario netto per €724 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €38 milioni; (iii) passività correnti e non correnti per €82 milioni. In caso di controllate acquisite esclusivamente con la finalità di vendita/conferimento, il Gruppo, in applicazione del cd. short cut method, non effettua un consolidamento integrale delle singole attività e passività, ma evidenzia, nello stato patrimoniale, in maniera distinta, le attività e passività oggetto di futura cessione/conferimento. Le informazioni relative all'allocazione definitiva del prezzo di acquisto delle business combination effettuate nel 2024 sono fornite nella nota 27 - Altre informazioni.

DISINVESTIMENTI

Corporate e altre attività

Il 18 dicembre 2025 Eni ha finalizzato la cessione del 49,99% del capitale sociale di Eni CCUS Holding Ltd al fondo di private equity Global Infrastructure Partners (GIP). Eni CCUS Holding Ltd svolge il ruolo di holding delle partecipazioni nelle società operative del business CCUS controllando al 100% Liverpool Bay CCS Ltd, Eni Netherlands CCUS BV, Bacton CCS Ltd e Eni Tellus CCS Ltd. L'operazione ha comportato l'esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette di €222 milioni, di cui altre attività finanziarie correnti di €45 milioni e disponibilità liquide ed equivalenti di €40 milioni, il realizzo di una plusvalenza di €46 milioni e la rivalutazione al fair value della quota mantenuta di €27 milioni. In base agli accordi tra i soci è stato costituito il controllo congiunto dell'entità post cessione.
I valori patrimoniali relativi alle cessioni effettuate nel 2025 sono riportati nella seguente tabella.

(€ milioni)	Cessione Eni CCUS Holding Ltd	Altre cessioni	**Totale**
Disponibilità liquide ed equivalenti	40		40
Altre attività finanziarie correnti	45		45
Altre attività	84	1	85
Totale attività correnti	**169**	**1**	**170**
Immobili, impianti e macchinari	222	2	224
Attività per imposte anticipate	5		5
Altre attività	428		428
Totale attività non correnti	**655**	**2**	**657**
TOTALE ATTIVITÀ	**824**	**3**	**827**
Passività finanziarie			
Altre passività	190	1	191
Totale passività correnti	**190**	**1**	**191**
Passività finanziarie	407		407
Altre passività	5		5
Totale passività non correnti	**412**		**412**
TOTALE PASSIVITÀ	**602**	**1**	**603**
Totale patrimonio netto di Eni	222	2	224
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**222**	**2**	**224**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**824**	**3**	**827**

6 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €8.100 milioni (€8.183 milioni al 31 dicembre 2024) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €5.304 milioni (€4.816 milioni al 31 dicembre 2024) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore, valutati al costo ammortizzato e con expected credit loss non significativa.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in dollari USA per €4.713 milioni e in euro per €2.607 milioni (rispettivamente, €5.269 milioni e €2.402 milioni al 31 dicembre 2024) e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di €1 milione (€54 milioni al 31 dicembre 2024) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 10 giorni con un tasso di interesse effettivo del 3,92% per i depositi in dollari USA (€2.934 milioni) e di 7 giorni con un tasso di interesse effettivo del 2,21% per i depositi in euro (€1.923 milioni).

7 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	734	965
Altri titoli	6.168	5.474
	6.902	**6.439**
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	89	358
	89	**358**
	6.991	**6.797**

Le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato (strette creditizie, crisi finanziarie e altri shock macroeconomici o settoriali), per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €579 milioni (€738 milioni al 31 dicembre 2024).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	4.458	4.230
Dollaro USA	2.444	2.209
	6.902	**6.439**
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro		162
Dollaro USA	89	196
	89	**358**
	6.991	**6.797**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

(€ milioni)	Valore Nominale	Fair Value	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	56	57	Baa2	BBB+
Stati Uniti d'America	483	481	Aa1	AA+
Francia	65	65	Aa3	A+
Altri[a]	125	124	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB-
	729	**727**		
Tasso variabile				
Italia	7	7	Baa2	BBB+
	7	**7**		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	**736**	**734**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.909	2.940	da Aaa a Ba2	da AAA a BB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.086	1.098	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	355	363	da Aaa a Ba1	da AAA a BB+
	4.350	**4.401**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	608	612	da Aa2 a Ba1	da AA a BB+
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	867	873	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB
Altri titoli	280	282	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	1.755	**1.767**		
Totale Altri titoli	**6.105**	**6.168**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**6.841**	**6.902**		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	**85**	**89**	da Aaa a Baa1	da AAA a BBB+
	6.926	**6.991**		

(a) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund.
Per le Attività finanziarie destinate al trading la gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.297 milioni e di livello 2 per €605 milioni; per le Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico la gerarchia del fair value è di livello 2 per l'intero ammontare. Nel corso dell'esercizio 2025 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

8 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Crediti commerciali	8.986	12.562
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.238	1.754
Crediti per attività di disinvestimento	209	527
Crediti verso altri	2.003	2.058
Totale al netto del fondo svalutazione	**12.436**	**16.901**

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Il decremento dei crediti commerciali di €3.576 milioni è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio e Power per €1.621 milioni, al settore Exploration & Production per €903 milioni e alla linea di business Plenitude per €821 milioni. Il decremento relativo al settore Global Gas & LNG Portfolio & Power e alla linea di business Plenitude risente della diminuzione dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto diminuire il valore nominale dei crediti; il decremento del settore Exploration & Production è dovuto all'attività di trading di greggi, parte del reporting segment, per effetto prezzo e per le azioni di ottimizzazione del circolante.

Nell'ordinaria gestione del capitale circolante, Eni esegue operazioni di cessione pro-soluto di crediti prevalentemente commerciali con scadenza 2026. L'ammontare delle operazioni poste in essere nel 2025 è aumentato di €420 milioni rispetto al 31 dicembre 2024.

I crediti commerciali includono €498 milioni relativi alle forniture di idrocarburi da produzioni equity verso società petrolifere di Stato dell'Egitto (€1.256 milioni al 31 dicembre 2024). Nel corso dell'esercizio è stato registrato un significativo ridimensionamento dello scaduto grazie al completamento del piano di regolarizzazione concordato con le Autorità del Paese nel 2024 sul saldo outstanding a quella data. Il fondo svalutazione corrispondente all'ammontare recuperato tramite il piano di recupero è stato interamente riversato a conto economico.

Il decremento dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione di €516 milioni riguarda i crediti per chiamate fondi ai partner di Eni nei progetti operati.

I crediti verso altre controparti sono relativi: (i) per €881 milioni (€690 milioni al 31 dicembre 2024) al valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV SA, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. Il valore recuperabile (valore nominale di $2.300 milioni pari a €1.956 milioni, esclusi gli interessi maturati) è stimato attualizzando il flusso atteso di rimborsi, scontato al costo del capitale del settore E&P, rettificato del fattore di rischio paese specifico del Venezuela (WACC adjusted). L'incremento comprende l'aggiornamento della stima di recuperabilità dei crediti e riflette un contesto di sostanziale cessazione dei rimborsi in-kind nel corso del 2025 per effetto della revoca delle autorizzazioni da parte delle Autorità USA. La valutazione del bilancio 2025 ha tenuto conto dei recenti sviluppi nel Paese agli inizi 2026 e delle iniziative intraprese dagli USA con emissione di nuove «general licences». 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; (ii) per €404 milioni (€362 milioni al 31 dicembre 2024) gli acconti per servizi e verso fornitori; (iii) i crediti in essere al 31 dicembre 2024 di €243 milioni relativi agli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale sono stati compensati con il debito per la relativa fornitura.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro per €6.880 milioni e in dollari USA per €5.178 milioni (rispettivamente €9.173 milioni e €7.270 milioni al 31 dicembre 2024).

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Clienti Plenitude	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
31 dicembre 2025						
Clienti business	1.846	4.240	250	942		7.278
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	226	589	258	2.655		3.728
Altre controparti	1.471	246	12	349	1.978	4.056
Valore lordo	**3.543**	**5.075**	**520**	**3.946**	**1.978**	**15.062**
Fondo svalutazione	(8)	(18)	(12)	(2.034)	(554)	(2.626)
Valore netto	**3.535**	**5.057**	**508**	**1.912**	**1.424**	**12.436**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,2	0,4	2,3	51,5	28,0	17,4
31 dicembre 2024						
Clienti business	3.545	5.138	253	700		9.636
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	369	733	214	3.503		4.819
Altre controparti	1.505	610	1	255	2.860	5.231
Valore lordo	**5.419**	**6.481**	**468**	**4.458**	**2.860**	**19.686**
Fondo svalutazione	(10)	(27)	(12)	(2.162)	(574)	(2.785)
Valore netto	**5.409**	**6.454**	**456**	**2.296**	**2.286**	**16.901**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,2	0,4	2,6	48,5	20,1	14,1

I crediti in default relativi alla National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni comprendono i crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV SA esposti al valore recuperabile.

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei partner in joint venture della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono riviste periodicamente per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Plenitude sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

(€ milioni)	Non scaduti	Scaduti				Totale
		da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	
31 dicembre 2025						
Clienti Plenitude:						
- Retail	812	91	51	127	281	1.362
- Middle	385	15	2	8	105	515
- Altri	96	3	1	1		101
Valore lordo	**1.293**	**109**	**54**	**136**	**386**	**1.978**
Fondo svalutazione	(46)	(25)	(40)	(95)	(348)	(554)
Valore netto	**1.247**	**84**	**14**	**41**	**38**	**1.424**
Expected loss (%)	3,6	22,9	74,1	69,9	90,2	28,0
31 dicembre 2024						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.573	114	60	127	219	2.093
- Middle	470	16	4	17	132	639
- Altri	123	2	1	1	1	128
Valore lordo	**2.166**	**132**	**65**	**145**	**352**	**2.860**
Fondo svalutazione	(74)	(38)	(45)	(99)	(318)	(574)
Valore netto	**2.092**	**94**	**20**	**46**	**34**	**2.286**
Expected loss (%)	3,4	28,8	69,2	68,3	90,3	20,1

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Fondo svalutazione iniziale	**2.785**	**2.338**
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	150	136
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	117	243
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(21)	(85)
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in default	(416)	(324)
Altre variazioni	11	477
Fondo svalutazione finale	**2.626**	**2.785**

Il fondo svalutazione è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €2.775 milioni (€3.292 milioni al 31 dicembre 2024), che includono depositi, polizze assicurative, fidejussioni e garanzie bancarie.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti alla linea di business Plenitude per €112 milioni (€92 milioni nel 2024) e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €75 milioni (€150 milioni nel 2024) e riguardano principalmente i crediti per le forniture d'idrocarburi a società di stato e chiamate fondi nei confronti dei partner in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Refining per €17 milioni; (iii) alla linea di business Plenitude per €9 milioni (€64 milioni nel 2024).

I rilasci su crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €437 milioni sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €265 milioni; (ii) alla linea di business Plenitude per €138 milioni; (iii) alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €8 milioni sostanzialmente a seguito della riduzione delle esposizioni creditizie per le migliorate condizioni di mercato.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Accantonamenti al fondo svalutazione	(267)	(379)	(502)
Perdite nette su crediti	(117)	(57)	(98)
Rilasci per esubero	373	268	351
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	**(11)**	**(168)**	**(249)**

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

9 Rimanenze e rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.001	1.436
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.288	1.721
Prodotti semilavorati, finiti e merci	2.816	3.092
Altre	38	10
Totale rimanenze correnti	**5.143**	**6.259**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.

I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferite al settore Exploration & Production per €1.257 milioni (€1.685 milioni al 31 dicembre 2024).

I prodotti semilavorati, finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €2.141 milioni (€2.164 milioni al 31 dicembre 2024) e prodotti chimici per €617 milioni (€742 milioni al 31 dicembre 2024).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €656 milioni (€567 milioni al 31 dicembre 2024).

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.187 milioni (€1.595 milioni al 31 dicembre 2024), sono possedute da società italiane per €1.165 milioni (€1.575 milioni al 31 dicembre 2024) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

10 Attività e passività per imposte sul reddito

	31 dicembre 2025				31 dicembre 2024			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	539	125	343	40	695	129	587	40

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 33 – Imposte sul reddito.

Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €28 milioni (€34 milioni al 31 dicembre 2024).

11 Altre attività e passività

	31 dicembre 2025				31 dicembre 2024			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	791	81	827	146	874	88	1.921	153
Passività da contratti con la clientela			788	520			552	655
Attività e passività relative ad altre imposte	919	24	1.589	47	850	147	1.749	48
Altre	2.233	2.734	835	2.677	1.938	3.776	827	3.593
	3.943	**2.839**	**4.039**	**3.390**	**3.662**	**4.011**	**5.049**	**4.449**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €763 milioni, di cui €746 milioni correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€847 milioni al 31 dicembre 2024, di cui €711 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, efficientamento energetico e simili per €1.412 milioni correnti (€1.210 milioni al 31 dicembre 2024) e €1.570 milioni non correnti (€2.298 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) attività verso un operatore italiano per €550 milioni (€732 milioni al 31 dicembre 2024) in relazione all'accordo sulla ripartizione dei costi ambientali pregressi e futuri sostenuti da Eni per le attività svolte o in corso presso alcuni siti nazionali gestiti in passato congiuntamente dai due partner; (iii) le posizioni di underlifting correnti del settore Exploration & Production di €199 milioni (€318 milioni al 31 dicembre 2024); (iv) crediti non correnti per attività di disinvestimento di €169 milioni (€144 milioni al 31 dicembre 2024); (v) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €2 milioni e oltre i 12 mesi per €85 milioni (rispettivamente €3 milioni e €295 milioni al 31 dicembre 2024).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €496 milioni (€486 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) buoni carburanti elettronici prepagati per €346 milioni (€331 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) acconti e anticipi

ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €227 milioni (€65 milioni al 31 dicembre 2024); (iv) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €44 milioni (€218 milioni al 31 dicembre 2024), di cui correnti per €12 milioni (€55 milioni al 31 dicembre 2024).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2025 sono indicati alla nota n. 29 – Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €811 milioni (€895 milioni al 31 dicembre 2024) e passività per Iva per €384 milioni (€405 milioni al 31 dicembre 2024).

Le altre passività comprendono: (i) debiti non correnti verso le società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €1.422 milioni (€2.104 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) passività correnti per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €267 milioni (€396 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) il diritto protettivo del valore dell'investimento riconosciuto da Eni al fondo EIP, socio di minoranza di Plenitude, a seguito della sottoscrizione nel marzo 2024 di un aumento di capitale riservato di €588 milioni e nel marzo 2025 di un aumento di capitale riservato di €209 milioni, sotto forma di un impegno di riacquisto della partecipazione a un valore minimo che consenta al fondo di rimborsare i debiti finanziari contratti per l'operazione. Il valore d'iscrizione della put è pari al valore attuale dell'impegno massimo di Eni di €541 milioni (€392 milioni al 31 dicembre 2024). La scadenza è nel 2027; (iv) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine per €57 milioni (€303 milioni al 31 dicembre 2024); (v) passività per attività d'investimento per €49 milioni (€96 milioni al 31 dicembre 2024).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

12 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	**Totale**
2025							
Valore iniziale netto	**1.142**	**38.229**	**4.491**	**1.742**	**11.296**	**2.964**	**59.864**
Investimenti	24	70	532	384	6.080	1.612	8.702
Capitalizzazione ammortamenti				8	259		267
Ammortamenti[a]	(60)	(5.295)	(614)				(5.969)
Svalutazioni	(10)	(822)	(225)		(307)	(374)	(1.738)
Riprese di valore		30	109		24	42	205
Radiazioni			(1)	(13)		(2)	(16)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(4.092)	(132)	(178)	(1.065)	(24)	(5.493)
Rilevazione iniziale e variazione stima	(2)	75	11	(8)	174	29	279
Variazione dell'area di consolidamento	10		5			(224)	(209)
Trasferimenti	40	7.382	815	(128)	(7.254)	(855)	
Altre variazioni	(5)	(2.023)	(317)	(258)	(3.261)	508	(5.356)
Valore finale netto	**1.137**	**33.554**	**4.674**	**1.549**	**5.946**	**3.676**	**50.536**
Valore finale lordo	4.444	115.147	33.421	1.549	8.355	6.276	169.192
Fondo ammortamento e svalutazione	3.307	81.593	28.747		2.409	2.600	118.656
2024							
Valore iniziale netto	**1.111**	**37.421**	**4.588**	**1.568**	**9.682**	**1.929**	**56.299**
Investimenti	31	20	255	419	5.546	1.728	7.999
Capitalizzazione ammortamenti				28	260		288
Ammortamenti[a]	(57)	(5.668)	(575)				(6.300)
Svalutazioni	(9)	(1.705)	(371)		(669)	(382)	(3.136)
Riprese di valore		107	92		74	30	303
Radiazioni		(1)	(1)	(414)	(5)	(1)	(422)
Differenze di cambio da conversione	1	2.071	49	91	554	8	2.774
Rilevazione iniziale e variazione stima		35	6	(4)	62	(2)	97
Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate	12	1.314	3	97	1.090	70	2.586
Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite	(1)	(822)	(17)	(25)	(486)		(1.351)
Trasferimenti	47	6.865	566	(6)	(6.859)	(613)	
Altre variazioni	7	(1.408)	(104)	(12)	2.047	197	727
Valore finale netto	**1.142**	**38.229**	**4.491**	**1.742**	**11.296**	**2.964**	**59.864**
Valore finale lordo	4.412	139.117	33.226	1.742	14.589	5.490	198.576
Fondo ammortamento e svalutazione	3.270	100.888	28.735		3.293	2.526	138.712

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €120 milioni (€220 milioni nel 2024), riferiti al settore Exploration & Production per €76 milioni (€173 milioni nel 2024), determinati utilizzando un tasso d'interesse medio del 3,2% (3,5% al 31 dicembre 2024).
Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €6.666 milioni (€6.033 milioni nel 2024).
Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari nell'ambito di supplier financing arrangement che hanno comportato la classificazione del relativo debito come finanziario sono stati rilevati tra le Altre variazioni (€1.371 milioni).
Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.
Gli ammortamenti diversi da quelli degli impianti oil&gas, relativi alle bioraffinerie, impianti petrolchimici, centrali termoelettriche, sistemi fotovoltaici o eolici e altre attività ausiliarie sono calcolati a quote costanti, in base alla vita economico-tecnica. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto all'esercizio 2024.

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	3 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Gli impianti impiegati nell'estrazione e trattamento degli idrocarburi sono ammortizzati secondo la metodologia UOP, utilizzando come base di calcolo le riserve certe stimate secondo i criteri della US Securities & Exchange Commission "SEC" nonché volumi di riserve non certe nel caso di impianti utilizzati in progetti di sviluppo per fasi o common facilities (v. nota n. 1 – Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi, sezione Criteri di valutazione – Attività mineraria – Ammortamento UOP). I piani di produzione associati agli asset esistenti comportano il progressivo esaurimento delle "riserve certe SEC" iscritte alla data di bilancio nonché degli ulteriori volumi di riserve non certe, che si prevede saranno prodotte entro circa tredici anni.
Le svalutazioni nette delle attività materiali hanno riguardato: (i) proprietà oil&gas in Congo (€332 milioni) e Costa d'Avorio (€179 milioni) il cui valore è stato allineato al prezzo di vendita nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio E&P nonché proprietà oil&gas in Italia, Turkmenistan, Emirati Arabi Uniti e USA in relazione a revisioni di riserve e scenario prezzi (complessivi €564 milioni); (ii) investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU del settore raffinazione e della chimica tradizionale svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività nonché alcuni impianti di produzione di polietilene a causa dello strutturale deterioramento dei margini (€413 milioni). Tra il 2023 e il 2025 Eni ha svalutato la totalità degli impianti petrolchimici legati al ciclo tradizionale a causa del deterioramento delle condizioni di mercato, degli svantaggi competitivi dell'industria europea a causa dei più elevati costi operativi ed energetici rispetto alle altre geografie e della crescente pressione competitiva da parte di produttori con maggiore scala e minori costi di input in un quadro di sovracapacità globale. È in corso un piano di trasformazione e di riconversione industriale del settore chimico Eni che farà leva sulle tecnologie proprietarie e sullo sviluppo di linee di business redditizie come la biochimica, la chimica da riciclo e il compounding, che comporterà la ristrutturazione o la chiusura dei siti tradizionali non più competitivi.
Maggiori informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore del settore oil&gas sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.
Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese consolidate con moneta funzionale dollaro USA per €5.445 milioni.
La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento delle stime dei costi di abbandono, dell'avvio di nuovi progetti parzialmente e dal decremento dei tassi di attualizzazione, in particolare del dollaro USA.
La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €222 milioni alla cessione del controllo della società Eni CCUS Holding Ltd. Maggiori informazioni sull'operazione sono fornite alla nota n. 5 – Business combination e altre transazioni significative.
Le altre variazioni comprendono: (i) la cessione degli asset oil&gas in Costa d'Avorio per €1.160 milioni; (ii) la riclassifica ad attività destinate alla vendita di asset oil&gas del valore di libro di €5.850 milioni, in Indonesia ed Emirati Arabi Uniti oggetto di business combination non monetarie con altri operatori e creazione di nuove entità valutate all'equity, nonché in Congo e Costa d'Avorio in relazione ai disinvestimenti in corso. I valori d'iscrizione di tali porzioni di undivided properties sono stati allineati al previsto fair value di vendita. Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 25 – Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.
I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €6.280 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Kazakhstan, Indonesia, Italia, Algeria e Messico.
Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €13 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati/valutati d'insuccesso, relativi in particolare ad iniziative in Oman, Algeria e Nigeria.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.441 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €108 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	**1.662**	**1.391**	**1.085**
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	347	485	834
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio	(11)	(362)	(388)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(128)	(4)	(72)
Cessioni	(79)	(7)	(3)
Variazione dell'area di consolidamento		76	
Differenze cambio da conversione	(167)	83	(40)
Altre variazioni	(183)		(25)
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	**1.441**	**1.662**	**1.391**

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2025		2024		2023	
	(€ milioni)	**(Numero pozzi in quota Eni)**	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	218	5,8	253	4,4	417	7,9
- da 1 a 3 anni	419	8,3	604	11,3	347	6,1
- oltre 3 anni	804	16,0	805	18,2	627	14,5
	1.441	**30,1**	**1.662**	**33,9**	**1.391**	**28,5**
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	218	5,8	253	4,4	417	7,9
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	826	13,3	1.053	16,1	804	14,0
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	397	11,0	356	13,4	170	6,6
	1.441	**30,1**	**1.662**	**33,9**	**1.391**	**28,5**

I costi dei progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi si riferiscono a 10 permessi per i quali sono tutt'ora in corso le valutazioni dei risultati del drilling eseguito.

I costi dei pozzi relativi ai progetti con delineazione in corso si riferiscono per circa €520 milioni a 9 permessi per i quali sono in corso studi e negoziazioni per consentire il passaggio alle fasi successive del progetto, mentre per il rimanente valore si riferiscono a 5 permessi in cui le attività di drilling sono in corso o sono pianificate nel prossimo futuro.

I progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento si riferiscono a iniziative principalmente in Congo, Nigeria e Emirati Arabi Uniti.

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Italia	Indonesia	Paesi Bassi	Tunisia	Australia	Totale
2025												
Valore iniziale	**16**	**981**	**77**	**187**	**3**	**445**	**2**	**848**	**120**			**2.679**
Investimenti		27		63				115		7	3	215
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(4)		(36)			(22)	(2)		(8)			(72)
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(20)		(100)		(54)		(804)	(88)			(1.066)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(3)	(114)	(8)	(20)	(1)	(137)		(124)			19	(388)
Valore finale	**9**	**874**	**33**	**130**	**2**	**232**		**35**	**24**	**7**	**22**	**1.368**
2024												
Valore iniziale	**429**	**924**	**23**	**215**	**2**	**475**	**2**	**89**				**2.159**
Investimenti					15			709	120			844
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(421)		74		(5)							(352)
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(2)	(24)	(40)	(9)	(58)						(133)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	8	59	4	12		28		50				161
Valore finale	**16**	**981**	**77**	**187**	**3**	**445**	**2**	**848**	**120**			**2.679**

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario relativo al Blocco 245 in fase di pre-sviluppo nell'offshore della Nigeria (OPL 245), il cui periodo esplorativo è scaduto l'11 maggio 2021. Il valore d'iscrizione di €1.141 milioni comprende €835 milioni a titolo di prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% del permesso e i successivi costi di ricerca e di pre-sviluppo capitalizzati. Concluse con esito favorevole per Eni tutte le complesse vicende giudiziarie relative a presunti reati di corruzione internazionale in merito all'assegnazione della licenza, l'arbitrato ICSID promosso da Eni nei confronti del Governo Federale della Nigeria per far valere il diritto alla conversione in titolo di sviluppo è stato sospeso d'intesa tra le parti per negoziare un accordo dei termini economici del progetto di sviluppo delle riserve della licenza. L'accordo è stato firmato agli inizi di marzo 2026 con rinuncia delle parti a tutte le pretese pendenti relative all'asset compreso il procedimento arbitrale. La stima del valore recuperabile dell'asset, determinata sulla base dei nuovi termini economici negoziati per lo sviluppo delle riserve, conferma la tenuta del valore di libro.

La riclassifica a proved mineral interest degli unproved mineral interest si riferisce principalmente all'Indonesia a seguito della decisione finale d'investimento di alcuni progetti con conseguente iscrizione delle riserve certe.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €20.250 milioni (€22.205 milioni al 31 dicembre 2024).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €270 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Enilive.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2024) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €99 milioni (€88 milioni al 31 dicembre 2024).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

13 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2025									
Valore iniziale netto	**2.606**	**419**	**1.005**	**452**	**36**	**487**	**21**	**796**	**5.822**
Incrementi		266	566	91	10	138	20	59	1.150
Ammortamenti (*)	(176)	(248)	(496)	(76)	(20)	(120)	(10)	(98)	(1.244)
Svalutazioni				(11)	(1)			(2)	(14)
Differenze di cambio da conversione	(295)	(32)	(14)	1		(10)		(36)	(386)
Altre variazioni	(1)	(53)	(44)	(7)	(2)	(3)	(5)	(29)	(144)
Valore finale netto	**2.134**	**352**	**1.017**	**450**	**23**	**492**	**26**	**690**	**5.184**
Valore finale lordo	2.844	1.309	2.490	954	101	1.142	53	999	9.892
Fondo ammortamento e svalutazione	710	957	1.473	504	78	650	27	309	4.708
2024									
Valore iniziale netto	**1.977**	**449**	**724**	**492**	**17**	**580**	**17**	**578**	**4.834**
Incrementi	630	294	690	59	53	52	19	317	2.114
Ammortamenti (*)	(146)	(342)	(391)	(79)	(22)	(132)	(14)	(73)	(1.199)
Svalutazioni			(4)	(21)	(10)			(5)	(40)
Differenze di cambio da conversione	145	19	5	(1)		7		18	193
Variazione dell'area di consolidamento		38				5	1	(2)	42
Altre variazioni		(39)	(19)	2	(2)	(25)	(2)	(37)	(122)
Valore finale netto	**2.606**	**419**	**1.005**	**452**	**36**	**487**	**21**	**796**	**5.822**
Valore finale lordo	3.217	1.235	2.095	873	97	1.067	57	1.049	9.690
Fondo ammortamento e svalutazione	611	816	1.090	421	61	580	36	253	3.868

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali e immateriali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €5.184 milioni è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €3.634 milioni (€4.266 milioni al 31 dicembre 2024) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO e piattaforme utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana, Area 1 in Messico e Baleine in Costa d'Avorio della durata compresa tra 11 e 15 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component e le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping; (ii) alla linea di business Enilive per €538 milioni (€519 milioni al 31 dicembre 2024) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni e stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, le locazioni di apparecchiature con architettura cloud EVS (Eni Virtual Station) per la gestione integrata delle stazioni di servizio e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €532 milioni (€476 milioni al 31 dicembre 2024) e riguarda principalmente i contratti di affitto di beni per l'attività di staff (immobili e informatica).

Gli incrementi sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €860 milioni e riguardano in particolare mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto oil&gas per €535 milioni, di cui €115 milioni della Eni Trade & Biofuels SpA e il noleggio di "rig" di perforazione per €266 milioni. I principali contratti riguardano asset in Congo, Italia e Messico; (ii) alla linea di business Enilive per €141 milioni e riguardano in particolare nuovi contratti ed estensione di contratti esistenti relativi a concessioni autostradali, locazione terreni e stazioni di servizio e al parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €122 milioni e riguardano in particolare a proroghe dei contratti di locazione di immobili in Italia per €94 milioni.

I contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano essenzialmente un contratto dal valore nominale di €331 milioni relativo alla locazione di uffici in Italia della durata di 20 anni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga o risoluzione in essere al 31 dicembre 2025 di: (i) contratti di asset a servizio del business upstream per €830 milioni; (ii) contratti di locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €153 milioni; (iii) contratti di locazione di immobili ad uso uffici in Italia per €166 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2025			
Valore iniziale	**1.279**	**5.174**	**6.453**
Incrementi		1.150	1.150
Decrementi	(1.240)	(10)	(1.250)
Differenze di cambio da conversione	(73)	(349)	(422)
Altre variazioni	1.297	(1.528)	(231)
Valore finale	**1.263**	**4.437**	**5.700**
2024			
Valore iniziale	**1.128**	**4.208**	**5.336**
Incrementi		2.109	2.109
Decrementi	(1.194)	(11)	(1.205)
Differenze di cambio da conversione	36	175	211
Variazione dell'area di consolidamento	35	15	50
Altre variazioni	1.274	(1.322)	(48)
Valore finale	**1.279**	**5.174**	**6.453**

La passività per beni in leasing è riferibile per €761 milioni (€616 milioni al 31 dicembre 2024) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.
Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €1.250 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €324 milioni.
La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.788 milioni e in euro per €1.703 milioni (rispettivamente, €4.510 milioni e €1.723 milioni al 31 dicembre 2024).
Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.
I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Altri ricavi e proventi			
Proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	22	14	17
	22	**14**	**17**
Acquisti, prestazioni e costi diversi			
Oneri da remeasurement delle passività per beni in leasing	2	3	3
Leasing di breve durata	69	81	59
Leasing di modico valore	39	37	37
Canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	24	22	20
Incrementi per lavori interni - attività materiali	(4)	(5)	(5)
	130	**138**	**114**
Ammortamenti, svalutazioni nette e radiazioni			
Ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	1.244	1.199	973
Capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali e immateriali	(260)	(277)	(199)
Svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	14	40	41
Riprese di valore diritto di utilizzo beni in leasing	(2)	(4)	(5)
Radiazioni diritto di utilizzo beni in leasing		3	
	996	**961**	**810**
Proventi (oneri) finanziari			
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(348)	(314)	(267)
Oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	7	17	11
Differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	62	(36)	19
	(279)	**(333)**	**(237)**

14 Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
2025							
Valore iniziale netto	**534**	**397**	**2.310**	**3.241**	**3.167**	**26**	**6.434**
Investimenti	7	14	506	527			527
Capitalizzazione ammortamenti			6	6			6
Ammortamenti[a]	(4)	(98)	(307)	(409)			(409)
Svalutazioni			(45)	(45)			(45)
Riprese di valore			8	8			8
Radiazioni	(17)			(17)			(17)
Variazione dell'area di consolidamento			(428)	(428)	2		(426)
Differenze di cambio da conversione	(54)		(21)	(75)			(75)
Altre variazioni	(20)	39	5	24	(5)		19
Valore finale netto	**446**	**352**	**2.034**	**2.832**	**3.164**	**26**	**6.022**
Valore finale lordo	869	2.215	5.235	8.319			
Fondo ammortamento e svalutazione	423	1.863	3.201	5.487			
2024							
Valore iniziale netto	**663**	**450**	**2.107**	**3.220**	**3.133**	**26**	**6.379**
Investimenti	14	31	441	486			486
Capitalizzazione ammortamenti			4	4			4
Ammortamenti[a]	(6)	(98)	(289)	(393)			(393)
Svalutazioni	(10)		(12)	(22)	(9)		(31)
Radiazioni	(153)		(2)	(155)			(155)
Variazione dell'area di consolidamento			73	73	36		109
Differenze di cambio da conversione	31		12	43			43
Altre variazioni	(5)	14	(24)	(15)	7		(8)
Valore finale netto	**534**	**397**	**2.310**	**3.241**	**3.167**	**26**	**6.434**
Valore finale lordo	1.197	2.166	5.190	8.553			
Fondo ammortamento e svalutazione	663	1.769	2.880	5.312			

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fino a quando è confermato il committment del management nell'iniziativa. Gli investimenti dell'anno riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi principalmente in Costa d'Avorio.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Diritti esplorativi proved	61	79
Diritti esplorativi unproved	385	455
	446	**534**

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €17 milioni sono riferite all'abbandono delle iniziative sottostanti.

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita è riferita alla cessione del controllo della società Eni CCUS Holding Ltd. Maggiori informazioni sull'operazione sono fornite alla nota n. 5 – Business combination e altre transazioni significative.

Le altre attività immateriali riguardano: (i) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €1.096 milioni (€1.154 milioni al 31 dicembre 2024) di cui €891 milioni relativi alla linea di business Plenitude essenzialmente per attività connesse a fonti di energia rinnovabili (€898 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) attività per acquisizione di clientela della linea di business Plenitude di €469 milioni (€412 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) customer relationship per €75 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject da parte della linea di business Chimica (€84 milioni al 31 dicembre 2024).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto all'esercizio 2024:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	17 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	3 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.642 milioni.

Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Plenitude	2.916	2.916
Enilive	116	121
Chimica	119	117
Altri	13	13
	3.164	**3.167**

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita all'entrata nell'area di consolidamento della società Tecnofilm SpA incorporata in corso d'anno dalla società Finproject SpA.
Le altre variazioni relative al goodwill riguardano l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2024 la cui allocazione era stata effettuata su basi provvisorie (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Altre informazioni).
I contributi portati a decremento delle attività immateriali ammontano a €8 milioni (€37 milioni al 31 dicembre 2024).
Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.
La linea di business Plenitude è attiva nella commercializzazione retail di gas naturale ed energia elettrica, nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella gestione di una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici. Plenitude ha fatto diverse acquisizioni in ciascuna delle suddette attività che hanno portato alla rilevazione di valori significativi di goodwill.
Il goodwill allocato al business di vendita retail di gas naturale ed energia elettrica è pari a €1.220 milioni ed è stato sottoposto a test di recuperabilità creando un'unica CGU che copre tutti i mercati europei in cui Plenitude è attiva, considerando le sinergie cross-market e da integrazione geografica. In sede di impairment test la CGU Retail conferma la tenuta del valore di libro del goodwill. La recuperabilità del valore di libro della CGU Retail, compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano industriale approvato dal management per il periodo 2026-2030 e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato rispetto al 2024. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio dei paesi di operatività, compresi in un intorno tra il 4,3% e il 4,8%, corrispondenti ad un range tra il 5,5% e il 6,6% pre-tax. Non vi sono allo stato ipotesi realistiche di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di circa €8 miliardi del valore d'uso della CGU Retail rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.
La linea di business Plenitude relativa alle energie rinnovabili comprende un goodwill di €978 milioni relativo alle operazioni di business combination eseguite in Italia e nei principali mercati europei di operatività (Spagna, Francia e Grecia). Ai fini del test di recuperabilità le attività sono state raggruppate per CGU omogenee, corrispondenti ad aree geografiche, avuto riguardo ad aspetti tecnici, economici e contrattuali. La recuperabilità del goodwill è stata valutata con riferimento al complesso delle CGU. L'impairment test per la verifica di recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato è stato eseguito sulla base del calcolo del valore d'uso attraverso il metodo dei flussi di cassa scontati che comprendono per i primi quattro anni di proiezione il piano aziendale approvato dal management; per gli anni successivi la proiezione coincide con la vita economico tecnica degli impianti utilizzando flussi di cassa normalizzati. I flussi di cassa sono stati determinati sulla base di previsioni di prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica stimate dal management, differenziate per area geografica; per l'Italia è stato assunto un

prezzo medio di circa 106 €/kWh nel piano industriale 2026-2030 e di circa 111 €/kWh nel lungo termine. I flussi di cassa sono stati attualizzati a WACC compresi tra il 5,5% e l'8,9%, corrispondenti ad un range tra il 7,0% e l'11,1% pre-tax. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €695 milioni si azzera in caso di incremento medio di 1,4% del WACC o di una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica di circa il 14%.

Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività mobilità elettrica di €718 milioni è riferito all'acquisizione avvenuta nel 2021 del 100% di Be Charge (oggi Plenitude On The Road) che è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica ed è stato valutato aggiornando il modello di valutazione dell'operazione. Tale goodwill è stato testato ai fini della recuperabilità sulla base del calcolo del valore d'uso attraverso le proiezioni dei flussi di cassa espliciti per 10 anni e, successivamente, proiezioni basate sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno normalizzato, utilizzando un tasso di crescita in termini nominali rischiato rispetto alle proiezioni sullo sviluppo del mercato dei veicoli elettrici fornite da primari provider di mercato. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC del 9,2%, corrispondenti al 12,8% pre-tax. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €1 miliardo si azzera in caso di incremento di 3,7% del WACC e rimarrebbe positivo pur ipotizzando un azzeramento del tasso di crescita.

15 Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione

Esposizione dei valori di bilancio al rischio transizione

La verifica di recuperabilità dei valori di libro delle cash generating unit (CGU) del settore oil&gas è la più importante delle stime contabili critiche utilizzate nella redazione del bilancio consolidato di Eni, in considerazione del peso relativo del capitale investito nel settore sul totale delle attività consolidate e dell'ampia soggettività nella determinazione dei valori.

I futuri flussi di cassa attesi associati all'utilizzo delle attività oil&gas sono stimati sulla base del giudizio e dell'apprezzamento che la Direzione esercita nella previsione di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi di lungo termine degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni dei costi operativi e di sviluppo, i volumi di riserve che saranno prodotti, il timing e i costi di decommissioning. Inoltre, la recuperabilità dei valori iscritti dipende dall'impegno della Direzione nella prosecuzione delle attività di sviluppo e dalle decisioni di capital allocation. La previsione dei prezzi degli idrocarburi incorpora le aspettative della Direzione sull'andamento della domanda e dell'offerta petrolifera nel medio-lungo termine, basata su assunzioni in merito a numerose variabili, quali: la crescita macroeconomica, l'evoluzione delle preferenze dei consumatori e del quadro normativo/politico degli Stati in materia di tutela dell'ambiente e contrasto al cambiamento climatico, il ritmo della transizione energetica, il ruolo delle tecnologie, nonché i piani produttivi delle compagnie petrolifere indipendenti e il ruolo dell'alleanza dei produttori dell'OPEC+. Le previsioni di prezzo dell'Eni sono oggetto di benchmark con le view di banche d'affari e di consulenti energetici. Le previsioni di prezzo a breve termine considerano inoltre i fattori di rischio e incertezza dello scenario economico e politico globale (la crisi in corso in Medio Oriente e altri rischi macroeconomici quali l'impatto delle dispute commerciali internazionali e altri fattori).

I rischi connessi alla transizione energetica sono stati incorporati nel test di recuperabilità dei valori contabili delle CGU oil&gas, inclusa la valutazione degli asset esplorativi e degli interessi minerari non-proved. Considerato che la transizione potrebbe avere significativi effetti sui valori recuperabili degli attivi e sulle future capitalizzazioni, la Società ha adottato rigorosi criteri di selezione degli investimenti basati su robusti processi di valutazione della redditività e di autorizzazione manageriale per mitigare i rischi di avere riserve non producibili economicamente in futuro "stranded" e di dover rilevare possibili svalutazioni di conto economico una volta che un nuovo progetto è capitalizzato tra le immobilizzazioni materiali. I processi di capital budgeting degli investimenti, compresi gli investimenti in esplorazione e l'acquisizione di risorse, incorporano obiettivi emissivi coerenti con la strategia di decarbonizzazione della Società, considerando il contributo di ogni nuovo progetto a migliorare la resilienza del portafoglio della Società in termini di riduzione dell'intensità media di carbonio e miglioramento delle metriche di redditività.

I ritorni economici e i flussi di cassa attesi dei progetti sono stimati sulla base delle assunzioni del management sui prezzi di lungo termine del petrolio e del gas fissati nel piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione. I costi incorporati nella stima includono lo sviluppo, le spese operative, gli oneri di abbandono, rimozione impianti e chiusura pozzi al termine dell'attività, nonché gli oneri connessi all'azzeramento delle emissioni di scope 1&2, in coerenza con l'obiettivo aziendale di neutralità carbonica dell'upstream al 2030.

Come risultato di questo processo di valutazione e dell'attenzione della Società alla creazione di valore e alla generazione di cassa rispetto ai volumi, nel processo di allocazione del capitale Eni prioritizza i nuovi progetti oil&gas caratterizzati da: (i) contenuti prezzi di breakeven; i nuovi progetti oil&gas hanno un prezzo medio di breakeven del Brent di circa $35 al barile; (ii) tasso interno di rendimento superiore a una soglia definita internamente, composta dal WACC di Gruppo pari al 6% post-tax più un premio per il rischio paese e un ulteriore step-up per coprire i progetti esplorativi e generare un extra-rendimento; (iii) capacità di ridurre l'intensità carbonica media del portafoglio (scope 1&2); (iv) resilienza al rischio di transizione, misurata in termini di variazione dell'IRR dei progetti applicando un costo stimato internamente per tonnellata di CO_2 emessa (soglia interna in $/t CO_2).

Inoltre, la recente razionalizzazione del portafoglio oil&gas, con la cessione di alcuni giacimenti petroliferi "long-life" caratterizzati da elevate spese future previste e da un'intensità di carbonio superiore alla media, tra cui i giacimenti onshore di Alaska, Nigeria e Congo, ha rafforzato il profilo di rischio e la resilienza del portafoglio di petrolio e gas nel contesto della transizione.

Il test di impairment degli asset oil&gas di Eni è elaborato in coerenza con le principali assunzioni tecnico-economiche del piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione, comprese le previsioni relative ai prezzi delle commodity.
I principi applicati nella stima dei valori recuperabili delle CGU petrolio e gas sono i seguenti:
- i flussi di cassa futuri sono stati determinati utilizzando le assunzioni operative e gli scenari di prezzo del piano industriale 2026-2030 e del piano pluriennale della Società approvato dal Consiglio di Amministrazione. Le assunzioni operative che comprendono in particolare i costi operativi, le spese di sviluppo, la stima delle riserve di petrolio e gas, i volumi futuri prodotti e commercializzati, nonché i tempi e i costi di smantellamento degli impianti e delle strutture petrolifere al termine della vita utile dei giacimenti, rappresentano la migliore stima da parte della Direzione Aziendale delle condizioni economiche e tecniche per la vita residua degli asset.
Le previsioni dei prezzi del petrolio e del gas adottate dalla Società si basano sulle seguenti ipotesi:
- la domanda di petrolio ha registrato una crescita sostenuta dopo la crisi del Covid, trainata dalla ripresa economica globale, e ha continuato a crescere nel 2025. Si prevede che il consumo di petrolio continuerà a crescere fino almeno al 2030, sostenuto dalla crescita demografica e dall'innalzamento del tenore di vita, in particolare nei paesi emergenti. Dopo il 2030 la crescita è attesa più moderata a causa della graduale diffusione di tecnologie a contenute emissioni di carbonio. Pertanto, in questo contesto di crescita moderata della domanda trainata dai paesi emergenti e ipotizzando una continua disciplina negli investimenti da parte delle compagnie petrolifere internazionali, il raggiungimento della massima capacità sostenibile da parte dei paesi membri dell'alleanza OPEC+ e un livellamento nella crescita delle produzioni non convenzionali negli Stati Uniti, lo scenario Eni prevede una graduale ripresa dei prezzi del petrolio, attesi a 68 dollari barile nel 2026 per poi raggiungere i 75 dollari al barile (in termini reali 2025) al 2030. La previsione 2026 sconta in misura marginale i correnti rischi geopolitici.
- oltre il 2030, prevediamo un calo lineare di circa l'1,7% all'anno, a 65 dollari nel 2040 e 53 dollari nel 2050 (in termini reali 2025). Tale previsione di lungo termine sconta i rischi della transizione energetica e di una possibile contrazione della domanda globale di petrolio dopo il 2030.
I prezzi del Brent nel periodo 2026-2050 si attestano quindi a una media di circa 65 dollari al barile in termini reali 2025.

	2026	2027	2028-2030	2050
Petrolio Brent $/bbl	68	66	75	53

Per il gas naturale, il combustibile di transizione, le proiezioni di prezzo adottate dalla Società scontano un mercato globale del gas meno teso nei prossimi anni, poiché si prevede che l'aumento della domanda, trainato anche dal crescente fabbisogno di elettricità in relazione in particolare ai nuovi segmenti di consumo (es. datacenter, IA), si accompagnerà all'aumento di capacità di produzione del GNL, con l'entrata di nuovi progetti che saranno completati nei prossimi anni, soprattutto negli Stati Uniti e Qatar. In questo contesto, i prezzi del gas utilizzati per determinare il valore d'uso delle CGU i cui ricavi sono indicizzati ai prezzi spot del gas sono i seguenti (in termini reali 2025):

	2026	2027-2029	2030-2050
TTF Europa $/Mbtu	11,8	8,5	7,5

I prezzi del gas per i progetti GNL e nelle principali aree geografiche del Gruppo sono indicizzati principalmente al prezzo del petrolio greggio.
I costi operativi futuri sono stati determinati tenendo conto delle tecnologie esistenti, della fluttuazione dei prezzi dei servizi petroliferi in linea con gli sviluppi del mercato e dei programmi interni di riduzione dei costi effettivamente implementati.
La determinazione del valore d'uso tiene conto per tutte le CGU identificate, degli investimenti previsti per ridurre l'impronta di carbonio (emissioni di CO_2 scope 1&2). Inoltre, si prevede che eventuali emissioni residue a seguito delle azioni di efficienza siano compensate con crediti di carbonio, le cui spese sono considerate nella valutazione dell'headroom del segmento E&P complessivo di Eni. Le CGU in aree geografiche soggette a sistemi di emission trading includono nei rispettivi flussi di cassa le spese future per le quote di emissione.
I flussi di cassa futuri sono stimati su un arco temporale coerente con la vita utile delle CGU. Sono elaborati al netto delle imposte e tengono conto dei rischi specifici delle CGU. Sono attualizzati applicando un tasso di sconto post-tax del 6%, che rappresenta il costo medio ponderato del capitale per il Gruppo, stimato sulla base di dati di mercato per quanto riguarda i tassi delle attività risk-free, il market risk premium e la volatilità del titolo Eni e delle proiezioni future del mix di fondi impiegati basate sul piano finanziario di Gruppo. Tale tasso era pari al 6% post-tax nel 2024. Gli impairment test rate sono determinati aggiungendo al costo del capitale di Gruppo uno spread per il rischio specifico di ciascun paese di operatività (WACC adjusted). Il valore d'uso calcolato attualizzando i flussi di cassa post-imposte sopra indicati non si discosta sostanzialmente dal valore d'uso calcolato attualizzando i flussi di cassa pre-imposte utilizzando un tasso di sconto pre-imposte

determinato mediante un calcolo iterativo a partire dal valore d'uso post-imposte. Tali tassi di sconto pre-imposte variano generalmente dal 9% al 15% per le CGU svalutate nel 2025.
In applicazione della metodologia descritta, nel bilancio 2025 sono state rilevate €564 milioni di svalutazioni di attività principalmente in Turkmenistan, Emirati Arabi Uniti e USA e attività gas in Italia dovute a revisioni di stima delle riserve ed effetti prezzo.
I risultati del test di recuperabilità dei valori di bilancio delle attività oil&gas stimati sulla base dei piani aziendali sono soggetti a test di sensitività per valutarne la ragionevolezza e la variabilità degli esiti al variare dei principali parametri di stima. In particolare, la recuperabilità degli attivi è stata sottoposta a stress test ipotizzando le seguenti variazioni dei parametri di stima:
- taglio lineare del 10% nei prezzi degli idrocarburi, per tutta la proiezione dei futuri flussi di cassa
- aumento di 100 punti base nel tasso di sconto dei futuri flussi di cassa
- considerazione delle curve di prezzo e del costo della CO_2 dello Scenario Net Zero dell'IEA 2050 per tutte le CGU.

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G Vs Valori di libro Costi CO_2 deducibili	Possibili svalutazioni € miliardi
Scenario Eni	63%	
Haircut del 10% prezzi scenario Eni	45%	(1)
Scenario Eni con incremento WACC +1%	53%	(0,2)
Scenario IEA NZE 2050	18%	(3,4)

Il perimetro delle sensitivity comprende le attività delle subsidiaries e delle joint venture a guida Eni; sono esclusi gli asset delle entità all'equity autonome Vår Energi ASA, Ithaca Energy Plc e Azule Energy Holdings Ltd, nonché gli asset destinati alla cessione (Indonesia, Congo, una quota della Costa d'Avorio e alcune attività in UAE).
Le sensitivity non considerano possibili azioni di recupero di valore, quali riprogrammazione e/o cancellazione di attività di sviluppo pianificate, rinegoziazioni contrattuali, effetto sui costi o azioni volte ad accelerare il pay-back period. La sensitivity non è stata applicata alle linee di business Generazione elettrica da gas, a motivo dei valori contabili poco significativi delle immobilizzazioni materiali (€887 milioni) e della vita economico-tecnica residua, e bioraffinazione (€2.711 milioni) poiché non esposta al rischio di transizione. Nessun impatto può essere associato alle raffinerie e agli impianti petrolchimici considerando che i loro valori contabili sono pari a zero.
Le caratteristiche del portafoglio Eni, l'approccio di sviluppo accelerato "fast-track" e per fasi nella produzione delle riserve e l'assenza di esposizione a progetti non convenzionali mitigano il rischio di avere riserve "stranded" in futuro qualora si verifichi un declino strutturale della domanda di idrocarburi dovuto a normative e vincoli ambientali globali più severi o a cambiamenti nelle preferenze dei consumatori. La Società continuerà a rivedere le ipotesi di prezzo con l'avanzare della transizione energetica e ciò potrebbe comportare possibili svalutazioni in futuro.
Date le caratteristiche del portafoglio di attività petrolifere e del gas della Società, il suo valore di bilancio sarà quasi interamente ammortizzato entro il 2035. Di conseguenza, Eni non prevede cambiamenti significativi nella vita utile delle sue attività petrolifere e del gas esistenti che potrebbero rappresentare un elemento di valutazione significativo con un impatto sui suoi conti consolidati in futuro.
Altri asset esposti al rischio di transizione, tra cui raffinerie e impianti petrolchimici, sono stati completamente svalutati negli esercizi precedenti e sono in gran parte oggetto di processi di riconversione e riconfigurazione industriale che comportano nuovi investimenti che saranno capitalizzati quando sostenuti nei periodi di rendicontazione futuri. Eventuali fondi di smantellamento sono rilevati nei casi di impianti di raffinazione e complessi petrolchimici definitivamente chiusi, la cui riconversione è valutata non economica. Nel 2025 è stata svalutata la sola CGU di Versalis avente un valore di libro relativa agli impianti di polietilene (€151 milioni).

Altri rischi di bilancio

La transizione energetica potrebbe anticipare gli obblighi di dismissione di alcune attività petrolifere e del gas, aumentando così il valore attuale degli accantonamenti associati.
Gli obblighi di dismissione di attività, rimozione e smantellamento delle strutture produttive e chiusura mineraria dei pozzi, che derivano da un'obbligazione legale o implicita, sono rilevati sulla base di una stima ragionevole nel periodo in cui sorge l'obbligazione, e sono capitalizzati come parte del valore contabile dell'attività sottostante e ammortizzati durante la vita utile di tale attività. Considerato il lungo orizzonte temporale di sostenimento del relativo esborso finanziario, la passività è attualizzata con un fattore di sconto che fa riferimento ai rendimenti di titoli governativi aventi scadenza paragonabile al timing di dismissione.
Il tasso di sconto utilizzato per la valutazione dell'obbligo di dismissione delle attività è in un range 2,0-5,2% nel 2025, leggermente inferiore al 2024 per il dollaro USA, superiore per l'euro (le spese sono stimate ai valori correnti della valuta con tassi di inflazione compresi tra il 2,0% e il 2,4%).
Il valore del fondo è sensibile al numero di anni di attualizzazione. Posto che le assunzioni adottate rappresentano la migliore corrente previsione delle ipotesi di rimozione e smantellamento, assumendo di anticipare di cinque anni il momento di sostenimento dei costi rispetto all'assunzione di bilancio per considerare il rischio di transizione, ne deriverebbe un incremento del valore contabile del fondo di circa €1,2 miliardi.

Nelle attività upstream, in applicazione delle procedure interne, Eni rivede regolarmente, attività per attività, la stima dei costi futuri di dismissione degli asset, nonché l'orizzonte temporale di sostenimento degli oneri.
La Società continuerà a rivedere regolarmente le proprie stime sia dei costi sia della scadenza degli impegni e prenderà in considerazione qualsiasi impatto significativo che potrebbe derivare da modifiche di questi parametri in futuro.
Un piano di scadenza di tali obblighi è presentato nella nota 28 "Garanzie, impegni e rischi".

16 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	2025 Partecipazioni in imprese controllate	2025 Partecipazioni in joint venture	2025 Partecipazioni in imprese collegate	2025 Totale	2024 Partecipazioni in imprese controllate	2024 Partecipazioni in joint venture	2024 Partecipazioni in imprese collegate	2024 Totale
Valore iniziale	**82**	**9.449**	**4.619**	**14.150**	**53**	**8.250**	**4.327**	**12.630**
Acquisizioni e sottoscrizioni	21	399	175	595	35	450	242	727
Cessioni e rimborsi		(84)	(20)	(104)	(2)	(291)	(33)	(326)
Incremento per effetto del risultato	4	664	746	1.414	5	795	402	1.202
Decremento per effetto del risultato	(9)	(102)	(141)	(252)	(12)	(123)	(181)	(316)
Decremento per dividendi	(1)	(573)	(938)	(1.512)	(3)	(655)	(1.094)	(1.752)
Variazione dell'area di consolidamento	(13)	138		125	8	635	7	650
Differenze di cambio da conversione	(1)	(940)	(478)	(1.419)		461	206	667
Altre variazioni	9	65	84	158	(2)	(73)	743	668
Valore finale	**92**	**9.016**	**4.047**	**13.155**	**82**	**9.449**	**4.619**	**14.150**

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €111 milioni l'acquisizione nella linea di business Plenitude di partecipazioni nelle due joint venture 2024 Sol XV Llc (Plenitude 37,98%) e 2024 Sol XVI Llc (Plenitude 32,07%) titolari di due impianti fotovoltaici operativi e di un impianto di stoccaggio di energia elettrica in costruzione in California (Stati Uniti), con una capacità installata complessiva di circa 245 MW in quota Plenitude; (ii) per €108 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di QatarEnergy LNG NFE (5) (Eni 25%) che partecipa con una quota del 12,5% nel progetto North Field East (NFE) assicurando a Eni una quota del 3,125% nel megaprogetto del Qatar per lo sviluppo dell'LNG; (iii) per €62 milioni l'incremento di un ulteriore quota partecipativa pari al 12% della E&E Algeria Touat BV (Eni 66%); (iv) per €55 milioni l'acquisizione della società 2025 Bateria II Llc (Plenitude 33,92%); (v) per €45 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di LG-Eni BioRefining Co Ltd (Enilive 49%) impegnata nella costruzione di un impianto di bioraffinazione in Corea del Sud; (vi) per €30 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Vårgrønn AS, la joint venture (Plenitude 65%) che possiede la quota del 20% nei progetti eolici offshore Doggerbank A, B e C nel Regno Unito; (vii) per €29 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Lotte Versalis Elastomers Co Ltd (Versalis 50%).
Le cessioni e rimborsi riguardano: per €83 milioni il rimborso di capitale da parte di E&E Algeria Touat BV.
Gli incrementi per effetto del risultato sono riferiti essenzialmente a: (i) Vår Energi ASA per €602 milioni, che comprende l'eccedenza del dividendo distribuito nell'anno dalla partecipata rispetto alla frazione di patrimonio netto in quota Eni riportandolo a zero; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €415 milioni; (iii) ADNOC Global Trading Ltd per €96 milioni; (iv) Saipem SpA per €71 milioni; (v) Cardón IV SA per €62 milioni.
I decrementi per effetto del risultato sono riferiti a: (i) St. Bernard Renewables Llc per €58 milioni; (ii) Vårgrønn AS per €35 milioni.
Il decremento per dividendi è riferito a: (i) Vår Energi ASA per €653 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €386 milioni; (iii) Ithaca Energy Plc per €161 milioni; (iv) SeaCorridor Srl per €95 milioni; (v) Saipem SpA per €72 milioni; (vi) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €56 milioni; (vii) ADNOC Global Trading Ltd per €49 milioni.
La variazione dell'area di consolidamento riguarda per €138 milioni l'iscrizione della partecipazione in Eni CCUS Holding Ltd, società in joint venture con il fondo GIP, alla quale Eni ha conferito gli asset CCUS in UK e nei Paesi Bassi. La partecipazione è stata rilevata al fair value riconosciuto da GIP per l'acquisto del 49,99%; d'ora in poi sarà valutata con il metodo del patrimonio netto.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese.

(€ milioni)	31 dicembre 2025 Valore contabile	% di partecipazione	31 dicembre 2024 Valore contabile	% di partecipazione
Imprese controllate				
Altre	92		82	
	92		**82**	
Imprese in joint venture				
Azule Energy Holdings Ltd	4.634	50,00	5.211	50,00
E&E Algeria Touat BV	671	66,00	646	54,00
St. Bernard Renewables Llc	657	50,00	806	50,00
Saipem SpA	581	21,80	528	21,61
SeaCorridor Srl	411	50,10	485	50,10
Vårgrønn AS	374	65,00	406	65,00
Cardón IV SA	370	50,00	351	50,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	366	35,71	382	35,71
GreenIT SpA	140	51,00	111	51,00
Eni CCUS Holding Ltd	136	50,01		
2023 Sol IX Llc	131	73,62	149	73,59
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	81	50,00	61	50,00
Mangistau Power BV	75	51,00	51	51,00
2024 Sol XV Llc	67	47,47		
2022 Sol VII Llc	53	75,24	61	75,26
2025 Bateria II Llc	53	33,92		
Hergo Renewables SpA	35	65,00	33	65,00
Mangistau Renewables BV	35	51,00	21	51,00
2024 Sol XVI Llc	31	40,58		
Società Oleodotti Meridionali SOM SpA	13	70,00	18	70,00
LabAnalysis Environmental Scienze Srl			26	30,00
Altre	102		103	
	9.016		**9.449**	
Imprese collegate				
Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	1.980	20,00	2.275	20,00
QatarEnergy LNG NFE (5)	661	25,00	633	25,00
Ithaca Energy Plc	486	35,92	725	37,17
ADNOC Global Trading Ltd	192	20,00	165	20,00
Coral FLNG SA	184	25,00	231	25,00
LG-Eni BioRefining Co Ltd	93	49,00	56	49,00
United Gas Derivatives Co	71	33,33	79	33,33
Novis Renewables Holdings Llc	66	49,00	74	49,00
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	62	99,00	72	99,00
LabAnalysis Environmental Scienze Srl	26	30,00		
Vår Energi ASA		63,04		63,04
Altre	226		309	
	4.047		**4.619**	
	13.155		**14.150**	

Il valore di carico della partecipazione Vår Energi ASA è pari a zero in relazione all'applicazione del metodo del patrimonio netto che comprende, tra l'altro, la rilevazione dei dividendi distribuiti.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Al 31 dicembre 2025 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, della Vår Energi ASA e della Ithaca Energy Plc, società quotate in borsa partecipate da Eni e valutate ad equity, sono i seguenti:

		Saipem SpA	Vår Energi ASA	Ithaca Energy Plc
Numero di azioni ordinarie		422.920.192	1.573.713.749	594.048.748
% di partecipazione		21,80	63,04	35,92
Prezzo delle azioni	(€)	2,425	2,787	1,899
Valore di mercato	(€ milioni)	1.025	4.386	1.128
Valore di libro	(€ milioni)	581		486
Differenza Valore di mercato e valore di libro	(€ milioni)	444	4.386	642

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

Altre partecipazioni

(€ milioni)	2025	2024
Valore iniziale	**1.395**	**1.256**
Acquisizioni e sottoscrizioni	87	71
Valutazione al fair value con effetto a OCI	(30)	62
Differenze di cambio da conversione	(108)	56
Altre variazioni	(15)	(50)
Valore finale	**1.329**	**1.395**

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (c.d. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale (pari al 6%), rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche del fair value.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 32 - Proventi (oneri) su partecipazioni.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €50 milioni l'acquisizione di una partecipazione di minoranza nella società BF International Best Fields Best Food Ltd (Eni 10,58%).

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2025 include: (i) la Nigeria LNG Ltd per €607 milioni (€690 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €110 milioni (€127 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) la Darwin LNG Pty Ltd per €84 milioni (€96 milioni al 31 dicembre 2024).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2025 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025" che costituisce parte integrante delle presenti note.

17 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31 dicembre 2025 Correnti	31 dicembre 2025 Non correnti	31 dicembre 2024 Correnti	31 dicembre 2024 Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	1	910	1	1.044
	1	**910**	**1**	**1.044**
Crediti finanziari a lungo termine	3.067	136	44	2.109
Crediti finanziari a breve termine	642		1.040	
	3.709	**136**	**1.084**	**2.109**
	3.710	**1.046**	**1.085**	**3.153**
Titoli strumentali all'attività operativa		63		62
Totale al netto del fondo svalutazione	**3.710**	**1.109**	**1.085**	**3.215**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Valore iniziale	**427**	**383**
Accantonamenti	1	26
Rilasci per esubero	(2)	(3)
Differenze di cambio da conversione	(47)	24
Altre variazioni	(2)	(3)
Valore finale	**377**	**427**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€741 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €417 milioni (€522 milioni al 31 dicembre 2024), che ha realizzato l'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'Area 4 in Mozambico.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €90 milioni (€214 milioni al 31 dicembre 2024).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €910 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,9% e 4,8% (1,7% e 4,8% al 31 dicembre 2024).

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari riguardano: (i) per €2.318 milioni (€1.769 milioni al 31 dicembre 2024) il credito verso la Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) impegnata nella produzione delle riserve di gas naturale del giacimento Coral South e nello sviluppo di quelle del giacimento Coral North nell'area di esclusiva. Tale credito si differenzia da quelli strumentali in virtù della autonomia operativa e finanziaria della venture, per cui Eni è esposta solo al rischio controparte; (ii) per €710 milioni crediti verso i coventures derivanti dalla riallocazione del working interest nei progetti di sviluppo in corso nell'Area 4 nell'off-shore del Mozambico; (iii) per €495 milioni (€937 milioni al 31 dicembre 2024) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €463 milioni (€907 milioni al 31 dicembre 2024).

I crediti finanziari sono denominati in dollari USA per €4.325 milioni e in euro per €307 milioni (rispettivamente, €3.351 milioni e €855 milioni al 31 dicembre 2024).

Titoli per €18 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2024) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	18	18	17	da 0 a 3,6	dal 2026 al 2035	Baa2	BBB+
Altri (*)	31	31	31	da 0 a 5,0	dal 2026 al 2030	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB-
Tasso variabile							
Italia	11	11	11	da 2,6 a 2,9	dal 2026 al 2029	Baa2	BBB+
Totale Stati Sovrani	**60**	**60**	**59**				
Altri istituti finanziari							
Banca Europea per gli investimenti	3	3	3	3,75	2026	Aaa	AAA
Totale	**63**	**63**	**62**				

(*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

I titoli in portafoglio che scadono entro cinque anni ammontano a €49 milioni.

Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

18 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Debiti commerciali	13.901	15.170
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	714	767
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.666	1.939
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.114	1.377
Debiti verso altri	2.866	2.839
	20.261	**22.092**

Il decremento dei debiti commerciali di €1.269 milioni è riferito alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per €1.929 milioni a seguito di minori acquisti di gas e, in aumento, alla linea di business Enilive per €374 milioni.

I debiti commerciali comprendono debiti per lettere di credito con termini di pagamento allineati a quelli commerciali e con commissioni fisse.

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €1.322 milioni (€1.129 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) debiti verso il personale per €260 milioni (€268 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €124 milioni (€120 milioni al 31 dicembre 2024).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro per €10.937 milioni e in dollari USA per €8.994 milioni (rispettivamente €11.487 milioni e €10.047 milioni al 31 dicembre 2024), con valore d'iscrizione sostanzialmente allineato al fair value.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

19 Passività finanziarie

	31 dicembre 2025				31 dicembre 2024			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	3.394	330	1.268	4.992	2.941	269	921	4.131
Obbligazioni ordinarie		2.320	17.855	20.175		2.695	19.641	22.336
Obbligazioni convertibili sustainability-linked		9	939	948		9	928	937
Altri finanziatori	1.535	775	77	2.387	1.297	1.609	80	2.986
	4.929	**3.434**	**20.139**	**28.502**	**4.238**	**4.582**	**21.570**	**30.390**

Il decremento delle passività finanziarie di €1.888 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

Al 31 dicembre 2025 le passività finanziarie con banche comprendono €200 milioni (€300 milioni al 31 dicembre 2024) di contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che sono indicati nel commento dei prestiti obbligazionari.

Gli altri finanziatori comprendono Supplier Finance Arrangement (SFA) come segue:

(€ milioni)	Supplier finance arrangement a lungo termine	Supplier finance arrangement a breve termine comprensive delle quote a breve termine	Totale
Valore nominale al 31 dicembre 2024	**26**	**2.542**	**2.568**
Variazioni monetarie		(2.249)	(2.249)
Incrementi non monetari	12	1.430	1.442
Differenze di cambio da conversione e da allineamento		(174)	(174)
Altre variazioni non monetarie	(18)	16	(2)
Valore nominale al 31 dicembre 2025	**20**	**1.565**	**1.585**
Valore nominale al 31 dicembre 2023	**92**	**893**	**985**
Variazioni monetarie		(844)	(844)
Incrementi non monetari	451	1.788	2.239
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	2	92	94
Altre variazioni non monetarie	(519)	613	94
Valore nominale al 31 dicembre 2024	**26**	**2.542**	**2.568**

Il range dei termini di pagamento per le passività finanziarie che rientrano nel perimetro dei SFA sono compresi tra 145 e 450 giorni confrontato con i termini di altri debiti commerciali comparabili non rientranti nell'accordo che sono compresi tra 30 e 60 giorni. Eni formalmente non ha informazioni sui tempi di regolamento operati dalla banca ai fornitori. Le principali operazioni rientranti negli accordi di SFA riguardano: (i) la costruzione nell'ambito del progetto Congo della nave di produzione di GNL galleggiante "FLNG" Nguya, entrata in esercizio a fine 2025 consentendo di incrementare la capacità di liquefazione del progetto fino a 3 MTPA dagli attuali 0,6 MTPA; (ii) contratti EPC per la riconversione di alcuni impianti, per la posa di linee sottomarine e a contratti per il trasporto e l'installazione delle linee e dei cavi sottomarini; (iii) installazioni produttive nell'offshore del Messico (Area 1); (iv) il contratto di trasporto e installazione di condotte rigide e cavi ombelicali e il sistema di produzione sottomarino del progetto Baleine Fase II nell'offshore della Costa d'Avorio.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €981 milioni e a €613 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può emettere obbligazioni fino al plafond massimo di €20 miliardi; al 31 dicembre 2025 il programma risulta utilizzato per €12,8 miliardi.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Euro Medium Term Notes						
Eni SpA	1.250	24	1.274	EUR	2033	4,250
Eni SpA	1.000	49	1.049	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	26	1.026	EUR	2034	3,875
Eni SpA	1.000	14	1.014	EUR	2026	1,500
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR	2031	2,000
Eni SpA	1.000	7	1.007	EUR	2026	1,250
Eni SpA	1.000	4	1.004	EUR	2030	0,625
Eni SpA	800	5	805	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	10	760	EUR	2027	1,500
Eni SpA	750	(2)	748	EUR	2034	1,000
Eni SpA	638	8	646	USD	2027	variabile
Eni SpA	600		600	EUR	2028	1,125
Eni SpA	100	4	104	EUR	2028	5,441
Eni SpA	75		75	EUR	2043	3,875
Eni SpA	70	1	71	EUR	2032	4,000
Eni SpA	50		50	EUR	2031	4,800
Eni SpA - Sustainability-linked	1.000		1.000	EUR	2028	0,375
Eni SpA - Sustainability-linked	750	16	766	EUR	2027	3,625
	12.833	**177**	**13.010**			
Altri prestiti obbligazionari						
Eni SpA	1.063	(21)	1.042	USD	2054	5,950
Eni SpA	851	8	859	USD	2028	4,750
Eni SpA	851	2	853	USD	2029	4,250
Eni SpA	851	7	858	USD	2034	5,500
Eni SpA	851	(7)	844	USD	2035	5,750
Eni SpA	298	1	299	USD	2040	5,700
Eni USA Inc	340	3	343	USD	2027	7,300
Eni SpA - Sustainability-linked - Retail	2.000	67	2.067	EUR	2028	4,300
	7.105	**60**	**7.165**			
	19.938	**237**	**20.175**			

Nell'anno sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie in euro da parte di Eni SpA per un valore nominale di €851 milioni.
Eni SpA ha in essere sustainability-linked bond per un valore nominale complessivo di €3.750 milioni. Nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi gli accordi prevedono un marginale incremento del tasso di interesse.
Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.500 milioni di valore nominale.
Le informazioni relative alle obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	**Totale**	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA - Obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked	1.000	27	**1.027**	EUR	2030	2,950
di cui: componente passività finanziaria	*920*	*28*	***948***	*EUR*		
di cui: componente di patrimonio nettto	*80*	*(1)*	***79***	*EUR*		

Eni SpA ha in essere un prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni. Le obbligazioni saranno convertibili in azioni ordinarie Eni acquistate nell'ambito del piano di acquisto di azioni proprie approvato dalla Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023 e avranno una durata di 7 anni. Il prezzo di conversione è di €17,5513.
Le sustainability-linked bond e le obbligazioni convertibili sono collegate al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1&2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni.
Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31 dicembre 2025				31 dicembre 2024			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	**Tasso medio ponderato** (%)	**Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine** (€ milioni)	**Tasso medio ponderato** (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)
Euro	4.449	2,1	16.959	2,5	3.518	3,0	19.547	2,5
Dollaro USA	437	3,0	6.612	4,9	707	4,8	6.603	5,3
Altre valute	43	1,7	2	2,7	13	2,2	2	2,7
Totale	**4.929**		**23.573**		**4.238**		**26.152**	

Al 31 dicembre 2025 Eni dispone di linee di credito committed di €9.012 milioni (€9.001 milioni al 31 dicembre 2024), di cui €9.000 milioni non utilizzate. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.
Al 31 dicembre 2025 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.
Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	**31 dicembre 2025**	31 dicembre 2024
Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked	20.119	21.026
Obbligazioni convertibili Sustainability-Linked	1.071	973
Banche	1.608	1.143
Altri finanziatori	852	1.689
	23.650	**24.831**

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,9% e 4,8% (1,7% e 4,8% al 31 dicembre 2024).
La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore nominale al 31 dicembre 2024	**26.152**	**4.238**	**6.453**	**36.843**
Variazioni monetarie	(2.279)	(276)	(1.250)	(3.805)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(586)	201	(484)	(869)
Variazione area di consolidamento	470	4		474
Altre variazioni non monetarie	(184)	762	981	1.559
Valore nominale al 31 dicembre 2025	**23.573**	**4.929**	**5.700**	**34.202**
Valore nominale al 31 dicembre 2023	**24.637**	**4.092**	**5.336**	**34.065**
Variazioni monetarie	(1.232)	(61)	(1.205)	(2.498)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	232	(303)	247	176
Variazione area di consolidamento	855	12	50	917
Altre variazioni non monetarie	1.660	498	2.025	4.183
Valore nominale al 31 dicembre 2024	**26.152**	**4.238**	**6.453**	**36.843**

La variazione dell'area di consolidamento è riferita all'acquisizione di Plenitude Production France SA per €762 milioni e alla cessione del controllo di Eni CCUS Holding Ltd per €298 milioni.

Le altre variazioni non monetarie comprendono €1.442 milioni di supplier financing arrangement classificati come passività finanziarie, €1.150 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e, in diminuzione, €762 la riclassifica ad attività destinate alla vendita di Plenitude Production France SA.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)		31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
A.	Disponibilità liquide	2.796	3.367
B.	Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.304	4.816
C.	Altre attività finanziarie correnti	10.700	7.881
D.	**Liquidità (A+B+C)**	**18.800**	**16.064**
E.	Debito finanziario corrente	7.258	6.942
F.	Quota corrente del debito finanziario non corrente	2.368	3.157
G.	**Indebitamento finanziario corrente (E+F)**	**9.626**	**10.099**
H.	**Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)**	**(9.174)**	**(5.965)**
I.	Debito finanziario non corrente	5.782	6.175
J.	Strumenti di debito	18.756	20.527
K.	Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L.	**Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)**	**24.538**	**26.702**
M.	**Totale indebitamento finanziario Consob (H+L)**	**15.364**	**20.737**

L'indebitamento finanziario netto non comprende €136 milioni di crediti finanziari non correnti (€2.109 milioni al 31 dicembre 2024).

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico che sono commentate alla nota n. 7 – Attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico; (ii) crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 – Passività finanziarie.

Gli strumenti di debito comprendono €38 milioni (€42 milioni al 31 dicembre 2024) di contratti derivati attivi fair value hedge a copertura di prestiti obbligazionari a tasso fisso.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €1.263 milioni e €4.437 milioni (rispettivamente €1.279 milioni e €5.174 milioni al 31 dicembre 2024). Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione Everen	Altri fondi	Totale
Valore al 31 dicembre 2024	**9.712**	**3.700**	**594**	**158**	**229**	**234**	**86**	**1.061**	**15.774**
Accantonamenti	135	641	353	19	89	6	23	404	**1.670**
Rilevazione iniziale e variazione stima	279								**279**
Effetto attualizzazione e oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	290	(40)							**250**
Utilizzi a fronte oneri	(824)	(671)	(175)	(18)	(132)		(1)	(135)	**(1.956)**
Rilasci per esuberanza	(144)	(42)	(85)			(5)	(1)	(238)	**(515)**
Differenze cambio da conversione	(554)	(4)	(36)	(8)		(5)	(1)	(17)	**(625)**
Altre variazioni	(272)	(42)	26	22	2	7	(7)	(33)	**(297)**
Valore al 31 dicembre 2025	**8.622**	**3.542**	**677**	**173**	**188**	**237**	**99**	**1.042**	**14.580**

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie: (i) per €7.557 milioni la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti; (ii) per €507 milioni la stima degli oneri per social project del settore Exploration & Production riferiti per €230 milioni agli oneri da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri; (iii) per €442 milioni la stima dei costi di abbandono/smantellamento di impianti di raffinazione per i quali non esistono prospettive di utilizzo economico o di riconversione in processi di decarbonizzazione nell'attuale contesto di mercato, nonché di distribuzione carburanti.

Gli accantonamenti al fondo abbandono e ripristino siti riguardano: (i) per €79 milioni la revisione stima dei costi di abbandono di asset Oil & Gas completamente ammortizzati o esausti; (ii) per €55 milioni i costi stimati di abbandono/smantellamento di impianti di raffinazione e di distribuzione carburanti per i quali il management ha valutato l'assenza di prospettive economiche nell'attuale contesto di mercato. I rilasci per esuberanza riguardano principalmente un impianto downstream in Italia per il quale sono in corso negoziazioni di cessione a terzi.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'aggiornamento delle stime dei costi di smantellamento e ripristino siti (principalmente in Italia e Algeria), parzialmente compensato dall'aumento della curva dei tassi d'interesse euro. L'effetto attualizzazione e oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra il 1,7% e il 5,6% (1,8% e 5,3% al 31 dicembre 2024). Gli utilizzi a fronte oneri riguardano principalmente attività di smantellamento delle strutture produttive e ripristino siti in Italia €253 milioni, in UK per €243 milioni e in Libia per €111 milioni. Le altre variazioni includono per €231 milioni la riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita del settore Exploration & Production. Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni, con inizio degli utilizzi essenzialmente oltre i 12 mesi. Maggiori informazioni sull'incertezza relativa alla stima dei tempi di smantellamento e ripristino degli impianti di estrazione degli idrocarburi sono riportate alla nota n. 15 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" dell'Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è la valutazione della probabilità di sostenimento e la possibilità di stimarli in modo attendibile. Gli accantonamenti riguardano: (i) per circa €294 milioni impianti di raffinazione, depositi, distribuzione carburanti e oleodotti; (ii) per €191 milioni le attività di bonifica presso i siti industriali dismessi in Italia e i costi relativi al trattamento delle acque di falda; (iii) per €78 milioni le attività di bonifica presso gli impianti petrolchimici. Gli utilizzi a fronte oneri sono relativi all'avanzamento delle operazioni di bonifica e ripristino ambientale. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €2.251 milioni e al settore Refining e Chimica per €750 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Exploration & Production per €282 milioni. Inoltre, il fondo accoglie la stima di soccombenza in alcuni procedimenti antitrust.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore Exploration & Production per €142 milioni. In particolare, gli oneri sono relativi principalmente al contenzioso in materia di potere impositivo delle amministrazioni locali italiane sulle piattaforme offshore Eni localizzate nelle acque territoriali comunali.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance SpA. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €34 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) per €176 milioni.

Il fondo mutua assicurazione Everen accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Gli altri fondi sono relativi a rinegoziazioni commerciali e altre pretese di terzi nell'ambito dell'ordinaria gestione. Tali fondi riguardano principalmente le linee di business Global Gas & LNG Portfolio ed Enilive.

Sulla base delle previsioni di esborso in relazione all'avanzamento delle attività di bonifica e di decommissioning di asset petroliferi esauriti, la quota a breve termine dei fondi rischi ammonta a circa €1,7 miliardi.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
TFR	143	151
Piani esteri a benefici definiti	89	108
Fisde, altri piani medici esteri e altri	112	112
Piani a benefici definiti	**344**	**371**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	252	310
Fondi per benefici ai dipendenti	**596**	**681**

La passività relativa agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinata considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €139 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2024), il contratto di espansione per €51 milioni (€86 milioni al 31 dicembre 2024), i piani isopensione di Eni Plenitude SpA per €28 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2024), i premi di anzianità per €18 milioni (€25 milioni al 31 dicembre 2024) e gli altri piani a lungo termine per €16 milioni (€18 milioni al 31 dicembre 2024).

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2025 TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	2024 TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**151**	**369**	**112**	**632**	**310**	**942**	**156**	**380**	**118**	**654**	**353**	**1.007**
Costo corrente	1	6	2	**9**	57	**66**	1	12	2	**15**	56	**71**
Interessi passivi	5	17	3	**25**	8	**33**	5	18	4	**27**	11	**38**
Rivalutazioni:	(4)	7	(2)	**1**	(8)	**(7)**	(1)	(22)	(2)	**(25)**	1	**(24)**
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		*(7)*		***(7)***		***(7)***		*(1)*		***(1)***		***(1)***
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	*(1)*		*(1)*	***(2)***	*(3)*	***(5)***		*(22)*		***(22)***	*5*	***(17)***
- Effetto dell'esperienza passata	*(3)*	*14*	*(1)*	***10***	*(5)*	***5***	*(1)*	*1*	*(2)*	***(2)***	*(4)*	***(6)***
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	5	**6**	(9)	**(3)**		9		**9**	3	**12**
Contributi al piano:		1		**1**		**1**		2		**2**		**2**
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*2*		***2***		***2***
Benefici pagati	(11)	(31)	(8)	**(50)**	(105)	**(155)**	(10)	(85)	(8)	**(103)**	(113)	**(216)**
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(16)		**(16)**	(1)	**(17)**						
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(7)		**(6)**		**(6)**		55	(2)	**53**	(1)	**52**
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**143**	**347**	**112**	**602**	**252**	**854**	**151**	**369**	**112**	**632**	**310**	**942**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**263**		**263**		**263**		**261**		**261**		**261**
Interessi attivi		18		**18**		**18**		14		**14**		**14**
Rendimento delle attività a servizio del piano		(8)		**(8)**		**(8)**		(17)		**(17)**		**(17)**
Spese amministrative pagate		(1)		**(1)**		**(1)**		(1)		**(1)**		**(1)**
Contributi al piano:		21		**21**		**21**		25		**25**		**25**
- Contributi dei dipendenti		*1*		***1***		***1***		*2*		***2***		***2***
- Contributi del datore di lavoro		*20*		***20***		***20***		*23*		***23***		***23***
Benefici pagati		(24)		**(24)**		**(24)**		(25)		**(25)**		**(25)**
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(1)		**(1)**		**(1)**						
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(8)		**(8)**		**(8)**		6		**6**		**6**
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**260**		**260**		**260**		**263**		**263**		**263**
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio		**2**		**2**		**2**		**2**		**2**		**2**
Modifiche nel massimale di attività												
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		**2**		**2**		**2**		**2**		**2**		**2**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**143**	**89**	**112**	**344**	**252**	**596**	**151**	**108**	**112**	**371**	**310**	**681**

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	**Totale piani a benefici definiti**	Altri fondi per benefici ai dipendenti	**Totale**
2025						
Costo corrente	1	6	2	**9**	57	**66**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	5	**6**	(9)	**(3)**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*5*	*17*	*3*	***25***	*8*	***33***
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(18)*		***(18)***		***(18)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	5	(1)	3	**7**	8	**15**
- di cui rilevato nel Costo lavoro					*8*	***8***
- di cui rilevato nei Proventi (oneri) finanziari	*5*	*(1)*	*3*	***7***		***7***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(8)	**(8)**
Spese amministrative pagate		1		**1**		**1**
Totale	**6**	**7**	**10**	**23**	**48**	**71**
- di cui rilevato nel Costo lavoro	*1*	*8*	*7*	***16***	*48*	***64***
- di cui rilevato nei Proventi (oneri) finanziari	*5*	*(1)*	*3*	***7***		***7***
2024						
Costo corrente	1	12	2	**15**	56	**71**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		9		**9**	3	**12**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*5*	*18*	*4*	***27***	*11*	***38***
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(14)*		***(14)***		***(14)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	5	4	4	**13**	11	**24**
- di cui rilevato nel Costo lavoro					*11*	***11***
- di cui rilevato nei Proventi (oneri) finanziari	*5*	*4*	*4*	***13***		***13***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					1	**1**
Spese amministrative pagate		1		**1**		**1**
Totale	**6**	**26**	**6**	**38**	**71**	**109**
- di cui rilevato nel Costo lavoro	*1*	*22*	*2*	***25***	*71*	***96***
- di cui rilevato nei Proventi (oneri) finanziari	*5*	*4*	*4*	***13***		***13***

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2025				2024			
(€ milioni)	**TFR**	**Piani esteri a benefici definiti**	**Fisde, altri piani medici esteri e altri**	**Totale piani a benefici definiti**	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
(Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(7)		**(7)**		(1)		**(1)**
(Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)		(1)	**(2)**		(22)		**(22)**
Effetto dell'esperienza passata	(3)	14	(1)	**10**	(1)	1	(2)	**(2)**
Rendimento delle attività a servizio del piano		8		**8**		17		**17**
Modifiche nel massimale di attività								
Rivalutazioni	**(4)**	**15**	**(2)**	**9**	**(1)**	**(5)**	**(2)**	**(8)**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31 dicembre 2025									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	9	24	126	11	41		4	15	**230**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							30		**30**
	9	**24**	**126**	**11**	**41**		**34**	**15**	**260**
31 dicembre 2024									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	4	25	125	11	43	1	32	19	**260**
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		**3**
	4	**25**	**125**	**11**	**43**	**1**	**35**	**19**	**263**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2025					
Tasso di sconto	(%)	3,2	1,3-20,5	3,2	2,4-3,2
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-19,7		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,0-14,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		14-24	24	
2024					
Tasso di sconto	(%)	3,1	1,1-26,1	3,1	2,8-3,1
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-15,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,0-14,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		14-24	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2025						
Tasso di sconto	(%)	3,4-4,2	1,3-5,5	4,0-20,5		1,3-20,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,4	2,8	5,0-19,7		2,0-19,7
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,0-3,1	3,0-14,0		1,0-14,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	22-24	14-18		14-24
2024						
Tasso di sconto	(%)	3,2-3,6	1,1-5,5	3,3-26,1	7,1	1,1-26,1
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,4	2,8	5,0-15,0	5,0	2,0-15,0
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,0-3,5	3,0-14,0	3,5	1,0-14,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	23-24	14-18		14-24

Gli effetti derivanti da modifiche ragionevolmente possibili delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono irrilevanti.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €130 milioni, di cui €40 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31 dicembre 2025					
2026		18	17	8	90
2027		16	25	8	79
2028		17	19	8	64
2029		18	21	7	5
2030		18	20	7	3
Oltre		56	245	74	11
Durata media ponderata	(anni)	**5,8**	**12,4**	**10,9**	**2,1**
31 dicembre 2024					
2025		19	24	8	108
2026		16	26	7	92
2027		16	21	7	80
2028		17	16	7	13
2029		18	19	7	5
Oltre		65	263	76	12
Durata media ponderata	(anni)	**6,1**	**13,1**	**11,3**	**2,1**

23 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Passività per imposte differite lorde	6.937	8.724
Attività per imposte anticipate compensabili	(2.132)	(3.143)
Passività per imposte differite	**4.805**	**5.581**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.848	9.465
Passività per imposte differite compensabili	(2.132)	(3.143)
Attività per imposte anticipate	**6.716**	**6.322**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Passività per imposte differite		
Ammortamenti eccedenti	4.875	5.755
Contratti di leasing	297	354
Abbandono e ripristino siti (attività materiali)	269	368
Differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	108	858
Contratti derivati	80	44
Applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	20	20
Altre	1.288	1.325
	6.937	**8.724**
Attività per imposte anticipate		
Perdite fiscali portate a nuovo	(4.746)	(5.018)
Abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.953)	(2.148)
Ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(1.738)	(1.847)
Accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.329)	(1.432)
Svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.378)	(1.320)
Contratti derivati	(104)	(352)
Contratti di leasing	(268)	(338)
Benefici ai dipendenti	(134)	(151)
Over/under lifting	(89)	(120)
Utili infragruppo	(71)	(77)
Altre	(1.193)	(1.313)
	(13.003)	**(14.116)**
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	**4.155**	**4.651**
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	**(8.848)**	**(9.465)**

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31 dicembre 2024	**8.724**	**(14.116)**	**4.651**	**(9.465)**
Incrementi	506	(2.628)	528	(2.100)
Decrementi	(600)	1.469	(60)	1.409
Variazioni con effetto ad OCI	77	173		173
Differenze di cambio da conversione	(897)	679	(245)	434
Variazione area di consolidamento	1	3		3
Altre variazioni	(874)	1.417	(719)	698
Valore al 31 dicembre 2025	**6.937**	**(13.003)**	**4.155**	**(8.848)**
Valore al 31 dicembre 2023	**8.461**	**(13.909)**	**5.668**	**(8.241)**
Incrementi	946	(1.862)	457	(1.405)
Decrementi	(1.042)	2.176	(1.663)	513
Variazioni con effetto ad OCI	(351)	92		92
Differenze di cambio da conversione	484	(384)	121	(263)
Variazione area di consolidamento	193	156	(168)	(12)
Altre variazioni	33	(385)	236	(149)
Valore al 31 dicembre 2024	**8.724**	**(14.116)**	**4.651**	**(9.465)**

Le perdite fiscali ammontano a €18.575 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €15.432 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €10.841 milioni e a società estere per €7.734 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €2.602 milioni e €2.144 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 27,7% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €2.134 milioni e a società estere per €2.021 milioni.

Le imposte sono indicate alla nota n. 33 – Imposte sul reddito.

24 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31 dicembre 2025 Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	31 dicembre 2024 Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	41	18	2	20	27	2
- Altro	1		2			
	42	**18**		**20**	**27**	
Contratti su valute						
- Currency swap	26	72	2	233	33	2
- Interest currency swap	5	2	2		125	2
- Outright		11	2	3	24	2
	31	**85**		**236**	**182**	
Contratti su merci						
- Over the counter	633	767	2	632	923	2
- Future	816	999	1	1.429	1.538	1
- Opzioni	11	22	1	61	111	2
- Altro	6		2		8	2
	1.466	**1.788**		**2.122**	**2.580**	
	1.539	**1.891**		**2.378**	**2.789**	
Contratti derivati fair value hedge						
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	38		2	42		2
	38			**42**		
Contratti su valute						
- Outright				2		1
				2		
	38			**44**		
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	167		2	20	335	2
- Future	256	89	1	28	421	1
- Altro	5	105	2			
	428	**194**		**48**	**756**	
	428	**194**		**48**	**756**	
Opzioni						
- Altre opzioni		21	2		37	2
		21			**37**	
Totale contratti derivati lordi	**2.005**	**2.106**		**2.470**	**3.582**	
Compensazione	(1.133)	(1.133)		(1.508)	(1.508)	
Totale contratti derivati netti	**872**	**973**		**962**	**2.074**	
- correnti	791	827		874	1.921	
- non correnti	81	146		88	153	

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda essenzialmente vendite a termine di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nella linea di business Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte. Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, c.d. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti. Le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.
Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 26 – Patrimonio netto.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.
L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.326 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (positive di €262 milioni nel corso del 2025) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.010 milioni).
La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita a Eni Global Energy Markets SpA e Eni Trade & Biofuels SpA.
Nel corso dell'esercizio 2025 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.
Gli strumenti finanziari di copertura cash flow hedge e fair value hedge si analizzano come segue:

	31 dicembre 2025			31 dicembre 2024		
(€ milioni)	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su commodity						
- Over the counter	1.506	448	2	1.753	(524)	13
- Future	3.472	184	1	3.375	(499)	13
	4.978	**632**	**3**	**5.128**	**(1.023)**	**26**
Altri strumenti di copertura						
- Altri				348	(12)	
				348	**(12)**	
	4.978	**632**	**3**	**5.476**	**(1.035)**	**26**
Contratti derivati fair value hedge						
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	1.962	(4)		1.981	42	1
	1.962	**(4)**		**1.981**	**42**	**1**
Contratti su valute						
- Outright				43	2	
				43	**2**	
	1.962	**(4)**		**2.024**	**44**	**1**

Di seguito è fornita l'analisi deglioggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge e fair value hedge:

(€ milioni)	31 dicembre 2025			31 dicembre 2024		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	(600)	10	(233)	1.023	(850)	(123)
Altri strumenti di copertura						
- Flussi su ammontari coperti	(26)	24		12	(12)	

(€ milioni)	31 dicembre 2025			31 dicembre 2024		
	Valore contabile dell'oggetto coperto	Variazione fair value cumulato dell'oggetto coperto	Variazione fair value dell'esercizio dell'oggetto coperto	Valore contabile dell'oggetto coperto	Variazione fair value cumulato dell'oggetto coperto	Variazione fair value dell'esercizio dell'oggetto coperto
Fair value hedge						
Contratti su interessi						
- Passività finanziarie	2.008	39	(5)	2.066	44	44
Contratti su valute						
- Partecipazioni				43	(2)	(2)

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	3	26	6
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	638	(378)	472
	641	**(352)**	**478**

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2025	2024	2023
Strumenti finanziari derivati su valute	(86)	310	(63)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	6	(32)	2
	(80)	**278**	**(61)**

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity.
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

25 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €8.005 milioni (€420 milioni al 31 dicembre 2024) e passività direttamente associabili €2.026 milioni (€195 milioni al 31 dicembre 2024) riguardano principalmente: asset oil&gas in Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Congo e Costa d'Avorio i cui valori di iscrizione ammontano rispettivamente a €6.924 milioni e €1.182 milioni. Maggiori informazioni sugli asset oggetto di cessione sono riportare alla nota n. 12 – Immobili, impianti e macchinari. La società Plenitude Production France SAS, acquisita nel mese di dicembre 2025, con attività e passività rispettivamente per €1.078 milioni e €844 milioni rientra nella casistica delle società acquisite in vista della successiva cessione.
Nel corso dell'esercizio sono state cedute le attività destinate alla vendita indicate nel bilancio 2024 relative ad asset oil&gas petroliferi in Congo.

26 Patrimonio netto

INTERESSENZE DI TERZI

	Risultato netto		Patrimonio netto	
(€ milioni)	**2025**	2024	**31 dicembre 2025**	31 dicembre 2024
Gruppo Eni Plenitude	6	54	1.816	491
Eni Marine Services SpA			1.701	1.924
Gruppo Enilive	87		860	
Gruppo EniPower	64	85	457	446
Altre	(7)	1	13	2
	150	**140**	**4.847**	**2.863**

Il 6 marzo 2025 Eni e il fondo di private equity KKR hanno finalizzato l'operazione di investimento da parte di KKR relativa a un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Enilive con un incasso complessivo per Eni di €2.968 milioni compreso un aumento di capitale di €500 milioni. Successivamente, l'11 aprile 2025 Eni e KKR hanno completato un'operazione analoga alla precedente per un investimento di un ulteriore 5% per il corrispettivo di €601 milioni. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive.
Il 31 marzo 2025 è stato perfezionato l'aumento della partecipazione di Energy Infrastructure Partners (EIP) nel capitale sociale di Plenitude, raggiungendo una quota complessiva del 10%. L'incremento della partecipazione di EIP è avvenuto attraverso un aumento di capitale di €209 milioni che, tenuto conto di €588 milioni versati a marzo 2024, porta l'investimento complessivo a circa €800 milioni. Il 4 novembre è stato perfezionato tra Eni e il fondo di private equity Ares Capital l'investimento in un'interessenza di minoranza del 20% nel capitale sociale di Plenitude per il corrispettivo di €2.003 milioni.
Le interessenze di terzi relative alla Eni Marine Services SpA sono riferite alle obbligazioni subordinate perpetue emesse in dollari USA per finanziare un progetto d'investimento di interesse Eni in Congo. Le obbligazioni subordinate perpetue sono state rilevate nelle interessenze di terzi in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di liquidità o altre attività finanziarie agli obbligazionisti. Il valore d'iscrizione al 31 dicembre 2025 è stato adeguato al cambio puntuale EUR/USD rilevando una diminuzione di €223 milioni.

PATRIMONIO NETTO DI ENI

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	33.209	32.552
Riserva per differenze cambio da conversione	1.936	8.081
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	2.782	2.883
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	42	(612)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(94)	(91)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	92	28
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	104	160
- Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile	79	79
Azioni proprie	(2.782)	(2.883)
Utile dell'esercizio	2.608	2.624
	47.940	**52.785**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2025, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2024) ed è rappresentato da n. 3.146.765.114 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.284.490.525 azioni ordinarie al 31 dicembre 2024).

Il 14 maggio 2025, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2025, stabilito in €1,05 per azione da regolarsi in 4 tranches, nei mesi di settembre 2025 (€0,26 per azione), novembre 2025 (€0,26 per azione), marzo 2026 (€0,26 per azione) e maggio 2026 (€0,27 per azione); (ii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino alla fine di aprile 2026, all'acquisto massimo di un numero di 315.000.000 di azioni ordinarie per un esborso complessivo fino a €3,5 miliardi; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad annullare fino ad un massimo di n. 315.000.000 azioni proprie che verranno acquistate in forza dell'autorizzazione assembleare del punto precedente. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2025 sono state acquistate n. 102.255.755 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.520 milioni.

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

Obbligazioni subordinate perpetue

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi (stesso ammontare al 31 dicembre 2024).

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer all'emissione del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base partire dal 13 ottobre 2049; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer all'emissione del 100% e una cedola annua del 2% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer all'emissione del 99,607% e una cedola annua del 2,75% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. Qualora non sia avvenuto

il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di 900 milioni di euro, con un prezzo di re-offer all'emissione del 99,354% e una cedola annua del 4,5% fino alla prima data di reset prevista a 6,25 anni dall'emissione (21 aprile 2031). Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato, la cedola annua verrà rideterminata a partire dal 21 aprile 2031 e successivamente ogni 5 anni, con un tasso pari all'Euro Mid Swap a 5 anni di volta in volta in vigore sommato a un margine iniziale di 208,3 punti base. Tale margine sarà ulteriormente incrementato di 25 punti base a partire dal 21 aprile 2036 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 21 aprile 2051; (v) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di 600 milioni di euro, con un prezzo di re-offer all'emissione del 99,114% e una cedola annua del 4,875% fino alla prima data di reset prevista a 9,25 anni dall'emissione (21 aprile 2034). Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato, la cedola annua verrà rideterminata a partire dal 21 aprile 2034 e successivamente ogni 5 anni, con un tasso pari all'Euro Mid Swap a 5 anni di volta in volta in vigore sommato a un margine iniziale di 239,9 punti base. Tale margine sarà ulteriormente incrementato di 25 punti base a partire dal 21 aprile 2039 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 21 aprile 2054.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

Riserve per utile (perdita) complessivo

	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti			Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto[a]	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscale	**Riserva netta**	Riserva lorda	Effetto fiscale	**Riserva netta**		
Riserva al 31 dicembre 2024	**(861)**	**249**	**(612)**	**(121)**	**30**	**(91)**	**28**	**160**
Variazione dell'esercizio	661	(197)	**464**	(11)	2	**(9)**	73	(32)
Differenze cambio	3	(1)	**2**	1	(1)			(19)
Variazione dell'area di consolidamento e interessenze di terzi	27	(9)	**18**	8	(2)	**6**	(9)	(5)
Rigiro a rettifica rimanenze	5	(1)	**4**					
Rigiro a conto economico	233	(67)	**166**					
Riserva al 31 dicembre 2025	**68**	**(26)**	**42**	**(123)**	**29**	**(94)**	**92**	**104**
Riserva al 31 dicembre 2023	**50**	**(14)**	**36**	**(94)**	**6**	**(88)**	**98**	**98**
Variazione dell'esercizio	(1.034)	299	**(735)**	8	(4)	**4**	(70)	62
Differenze cambio				(5)	3	**(2)**		
Variazione dell'area di consolidamento				(30)	25	**(5)**		
Rigiro a conto economico	123	(36)	**87**					
Riserva al 31 dicembre 2024	**(861)**	**249**	**(612)**	**(121)**	**30**	**(91)**	**28**	**160**

(a) La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2025 comprende riserve pari a €1 milione relative ai piani a benefici definiti per i dipendenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2024).

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €2.782 milioni (€2.883 milioni al 31 dicembre 2024) e sono rappresentate da n. 189.083.769 azioni ordinarie Eni (203.137.967 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2024) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2025, sono state acquistate n. 128.453.526 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.881 milioni, nell'ambito del completamento del piano di buy-back 2024 e dell'esecuzione del programma 2025 da €1,8 miliardi completato al 84% alla data di bilancio, nel rispetto delle autorizzazioni assembleari. Sono state cancellate n. 137.725.411 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.908 milioni, sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 1.492.968 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020 e sono state assegnate a titolo gratuito ai dipendenti Eni n. 3.289.345 azioni proprie come previsto dal "Piano di Azionariato Diffuso 2024-2026 ("PAD")" approvato dall'Assemblea di Eni del 15 maggio 2024. Le condizioni di vesting e di performance dei piani di incentivazione di lungo termine sono riportate alla nota n. 30 – Costi.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2025 comprende riserve distribuibili per circa €38 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(€ milioni)	**2025**	2024	**31 dicembre 2025**	31 dicembre 2024
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**4.429**	**6.419**	**50.986**	**50.735**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(1.643)	(2.029)	1.643	4.338
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile			153	153
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(285)	(1.722)	425	1.240
- eliminazione di utili infragruppo	219	(80)	(301)	(537)
- imposte sul reddito differite e anticipate	38	176	(119)	(281)
	2.758	**2.764**	**52.787**	**55.648**
Interessenze di terzi	(150)	(140)	(4.847)	(2.863)
Come da bilancio consolidato	**2.608**	**2.624**	**47.940**	**52.785**

27 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	**2025**	2024	2023
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti		486	408
Attività non correnti	1.040	3.863	1.985
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(724)	(468)	(91)
Passività correnti e non correnti	(82)	(1.825)	(622)
Effetto netto degli investimenti	**234**	**2.056**	**1.680**
Goodwill		33	25
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo		(28)	(271)
Interessenze di terzi		(1)	(2)
Totale prezzo di acquisto	**234**	**2.060**	**1.432**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(38)*	*(265)*	*(155)*
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	**196**	**1.795**	**1.277**
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	85	802	130
Attività non correnti	657	2.695	153
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(322)	101	180
Passività correnti e non correnti	(196)	(2.267)	(124)
Effetto netto dei disinvestimenti	**224**	**1.331**	**339**
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute per business combination	(138)	(788)	(580)
Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo			(7)
Plusvalenza per business combination e disinvestimenti	45	379	427
Fair value della quota di partecipazione mantenuta dopo la cessione del controllo	27	118	414
Crediti per disinvestimenti			(173)
Totale prezzo di vendita	**158**	**1.040**	**420**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(40)*	*(153)*	*(25)*
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	**118**	**887**	**395**

Gli investimenti e i disinvestimenti del 2025 sono commentati alla nota n. 5 – Business Combination e altre transazioni significative.

Business combination

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2024 è di seguito rappresentata:

(€ milioni)	Plenitude - Energie rinnovabili e retail (Allocazione provvisoria)	Plenitude - Energie rinnovabili e retail (Allocazione definitiva)	Enilive - Atenoil (Allocazione provvisoria)	Enilive - Atenoil (Allocazione definitiva)
Attività correnti	5	5	5	5
Immobili, impianti e macchinari	71	71	14	30
Goodwill	5	5	28	23
Altre attività non correnti	52	52	23	17
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(53)	(53)	(10)	(10)
Passività correnti e non correnti	(5)	(5)	(10)	(15)
Totale prezzo di acquisto	**75**	**75**	**50**	**50**

A seguito dell'allocazione definitiva delle Business Combination 2024 gli schemi di bilancio non sono stati rideterminati tenuto conto della irrilevanza delle variazioni.

28 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Imprese collegate	6.694	9.063
Imprese in joint venture	1.473	165
Altri	634	424
	8.801	**9.652**

Nel normale svolgimento del business Eni emette garanzie nell'interesse di società non consolidate (joint venture o collegate) in relazione all'adempimento di obbligazioni contrattuali, principalmente contratti autonomi a garanzia di buona esecuzione dei lavori, partecipazioni a gare d'appalto e altri impegni delle società partecipate nel settore Exploration & Production, nonché parent company guarantees a favore di banche e istituti finanziari che hanno erogato fondi a partecipate Eni per l'esecuzione di progetti d'interesse del Gruppo. Alcune garanzie sono state rilasciate a favore di governi ed enti di Stato con la finalità di assicurare questi da eventuali danni ambientali o in relazione a negligenti condotte nello sviluppo di progetti petroliferi o al mancato rispetto di norme contrattuali. Nei casi in cui le garanzie per danni ambientali e simili violazioni contrattuali non prevedano un tetto, i dati riportati includono la migliore stima della potenziale massima esposizione. Nei casi in cui il management non sia in grado di stimare tale ammontare massimo di potenziali futuri pagamenti, si ritiene che l'evento avverso abbia solo una remota possibilità di accadimento o abbia un impatto trascurabile, come nel caso della parent company guarantee rilasciata alla società a controllo congiunto Cardón IV SA in caso di default sulle forniture di gas equity all'ente di stato del Venezuela.
Il decremento di €851 milioni è stato determinato principalmente dall'estinzione dei contratti autonomi rilasciati a favore di banche e alla società petrolifera di Stato del Mozambico ENH nell'interesse del consorzio dei finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral (€1.710 milioni). Questa diminuzione è stata parzialmente compensata dall'emissione di nuove garanzie a fronte della vendita del 49,99% delle attività CCUS nel Regno Unito e Olanda a un fondo di private equity (€1.218 milioni). L'impegno effettivo rispetto al valore nominale delle garanzie ammonta a €5.223 milioni e tiene conto dell'avanzamento delle attività e dei finanziamenti rimborsati (€5.790 milioni al 31 dicembre 2024).
Anche sulla base dell'esperienza storica, si ritiene ragionevolmente probabile che tali garanzie non avranno effetti significativi sui risultati economici e sui flussi di cassa del bilancio consolidato.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31 dicembre 2025	31 dicembre 2024
Impegni	77.006	84.129
Rischi	856	1.046
	77.862	**85.175**

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €72.797 milioni (€79.858 milioni al 31 dicembre 2024). Il decremento di €7.061 milioni è stato determinato principalmente da differenze di cambio e dalla chiusura della parent company guarantee relativa a Eni RAK BV (€1.924 milioni); (ii) la parent company guarantee per un ammontare complessivo di €3.402 milioni (€3.849 milioni al 31 dicembre 2024) rilasciata nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La parent company guarantee rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) gli impegni della linea di business Plenitude per l'acquisto di progetti nel campo delle energie rinnovabili in Italia e in Spagna per €560 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2024).
I rischi riguardano: (i) rischi di custodia di beni di terzi per €610 milioni (€772 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €236 milioni (€264 milioni al 31 dicembre 2024).

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni includono gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali o di operazioni di perdita del controllo, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale correlabili al periodo durante il quale tali attività erano operate da Eni o anche a seguito del deconsolidamento di controllate. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.
Relativamente ai contratti di fornitura take-or-pay con le società di Stato russe (Gazprom e le sue affiliate), dal 2023 Eni ha cessato dal fare prelievi di gas naturale dai contratti in essere con Gazprom per la commercializzazione nei mercati UE nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti. Eni prevede che tale situazione si protrarrà anche nel 2026.
Nell'ambito delle cessioni di asset oil&gas, incluse transazioni concluse in esercizi precedenti, gli obblighi di abbandono e ripristino siti potrebbero ritornare in capo al venditore qualora l'acquirente non adempia agli obblighi dovuti.

Gestione dei rischi finanziari

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione dell'Expected Credit Loss sono stati aggiornati per tener conto della crisi energetica in atto e degli impatti connessi al conflitto tra Russia e Ucraina e alla guerra in Medio Oriente.
Al 31 dicembre 2025 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi.

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopraindicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate garantisce, per le società Eni la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari, le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza

Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Eni Corporate. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal Consiglio di Amministrazione, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di mercato - tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.
Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Eni Corporate di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa valutate al fair value e sul livello degli oneri e proventi finanziari.
L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Eni Corporate, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano industriale 2026-2030 e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano industriale 2026-2030 e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione. Sempre previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo delle unità di Trading (Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di Finanza Eni Corporate per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato – liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. In particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period un giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. Al 31 dicembre 2025 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- in linea rispetto a quello di fine 2024. Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2025 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2024) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 99%)

	2025				2024			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse[a]	10,29	4,45	7,48	4,45	13,03	3,92	5,95	7,50
Tasso di cambio[a]	7,99	0,07	2,07	0,43	5,47	0,07	1,65	0,69

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le strutture di Finanza Operativa Eni Corporate e Banque Eni SA.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2025				2024			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[a]	34,93	2,79	16,37	2,79	69,66	6,20	24,10	6,32
Trading[b]	1,34	0,30	0,63	0,37	1,74	0,21	0,53	0,31

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, REVT, Plenitude, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M, REVT e di Plenitude nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA e a Eni Trading & Shipping Inc.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2025				2024			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro	0,64	0,53	0,58	0,54	0,60	0,20	0,40	0,60

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2025				2024			
($ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA	0,18	0,12	0,15	0,16	0,20	0,10	0,10	0,10

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto. Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio di credito basato sulla valutazione dell'Expected Credit Loss. L'Expected Credit Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una Probabilità di Default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default. All'interno del modello di gestione e controllo del rischio di credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio di credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e per l'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate

(es. National Oil Company) la Probabilità di Default, essenzialmente la probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

Rischio di credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica e dalle posizioni in contratti derivati, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA, da Eni Trade & Biofuels SpA, e da Eni Trading & Shipping Inc per l'attività in derivati su commodity in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Credit Loss e concentrazione.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse finanziarie prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo dell'azienda. A tal fine, Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine ed alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, ad un'ampia gamma di tipologie di finanziamento.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2025 il programma risulta utilizzato per €12,8 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negativo per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's nel corso del 2025 ha rivisto il rating di Eni da Baa1 a A3 con outlook Stabile e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia.

Al 31 dicembre 2025 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9 miliardi.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	**Totale**
31 dicembre 2025							
Passività finanziarie	7.982	2.793	5.492	1.944	2.139	7.908	**28.258**
Passività per beni in leasing	1.250	751	581	478	434	2.241	**5.735**
Passività per strumenti finanziari derivati	827	41	23	14	12	56	**973**
	10.059	**3.585**	**6.096**	**2.436**	**2.585**	**10.205**	**34.966**
Interessi su debiti finanziari	811	699	595	418	360	2.529	**5.412**
Interessi su passività per beni in leasing	302	244	206	176	150	553	**1.631**
	1.113	**943**	**801**	**594**	**510**	**3.082**	**7.043**
Garanzie finanziarie	4						**4**

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	**Totale**
31 dicembre 2024							
Passività finanziarie	8.370	2.410	2.815	5.568	2.018	8.916	**30.097**
Passività per beni in leasing	1.261	781	663	572	468	2.688	**6.433**
Passività per strumenti finanziari derivati	1.921	31	6	48	4	64	**2.074**
	11.552	**3.222**	**3.484**	**6.188**	**2.490**	**11.668**	**38.604**
Interessi su debiti finanziari	880	705	661	552	369	2.786	**5.953**
Interessi su passività per beni in leasing	336	284	248	212	184	708	**1.972**
	1.216	**989**	**909**	**764**	**553**	**3.494**	**7.925**
Garanzie finanziarie	1.106						**1.106**

Le passività per beni in leasing comprensive della quota interessi sono riferibili per €1.082 milioni (€925 milioni al 31 dicembre 2024) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Il decremento di €1.102 milioni delle garanzie finanziarie è stato determinato dall'estinzione dei contratti autonomi rilasciati a favore di banche e alla società petrolifera di Stato del Mozambico ENH nell'interesse del consorzio dei finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2026**	**2027-2030**	**Oltre**	**Totale**
31 dicembre 2025				
Debiti commerciali	13.901			**13.901**
Altri debiti e anticipi	6.360	74	111	**6.545**
	20.261	**74**	**111**	**20.446**

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	2025	2026-2029	Oltre	Totale
31 dicembre 2024				
Debiti commerciali	15.170			**15.170**
Altri debiti e anticipi	6.922	59	121	**7.102**
	22.092	**59**	**121**	**22.272**

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[1]

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale 2026-2030 approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.
Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2026 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	**Totale**
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	**911**	**748**	**581**	**539**	**565**	**10.362**	**13.706**
Costi relativi a fondi ambientali	**812**	**563**	**438**	**341**	**319**	**1.099**	**3.572**
Impegni di acquisto[b]	**16.750**	**13.397**	**12.393**	**11.372**	**9.068**	**62.467**	**125.447**
- Gas							
. take-or-pay	14.757	12.643	11.756	11.138	8.901	62.230	**121.425**
. ship or pay	632	271	254	225	159	211	**1.752**
- Altri impegni di acquisto	1.361	483	383	9	8	26	**2.270**
Altri Impegni	**6**	**15**					**21**
- Memorandum di intenti Val d'Agri	6	15					**21**
Totale[c]	**18.479**	**14.723**	**13.412**	**12.252**	**9.952**	**73.928**	**142.746**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto. Per i contratti take-or-pay con Gazprom si rinvia alla sezione "Altri impegni e rischi".

(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni relative ai costi di abbandono e ripristino siti direttamente associabili ad attività destinate alla vendita per €404 milioni.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo piano industriale 2026-2030 Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di circa €29 miliardi.
Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.
Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	Totale
Impegni per investimenti committed	6.250	4.847	3.932	2.871	1.984	304	**20.188**

1 I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	2025 Valore di iscrizione	2025 Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	2025 Proventi (oneri) rilevati a Altre componenti dell'utile complessivo	2024 Valore di iscrizione	2024 Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	2024 Proventi (oneri) rilevati a Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico						
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico[a]	6.991	235		6.797	388	
Strumenti derivati non di copertura e di trading[b]	(18)	559		(1.119)	(73)	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value[c]	1.329	242	(30)	1.395	227	62
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
Crediti commerciali e altri crediti[d]	13.216	(18)		17.753	(106)	
Crediti finanziari[e]	4.756	(49)		4.238	233	
Titoli[a]	63	1		62	1	
Debiti commerciali e altri debiti[a]	20.446			22.273	(153)	
Debiti finanziari[f]	28.502	(296)		30.390	(1.176)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura[g]	(83)	(262)	865	7	(95)	(912)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €641 milioni di proventi (oneri per €352 milioni nel 2024) e nei "Proventi (oneri) finanziari".

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €11 milioni di svalutazioni nette (€168 milioni di svalutazioni nette nel 2024) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €7 milioni di oneri (proventi per €62 milioni nel 2024), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €26 milioni (€27 milioni di interessi attivi nel 2024).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €222 milioni (€175 milioni di interessi attivi nel 2024) e rivalutazioni nette per €1 milione (€22 milioni di svalutazioni nette nel 2024).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €861 milioni (€897 milioni di interessi passivi nel 2024).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica", negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" e "Proventi (oneri) finanziari".

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31 dicembre 2025			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	17.017	4.581	12.436
Altre attività correnti	5.076	1.133	3.943
Altre attività non correnti	2.852	13	2.839
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.842	4.581	20.261
Altre passività correnti	5.172	1.133	4.039
Altre passività non correnti	3.403	13	3.390
31 dicembre 2024			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	21.330	4.429	16.901
Altre attività correnti	5.182	1.520	3.662
Altre attività non correnti	4.012	1	4.011
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	26.521	4.429	22.092
Altre passività correnti	6.569	1.520	5.049
Altre passività non correnti	4.450	1	4.449

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €4.581 milioni (€4.429 milioni al 31 dicembre 2024); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.133 milioni (€1.508 milioni al 31 dicembre 2024) e altre attività e passività per €13 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2024).

Contenziosi

Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri, di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. PROCEDIMENTI IN MATERIA DI SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

1.1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

i. **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, sito di Porto Torres.** Nel 2015 la Procura di Sassari ha avviato un procedimento penale per presunti reati di gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale, avente a oggetto l'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda", gestita da Eni Rewind SpA, alla quale è stato contestato il corrispondente illecito amministrativo ai sensi del D.lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde c.d. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres, il WWF e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari ammettendo la costituzione di parte civile del MITE, della Regione Sardegna e di altri enti e soggetti privati. Successivamente Eni Rewind è stata prosciolta per improcedibilità dell'azione ai sensi del D.lgs. 231/01 nei suoi confronti e definitivamente estromessa dal processo penale. Nell'ambito del procedimento penale a carico dei dirigenti di Eni Rewind, invece, in data 13 novembre 2022, il Tribunale di Sassari ha pronunciato sentenza di assoluzione per insussistenza del fatto. Il PM e le parti civili hanno depositato atto di appello avverso la sentenza di primo grado; si resta in attesa di fissazione del giudizio di appello.

ii. **Raffineria di Gela SpA e Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. Il Giudice ha poi riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e perdite di idrocarburi dalle condotte della società EniMed. È stata emessa sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli imputati e dell'ente. La sentenza è stata impugnata dalla Procura della Repubblica di Gela. Si è dunque incardinato il giudizio di Appello innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta.

iii. **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina 2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente

condannato Eni ai sensi del D.lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato prontamente formulato ricorso in Appello avverso tutti i profili di condanna. In data 19 febbraio 2026 la Corte d'Appello di Potenza ha emesso sentenza di assoluzione nei confronti di Eni, ex D.lgs. 231/01, e dei suoi dipendenti, revocando altresì la confisca che era stata disposta quale asserito ingiusto profitto del reato.

iv. **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017, a seguito dell'individuazione di una perdita di petrolio da parte di uno dei serbatoi del Centro Olio Val d'Agri (COVA), era stata aperta un'indagine penale per i presunti reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.lgs. 231/01. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nello stesso anno, Eni ha proceduto in maniera tempestiva a dotare tutti i serbatoi del COVA del doppio fondo, ha dato esecuzione a tutte le prescrizioni degli enti eseguendo tutte le attività di bonifica e messa in sicurezza necessarie per il regolare svolgimento dell'attività petrolifera e ha provveduto a risarcire i danni ai privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento. A conclusione delle indagini preliminari, la Procura della Repubblica ha chiesto il rinvio a giudizio nei confronti dei dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.lgs. 231/2001. All'esito della conseguente udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.lgs. 231/01 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica. Infine, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei due dipendenti Eni davanti al Tribunale di Potenza, qualificando l'imputazione nei loro confronti nella fattispecie di reato di disastro innominato. Numerose parti hanno presentato istanza di costituzione di parte civile e, nelle more, di valutare le richieste di esclusione presentate dalle difese rispetto a quest'ultime, il Tribunale ha emesso Decreto di citazione di Eni, quale responsabile civile ed Eni si è ritualmente ricostituita. I due procedimenti a carico delle persone fisiche – ovvero il rito ordinario ed il rito immediato – sono stati poi riuniti dal Tribunale in un unico processo, attualmente pendente in fase di dibattimento. Per quanto concerne Eni SpA quale ente ex D.lgs. 231/01, il Pubblico Ministero ha emesso nuova richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha emesso il decreto che dispone il giudizio nei confronti di Eni SpA. Il collegio ha annullato tale decreto per indeterminatezza dell'imputazione nei confronti dell'ente, restituendo gli atti al GUP e determinando così una regressione del processo a carico della Società alla fase dell'udienza preliminare, in vista della quale il Pubblico Ministero ha integrato il capo d'imputazione. All'esito della discussione, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dell'Ente avanti al Tribunale di Potenza.

v. **Raffineria di Gela SpA e Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica Camastra.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.lgs. 231/01. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è stato trasferito dinanzi al Tribunale di Agrigento per competenza territoriale. In data 26 novembre 2025, in esito all'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Agrigento ha pronunciato la sentenza con la quale ha assolto l'AD pro-tempore di EniMed e la società EniMed imputata ai sensi del D.lgs. 231/01.

vi. **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di un'indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento di Priolo, nonché di Versalis ai sensi del D.lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai consulenti tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il Tribunale del Riesame, valutati i miglioramenti impiantistici realizzati da Versalis prima ancora del sequestro nel marzo 2019 ha disposto l'annullamento del provvedimento. Nel marzo 2021 quindi è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già ipotizzate in precedenza. Allo stato non si ha notizia di ulteriori sviluppi processuali.

vii. **Versalis SpA– Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS SpA Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2022 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento per presunti reati di disastro ambientale (452 quater c.p.) e di violazione della normativa in materia di scarichi reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS SpA a carico di due ex direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, avente allora un ruolo dirigenziale in Priolo Servizi. Le persone giuridiche Versalis, Priolo Servizi e le altre società coinsediate risultavano Enti indagati ai sensi del D.lgs. 231/01. In data 15 giugno 2022 il GIP del Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS SpA, con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro. Successivamente, le indagini sono state estese anche all'attuale Direttore dello Stabilimento Versalis e all'AD di Priolo Servizi, dipendente di Versalis SpA. Parallelamente, Versalis SpA ha impugnato dinanzi al TAR di Catania l'AIA rilasciata a IAS solo per la parte in cui il provvedimento venga interpretato nel senso di imporre nuovi e diversi limiti allo scarico rispetto a quelli contenuti nelle autorizzazioni in capo alla società. Nel frattempo, è stata sospesa dalla Regione Sicilia l'AIA rilasciata per la gestione, da parte di IAS, del depuratore. Versalis ha, quindi, impugnato davanti al TAR il provvedimento di avvio di riesame della sua AIA e, con separato ricorso, il provvedimento di sospensione dell'AIA di IAS da parte della Regione Sicilia. Al contempo, il GIP di Siracusa ha sollevato questione di legittimità alla Corte costituzionale dell'art. 104 bis Disp. att. c.p.p. con riferimento al decreto interministeriale del 12 settembre 2023 – ovverosia al c.d. decreto "Salva ISAB", volto alla salvaguardia della continuità dell'attività produttiva dei soci industriali del petrolchimico. Versalis si è, quindi, costituita in giudizio davanti alla Corte costituzionale che all'esito dell'udienza del 7 maggio 2024, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale della norma in esame nella parte in cui non prevede che le misure ivi indicate si applichino per un periodo di tempo non superiore a trentasei mesi. L'ordinanza del GIP di Siracusa con la quale era stata negata l'autorizzazione alla prosecuzione dell'attività produttiva del petrolchimico è stata successivamente revocata dal tribunale di Siracusa. Il GIP ha proposto ricorso in Cassazione avverso tale provvedimento. Nel frattempo, il procedimento penale rimane tuttora pendente in fase di indagini.

viii. **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Procedimento penale in materia di reati ambientali.** Con riguardo al sito di Mantova, ove la Società sta procedendo con tutte le opportune attività ambientali la Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché delle predette società (Versalis, Eni Rewind ed Edison) ai sensi del D.lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, con riferimento ad alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive indirizzate all'autorità inquirente, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. Per le restanti posizioni, la Procura della Repubblica ha in seguito formulato richiesta di rinvio a giudizio, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini. In fase di instaurazione dell'udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il MITE, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono invece state citate in giudizio quali responsabili civili e si sono perciò costituite in giudizio. La fase dell'udienza preliminare si è chiusa con il provvedimento del GUP di Mantova che ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison, ad eccezione di un ex dipendente di Versalis e di due dipendenti di Edison. Il procedimento è attualmente pendente in fase dibattimentale.

ix. **Eni SpA R&M Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito. La Procura di Civitavecchia contesta, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale. Eni risulta indagata ai sensi del D.lgs. 231/2001. Il procedimento a carico delle persone fisiche è pendente.

x. **Eni SpA R&M Deposito di Genova Pegli – Procedimento penale sversamento greggio – settembre 2022.** A seguito di una fuoriuscita di greggio verificatasi presso il deposito di Genova Pegli in data 27 settembre 2022, la Procura della Repubblica di Genova ha instaurato un procedimento penale per presunto reato di disastro ambientale colposo, contestato a carico di quattro dipendenti Eni mentre alla Società è contestato l'illecito amministrativo ex D.lgs. 231/01. Il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.

xi. **Raffineria di Sannazzaro – Procedimento penale scarichi e inquinamento ambientale – Procura di Pavia.** È in corso un procedimento penale che vede indagati alcuni direttori e Responsabili HSE pro tempore della Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi per ipotesi di reati di inquinamento ambientale ed omessa bonifica nonché Eni SpA quale ente indagato ex D.lgs. n.231/2001, in relazione al reato presupposto di inquinamento ambientale, con sequestro probatorio dell'impianto di depurazione (TAE) della Raffineria e possibile allargamento dell'area

interessata al possibile inquinamento oltre le barriere idrauliche del sito. Il 28 novembre 2023 l'impianto TAE è stato dissequestrato. La Procura ha disposto tre accertamenti tecnici irripetibili, nel corso dei quali si è appreso di ulteriori contestazioni in materia ambientale. A conclusione delle indagini preliminari sono state confermate le contestazioni formulate.

xii. **Eni SpA – Deposito di Pomezia – Inquinamento ambientale colposo**. È in corso un procedimento penale avente ad oggetto un presunto reato di inquinamento colposo della falda idrica sottostante il deposito di carburanti di Pomezia, imputabile secondo l'impianto accusatorio a perdite di prodotto dai serbatoi. La Procura della Repubblica procedente ha incaricato dei propri consulenti di eseguire gli accertamenti tecnici in sito al fine di verificare lo stato di contaminazione delle matrici ambientali in corrispondenza dei serbatoi. A esito di tali verifiche sono stati iscritti nel registro degli indagati due dipendenti Eni per il reato contestato, nonché Eni per l'illecito amministrativo ai sensi del D.lgs. n. 231/01. Successivamente, il Pubblico Ministero ha emesso richiesta di rinvio a giudizio e, all'esito dell'udienza preliminare, è stato emesso il decreto che dispone il giudizio. Il procedimento pende in fase di instaurazione del giudizio di primo grado.

xiii. **Eni SpA - Deposito di Calenzano – esplosione.** Il procedimento penale ha ad oggetto l'incidente mortale che ha coinvolto cinque contrattisti Eni a causa di un'esplosione mentre erano impegnati nello svolgimento di operazioni presso il deposito di carburanti di Calenzano il 9 dicembre 2024 e nell'ambito del quale è stato disposto il sequestro probatorio del sito. Nell'ambito del procedimento, inizialmente rubricato contro ignoti per i reati di omicidio colposo plurimo aggravato, rimozione od omissione dolosa di cautele contro infortuni sul lavoro e disastro innominato, la Procura della Repubblica ha incaricato un pool di consulenti tecnici al fine di ricostruire la dinamica dell'evento e individuare eventuali profili di responsabilità e nel corso delle indagini sinora espletate sono stati eseguiti diversi decreti di perquisizione con l'acquisizione di tutta la documentazione richiesta, prodotta spontaneamente dalla società. In seguito, la Procura della Repubblica ha notificato informativa di garanzia in qualità di soggetti indagati nei confronti del soggetto Datore di Lavoro e Gestore del Deposito di Calenzano e di altri Responsabili e operatori di aree tecniche operative legate alle attività del deposito nonché di due dipendenti di un fornitore, per le ipotesi di reato di concorso in omicidio colposo plurimo, concorso in lesioni personali colpose plurime e concorso in disastro innominato colposo, oltre che nei confronti di Eni SpA ai sensi del D. Lgs. 231/01. Contestualmente, la Procura della Repubblica ha richiesto al Giudice per le indagini preliminari un incidente probatorio per l'espletamento di una perizia. La società sta raccogliendo tutte le richieste risarcitorie rispetto ad ogni danno materiale e non materiale verificatosi, ai fini di una loro liquidazione a prescindere da ogni profilo di merito della vicenda. È stato accantonato un fondo rischi che accoglie la stima dei danni conseguenti all'evento. Il procedimento pende tuttora nella fase delle indagini preliminari.

xiv. **Enimed SpA – tentativo di inquinamento ambientale.** L'indagine vede coinvolti gli ultimi tre AD della Società Enimed SpA e dipendenti della stessa che, dal 2020 a seguire, hanno svolto le funzioni di responsabile HSE e Permitting, responsabile OPEM e TECEM, capo centrale, capo campi e capo impianti, nonché la Enimed SpA. ex D.lgs. 231/2001, per l'ipotesi di reato di concorso in tentativo di inquinamento ambientale per avere asseritamente omesso, ciascuno rispetto al proprio ambito di competenza, di adottare le giuste precauzioni necessarie a prevenire la dispersione in ambiente, non realizzatasi, del prodotto c.d. flussante. In data 14 gennaio 2025 la Procura della Repubblica di Gela ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari e, successivamente, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. Il procedimento è pendente in fase di udienza preliminare.

1.2. Procedimenti in materia di salute, sicurezza, ambiente e antitrust di natura civile o amministrativa

i. **Repubblica del Kazakhstan/Eni SpA, Agip Karachaganak BV et al.** La Repubblica del Kazakhstan ("Repubblica") ha promosso un arbitrato internazionale nei confronti del consorzio di compagnie petrolifere internazionali che gestisce il campo di Karachaganak, ai sensi del Final Production Sharing Agreement che governa le attività di progetto (quota Eni nella JV pari al 29,25%). La Repubblica avanza contestazioni relative al cost recovery delle compagnie nel periodo 2010-2020 e ha formalmente avviato i procedimenti nel marzo 2023 con la nomina dell'arbitro. Nell'aprile 2024, la Repubblica ha presentato il proprio statement of claim ed il procedimento è ora in corso. Con riguardo ad alcune contestazioni avanzate da RoK, il tribunale arbitrale ha emesso un partial award in parte favorevole alla Rok, in parte al consorzio, senza quantificazioni. Eni sta continuando a valutare il merito dei claim arbitrali alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e pertanto, al momento, non è possibile stimare in modo affidabile l'esito del procedimento.

ii. **Repubblica del Kazakhstan/Agip Caspian Sea BV et al.** La Repubblica del Kazakhstan ("Repubblica") ha promosso un ulteriore arbitrato internazionale, ai sensi del North Caspian Sea Production Sharing Agreement "NCSPSA" nei confronti del Contractor (quota Eni nel consorzio 16,67%). I Claim avanzati dalla Repubblica si riferiscono ad asserite violazioni del NCSPSA, incluse eccezioni di cost recovery ed il mancato perseguimento delle opportunità di sviluppo. Nel febbraio 2026 il consorzio ha promosso un arbitrato ICSID per tutelare

l'investimento a fronte delle contestazioni della RoK relative alla gestione dello zolfo. Eni sta continuando a valutare il merito dei claim arbitrali alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e, pertanto, al momento non è possibile stimare l'esito del procedimento.

iii. **Novamont SpA – Procedimento dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nei confronti di Novamont SpA e Eni SpA per presunto abuso di posizione dominante nel mercato dei bio-compound.** Nel 2024 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (ACGM) ha avviato un procedimento nei confronti di Novamont SpA, dandone comunicazione alla controllante Eni SpA, per asserito abuso di posizione dominante nel mercato delle bioplastiche, in particolare i biocompound per la realizzazione di sacchetti di plastica destinati alla grande distribuzione. Il 24 giugno 2025, l'AGCM confermando gli addebiti formalizzati a conclusione della fase istruttoria nei confronti di Novamont e di Eni SpA, quest'ultima per il periodo successivo alla data di acquisizione del controllo (18 ottobre 2023), ha irrogato una sanzione amministrativa di complessivi €32 milioni (di cui circa 2 milioni in solido alle due società) per gli asseriti abusi di posizione dominante nei mercati di riferimento nel periodo 1° gennaio 2018 - 31 dicembre 2023. L'AGCM ha diffidato Novamont ed Eni a interrompere i comportamenti distorsivi dandone prova all'Autorità entro un termine indicato. La Società ritiene di avere validi elementi di difesa a sostegno della correttezza del proprio operato da far valere nelle successive fasi di opposizione al provvedimento dell'AGCM; è stato pertanto presentato ricorso giurisdizionale al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio. A fronte di questo contenzioso è stato stanziato un fondo.

iv. **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Il vasto contenzioso amministrativo prende le mosse nel settembre 2017 dall'atto di diffida e messa in mora da parte del Ministero dell'ambiente rivolto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), a presentare dei progetti per la rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta, sulla base di un asserito accertamento della responsabilità, sulla scorta della sentenza del TAR Catania del 2012. Il Ministero in varie occasioni ha ribadito la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada e ha diffidato le stesse dall'eseguire attività di bonifica. Nel settembre 2020 Eni Rewind ha preso parte alla CdS Istruttoria con il MATTM e gli enti competenti ed ha esposto approfondimenti sullo stato ambientale della Rada che confermano la storicità della contaminazione e la sua non diffusione nell'ambiente circostante. Il TAR di Catania tra fine 2023 e inizio 2024 ha emesso sentenza su tutti i ricorsi presentati dagli operatori giudicandoli inammissibili in ragione della natura endoprocedimentale della diffida e, quindi, atto non idoneo a incidere in via immediata e diretta nella sfera giuridica dei ricorrenti. Il TAR non ha preso posizione sull'esistenza o meno di un giudicato della responsabilità circa la contaminazione della Rada, limitandosi ad evidenziare il fatto che l'amministrazione procedente la ritiene, invece, sussistente. Per tale ragione le società del gruppo Eni il 27 giugno 2024 hanno impugnato le sentenze del TAR limitatamente ad una interpretazione delle stesse quali confermative della sussistenza di un giudicato sulla responsabilità della contaminazione.

v. **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio. Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al risarcimento dei danni. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 10 luglio 2026.

vi. **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la società MITENI attiva nel settore della Chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di sostanze chimiche, considerate altamente tossico nocive e cancerogene. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali agenti nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società). Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI, nonché quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti). Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha infatti proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind sta svolgendo

gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell'ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi antinquinamento su base volontaria e senza prestare alcuna acquiescenza rispetto agli addebiti di responsabilità per l'inquinamento da agenti chimici. La Provincia di Vicenza ha esteso l'individuazione del responsabile dell'inquinamento anche a Manifatture Lane Marzotto & Figli SpA che ha impugnato il relativo provvedimento avanti al TAR Veneto. Tale atto è stato altresì impugnato da ICI3 e Eni Rewind nella parte in cui, diversamente da quanto disposto dalla Provincia nei confronti delle altre società identificate come responsabili dell'inquinamento, non ordina a Manifatture Lane Marzotto & Figli di eseguire gli interventi ambientali. Con sentenze di maggio 2024 il TAR Veneto si è pronunciato sui ricorsi promossi da ICI3 e Mitsubishi riguardanti il provvedimento di individuazione del responsabile dell'inquinamento. Il giudice amministrativo ha rigettato i ricorsi ritenendo legittimi gli atti della Provincia. Analogamente, con sentenza del 27 dicembre 2024, il TAR Veneto ha rigettato anche il ricorso di Eni Rewind confermando il provvedimento di identificazione adottato dalla Provincia come responsabile dell'inquinamento. La società ha impugnato la sentenza. Sono in corso interlocuzioni tra le società coinvolte per verificare la possibilità di un accordo riguardante i costi della bonifica del sito.

vii. **Eni SpA/Greenpeace Onlus, ReCommon APS e altri – Contenzioso climatico**. Il 9 maggio 2023, le ONG Greenpeace Onlus e ReCommon APS, insieme a 12 privati cittadini, hanno notificato un atto di citazione contro Eni, il Ministero dell'Economia e delle Finanze e Cassa Depositi e Prestiti innanzi al Tribunale Civile di Roma. Gli attori contestano la responsabilità di Eni per il cambiamento climatico, lamentano danni patrimoniali e non patrimoniali e chiedono a Eni l'adeguamento della strategia di decarbonizzazione (riduzione emissioni del 45% entro il 2030 rispetto al 2020, o altre misure adeguate al rispetto dell'Accordo di Parigi) nonché la cessazione delle condotte dannose. Le parti si sono costituite in giudizio, depositando tempestivamente atti e documenti. Il 10 giugno 2024 gli attori hanno promosso un separato giudizio di regolamento di giurisdizione, rimettendo alla Corte di Cassazione Civile la decisione definitiva in ordine alla giurisdizione del Tribunale di Roma, adito nel giudizio di merito. Il Tribunale di Roma in data 11 luglio 2024 ha disposto la sospensione del giudizio di merito fino alla definizione del regolamento di giurisdizione proposto dagli attori. Eni si è costituita in giudizio davanti alla Corte di Cassazione. Il 30 gennaio 2026 il giudice ha respinto la richiesta attorea di aprire una fase istruttoria. Il giudizio prosegue.

viii. **Eni SpA – NAOC/Associazione Egbema Voice of Freedom – Richiesta risarcimento danni.** Il 30 novembre 2023 è stato notificato ad Eni SpA un atto di citazione relativo ad una pretesa avanzata dal Pastore Nicholas Evaristus Ukaonu, dall'associazione Advocates for Community Alternatives e dall'associazione Egbema Voice of Freedom, per asseriti danni derivanti da manufatti realizzati da NAOC in Nigeria nel territorio dove le comunità rappresentate dalle associazioni risiedono. Il Pastore e le associazioni chiedono un risarcimento in solido ad Eni e NAOC per circa €48 milioni oltre all'esecuzione di opere che, secondo parte attrice, sarebbero necessarie per evitare e contenere allagamenti causati da manufatti realizzati da NAOC. La domanda presentata ripropone lamentele avanzate negli anni passati, anche nel 2017 di fronte al Punto di Contatto Nazionale previsto dalle Linee Guida OCSE indirizzate alle Multinazionali, ove fu iniziato un procedimento di conciliazione ad hoc conclusosi con un accordo tra le parti. La prima udienza, si è tenuta il 10 dicembre 2024. All'udienza il giudice ha espletato senza successo il tentativo di conciliazione e successivamente ciascuna parte ha richiamato quanto dedotto negli atti ed Eni ha chiesto che la causa venga messa in decisione senza ulteriore attività istruttoria. Il Giudice si è riservato.

ix. **Eni Rewind SpA/Regione Calabria-Provincia e Comune di Crotone-WWF Italia-ARCI e altri (ricorso TAR Catanzaro).** Il decreto direttoriale del MASE del 1 agosto 2024 n. 27 ha disposto l'avvio degli scavi per l'esecuzione della bonifica del SIN di Crotone al verificarsi di alcune condizioni e ha ordinato alla Regione Calabria di avviare il procedimento di rimozione del vincolo dal PAUR (che ha autorizzato la realizzazione degli impianti D15 - deposito preliminare e D9). La Regione Calabria, la Provincia di Crotone e il Comune di Crotone nonché le associazioni WWF e ARCI hanno impugnato il decreto con istanza cautelare avanti al TAR Catanzaro. Il vincolo imposto dalla Regione nel PAUR obbliga Eni Rewind a smaltire i rifiuti fuori dal territorio regionale; varie verifiche svolte dalla società e confermate dagli enti pubblici hanno confermato che l'unico impianto autorizzato in grado di accogliere i rifiuti pericolosi provenienti dalla bonifica è a Crotone. Tale conclusione è stata sostanzialmente confermata anche dallo scouting presso operatori esteri (previsto dal decreto del MASE) da cui è emerso che solo 2 soggetti (sui quasi 30 contattati) sono disponibili ad accogliere i rifiuti pericolosi provenienti dalla bonifica del SIN di Crotone, in un quadro di incertezze normative, amministrative, temporali e logistiche non compatibile con il cronoprogramma della bonifica. La resistenza della Regione a rimuovere il vincolo ha finora impedito di avviare gli scavi per lo smaltimento dei rifiuti presenti nel sito. Il WWF e ARCI hanno altresì impugnato la diffida con cui il Ministero (del 24 settembre 2024) ha imposto a Eni Rewind – in seguito a una serie di comunicazioni inviate dalla società con le quali si diffidava la Regione ad avviare il procedimento di rimozione del vincolo PAUR come previsto dal decreto – di avviare le attività utilizzando il deposito preliminare D15 come deposito temporaneo. La società ha eseguito tutte le attività prodromiche all'avvio degli scavi dando attuazione alle prescrizioni (i.e. condizioni) del Decreto. Gli enti hanno diffidato (a gennaio 2025) Eni Rewind e la società che gestisce la discarica di Crotone dal sottoscrivere il contratto di conferimento dei rifiuti e, per l'effetto, le attività di scavo non sono state avviate. Avverso tali diffide Eni Rewind (e Edison) hanno proposto ricorso al TAR

Calabria, che ha richiesto al Ministero una relazione sul procedimento ambientale. La sentenza del TAR del giugno 2025, pur avvalorando la posizione degli enti, non rappresenta uno sviluppo negativo, poiché il Ministero ha avviato un procedimento volto a definire le modalità di prosecuzione degli interventi ambientali.

x. **Eni SpA – Procedimento dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nei confronti di Eni SpA per presunta intesa illecita sul valore della "componente bio" dei carburanti per autotrazione.** Il 19 luglio 2023 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha comunicato a Eni SpA l'avvio di un'istruttoria nei suoi confronti per un'asserita intesa con i concorrenti sul costo della componente bio dei carburanti venduti in Italia, in violazione della normativa antitrust, attuata secondo l'Autorità attraverso scambio di informazioni e altre iniziative finalizzati a coordinare i prezzi finali di vendita (dall'1/1/2023 l'attività di vendita retail di carburanti è stata conferita alla controllata Enilive SpA). L'Autorità ha formalizzato tale impianto accusatorio a conclusione della fase istruttoria, a seguito della quale ha depositato le proprie risultanze (Comunicazione delle Risultanze Istruttorie). Il 26 settembre 2025 l'Autorità ha notificato a Eni una sanzione di significativo ammontare per le presunte pratiche commerciali in violazione della normativa sulla concorrenza. Eni ritiene che le conclusioni dell'Autorità siano infondate e di avere agito in trasparenza e nel pieno rispetto delle normative antitrust e per questi motivi tutelerà con determinazione le proprie ragioni presso le sedi competenti; il 25 novembre 2025 Eni ha notificato il ricorso giurisdizionale innanzi al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio. A fronte di questo contenzioso è stato stanziato un fondo.

2. Procedimenti chiusi

i. **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Il procedimento penale avviato nel 2017 dalla Procura di Crotone avente a oggetto le attività di bonifica del sito svolte da Eni Rewind è stato archiviato senza alcun addebito per la società Eni.

ii. **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il procedimento penale relativo all'incidente mortale occorso in una piattaforma Eni nel 2019 che coinvolse due contrattisti si è concluso con l'assoluzione definitiva dei dipendenti Eni indagati e dell'Ente stesso indagato ai sensi del D.Lgs 231/2001.

iii. **Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** Si è concluso il procedimento penale promosso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti delle controllate Eni Rewind SpA/Raffineria di Gela SpA e di alcuni loro dipendenti avente a oggetto presunti reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti, nell'ambito delle attività di decommissioning e bonifica di alcune aree dismesse della Raffineria di Gela eseguite da Eni Rewind anche per conto di altre società coinsediate. Il Tribunale di Gela ha emesso sentenza di assoluzione nei confronti di tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. La sentenza non è stata impugnata ed è dunque passata in giudicato.

iv. **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito.** Il procedimento civile di richiesta di risarcimento danni per il presunto nesso di causalità tra talune patologie e il livello di inquinamento del sito di Gela si è concluso senza alcun addebito nei confronti dell'Eni.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Enilive. Nel settore Exploration & Production 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 concessioni minerarie, 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. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute Eni, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Enilive alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in

sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia, non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del D.lgs. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2021, in Europa ha preso il via la quarta fase del sistema di scambio di quote (EU ETS), durante la quale l'assegnazione gratuita dei permessi di emissione avviene utilizzando fattori di emissione definiti a livello europeo e specifici per ogni settore industriale (c.d. benchmark), a eccezione della produzione di energia elettrica, per la quale non sono previste assegnazioni gratuite. In parallelo, è stato avviato l'Emissions Trading nel Regno Unito (UK ETS) con regole per lo più analoghe a quelle del EU ETS. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions Trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2025, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 16,4 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 5,1 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,3 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni, con consegna nel 2026.

29 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enilive	Plenitude	Corporate e Altre attività	Totale
2025							
Ricavi della gestione caratteristica	**37.109**	**13.102**	**5.223**	**16.337**	**10.118**	**262**	**82.151**
Ricavi per vendita di greggi	27.394		7				27.401
Ricavi per vendita di prodotti petroliferi	4.316		1.526	15.818			21.660
Ricavi per vendita di gas naturale e GNL	4.899	9.982	1		3.640		18.522
Ricavi per vendita di prodotti petrolchimici			2.954				2.954
Ricavi per vendita di energia elettrica		2.534	1		3.994		6.529
Ricavi per vendita di altri prodotti	49	2	370	88	77	63	649
Ricavi per servizi	451	584	364	431	2.407	199	4.436
Ricavi per prodotti e servizi venduti	**37.109**	**13.102**	**5.223**	**16.337**	**10.118**	**262**	**82.151**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	36.694	12.945	5.169	16.337	10.111	138	81.394
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	415	157	54		7	124	757
2024							
Ricavi della gestione caratteristica	**38.875**	**15.061**	**5.881**	**18.670**	**10.124**	**186**	**88.797**
Ricavi per vendita di greggi	28.151						28.151
Ricavi per vendita di prodotti petroliferi	4.058		1.518	18.165			23.741
Ricavi per vendita di gas naturale e GNL	6.039	12.480	2		3.620		22.141
Ricavi per vendita di prodotti petrolchimici	253		3.667				3.920
Ricavi per vendita di energia elettrica		2.244	1		4.073		6.318
Ricavi per vendita di altri prodotti	40	16	326	62	67	7	518
Ricavi per servizi	334	321	367	443	2.364	179	4.008
Ricavi per prodotti e servizi venduti	**38.875**	**15.061**	**5.881**	**18.670**	**10.124**	**186**	**88.797**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	38.557	14.963	5.844	18.670	10.124	61	88.219
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	318	98	37			125	578
2023							
Ricavi della gestione caratteristica	**37.961**	**19.468**	**6.188**	**18.877**	**11.040**	**183**	**93.717**
Ricavi per vendita di greggi	25.685						25.685
Ricavi per vendita di prodotti petroliferi	5.219		1.847	18.442			25.508
Ricavi per vendita di gas naturale e GNL	5.881	16.638			4.431		26.950
Ricavi per vendita di prodotti petrolchimici	766		3.619				4.385
Ricavi per vendita di energia elettrica		2.420			4.832		7.252
Ricavi per vendita di altri prodotti	44	38	305	28	91	3	509
Ricavi per servizi	366	372	417	407	1.686	180	3.428
Ricavi per prodotti e servizi venduti	**37.961**	**19.468**	**6.188**	**18.877**	**11.040**	**183**	**93.717**
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:							
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	37.626	19.383	6.147	18.645	11.040	64	92.905
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	335	85	41	232		119	812

(€ milioni)	2025	2024	2023
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	287	87	642
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi passati	(128)	7	1.087

Per effetto delle sanzioni internazionali nei confronti di società upstream della Russia, joint operator di Eni in progetti operati, in applicazione delle clausole contrattuali che regolano i relativi JOA, Eni è subentrata nella titolarità dei diritti e delle obbligazioni del partner sanzionato procedendo pertanto a rilevare le quote di produzioni, ricavi per €87 milioni, costi di pertinenza del partner e sospendendo il margine economico delle operazioni.

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2025	2024	2023
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	25	48	27
Altri proventi	1.453	2.369	1.072
	1.478	**2.417**	**1.099**

Gli altri proventi comprendono: (i) €160 milioni (€194 milioni e €121 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni; (ii) nel 2024 €1.048 milioni relativi all'accordo con un operatore italiano sulla ripartizione degli oneri ambientali, che riconosce a Eni un rimborso di costi pregressi e dei costi futuri già stanziati nei fondi ambientali.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

30 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2025	2024	2023
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	51.014	54.204	58.170
Costi per servizi	12.433	12.217	11.512
Costi per godimento di beni di terzi	1.356	1.512	1.432
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.117	1.397	1.369
Altri oneri	1.694	2.073	1.746
	67.614	**71.403**	**74.229**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(368)	(227)	(367)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(190)	(62)	(26)
	67.056	**71.114**	**73.836**

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici del settore Exploration & Production per €174 milioni (€186 milioni e €205 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023).

I costi di ricerca e sviluppo e miglioramento tecnologico privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €207 milioni (€178 milioni e €166 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €984 milioni (€1.122 milioni e €1.138 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza riguardano: (i) l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €599 milioni (accantonamento netto di €848 milioni e di €559 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023); (ii) il rilascio netto al fondo abbandono e ripristino siti e social project di €9 milioni (accantonamento netto di €300 milioni e di €305 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023); (iii) l'accantonamento netto del fondo rischi per contenziosi di €268 milioni (accantonamento netto di €40 milioni e rilascio netto di €87 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2025	2024	2023
Salari e stipendi	2.620	2.665	2.427
Oneri sociali	541	527	497
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	64	96	156
Altri costi	135	123	196
	3.360	**3.411**	**3.276**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(116)	(139)	(131)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(15)	(10)	(9)
	3.229	**3.262**	**3.136**

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €70 milioni (€66 milioni e €56 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023) e oneri per programmi a contributi definiti per €110 milioni (€104 milioni e €102 milioni rispettivamente nel 2024 e nel 2023).
Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.
I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	2025		2024		2023	
(numero)	**Controllate**	**Joint operation**	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	902	18	933	19	944	19
Quadri	9.315	89	9.257	90	9.157	84
Impiegati	15.965	452	16.086	431	15.810	420
Operai	5.414	266	5.719	282	5.937	294
	31.596	**825**	**31.995**	**822**	**31.848**	**817**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio.
Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

Di seguito sono indicati i principali termini dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni le cui assegnazioni sono in essere alla chiusura dell'esercizio 2025.
Sono in essere due piani di Incentivazione di lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025 ratificati dall'Assemblea degli azionisti che prevedono l'attribuzione fino a un massimo rispettivamente di 20 milioni e 16 milioni di azioni proprie ciascuno articolato in tre attribuzioni annuali, destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali con responsabilità strategiche o critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico. Le assegnazioni sono a titolo gratuito al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio.
Le caratteristiche di vesting dei Piani sono collegate al raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla Società in termini di risultati finanziari, apprezzamento delle azioni rispetto a un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group") e raggiungimento di determinati KPI di sostenibilità ambientale e riduzione delle emissioni.
In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni assegnabili a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente. I piani prevedono clausole di lock-up e di claw back.
Complessivamente, alla grant date sono state attribuite, al conseguimento delle condizioni di vesting, 5,78 milioni di azioni con un fair value medio ponderato di €10,6 per azione.
La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione, ridotto dei dividendi attesi nel vesting period, considerando la volatilità del titolo, le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni sottoposte a clausola di lock-up.

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a €20 milioni (€23 milioni e €20 milioni rispettivamente nel 2024 e 2023) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

PIANO DI AZIONARIATO DIFFUSO

L'Assemblea degli Azionisti nella seduta del 15 maggio 2024 ha approvato il Piano di Azionariato Diffuso con la finalità di rafforzare il senso di appartenenza all'azienda del personale Eni e promuovere la partecipazione alla crescita del valore aziendale, in linea con gli interessi degli azionisti. Il Piano prevede tre assegnazioni annuali nel periodo 2024-2026 destinate ai dipendenti di Eni e delle sue società controllate.
Per l'anno 2025, si è proceduto all'assegnazione di azioni gratuite da parte di Eni ai dipendenti a ruolo in Italia (come già accaduto nel 2024) e all'Estero che non potranno essere trasferite e/o cedute dai dipendenti per 3 anni dalla data di assegnazione (periodo di lock-up).
Alla grant date 2025 (27 novembre 2025) sono state attribuite complessivamente da parte di Eni n. 3.289.345 azioni e alla grant date 2024 (27 novembre 2024) n. 3.102.700 azioni.
I costi relativi al Piano di Azionariato Diffuso, rilevati come componente del costo lavoro in contropartita alle riserve di patrimonio netto, ammontano a €15 milioni (€1 milione nel 2024).

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Salari e stipendi	24	39	35
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	4	3
Altri benefici a lungo termine	16	23	19
	42	**66**	**57**

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,8 milioni, €12,9 milioni e €13,9 milioni rispettivamente per gli esercizi 2025, 2024 e 2023. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,5 milioni, €0,5 milioni e €0,6 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2025, 2024 e 2023.
I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni.

31 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2025	2024	2023
Proventi finanziari	7.196	7.715	7.417
Oneri finanziari	(8.170)	(8.980)	(8.113)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico	235	388	284
Strumenti finanziari derivati	(80)	278	(61)
Proventi (oneri) finanziari	**(819)**	**(599)**	**(473)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(774)	(827)	(667)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	243	367	250
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(8)	21	34
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(252)	(358)	(207)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(348)	(314)	(267)
- Interessi attivi verso banche	191	294	356
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	205	161	14
	(743)	**(656)**	**(487)**
Differenze attive (passive) di cambio	**133**	**(38)**	**255**
Strumenti finanziari derivati	**(80)**	**278**	**(61)**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	39	44	153
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	122	222	94
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[a]	(250)	(261)	(341)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(40)	(188)	(86)
	(129)	**(183)**	**(180)**
	(819)	**(599)**	**(473)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.
Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.
I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

32 Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi degli incrementi e decrementi per effetto del risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 16 – Partecipazioni.
L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2025	2024	2023
Dividendi	242	227	255
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	77	562	430
Altri proventi (oneri) netti	107	195	423
	426	**984**	**1.108**

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €156 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €21 milioni (rispettivamente €166 milioni e €22 milioni nel 2024 e €179 milioni e €55 milioni nel 2023).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono: (i) per €46 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione a Global Infrastructure Partners del 49,99% del capitale di Eni CCUS Holding Ltd che opera, attraverso le sue controllate, i progetti Liverpool Bay e Bacton nel Regno Unito e il progetto L10-CCS nei Paesi Bassi; (ii) per €32 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 1,27% del capitale di Ithaca Energy Plc avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali.
Gli altri proventi netti si riferiscono per €86 milioni alla plusvalenza generata dalla allocazione del prezzo di acquisto di un'ulteriore quota nella E&E Algeria Touat BV e per €27 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della quota mantenuta nella Eni CCUS Holding Ltd.
Le plusvalenze da vendite del 2024 si riferivano per €371 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 100% del capitale della Nigerian Agip Oil Co Ltd alla società Oando Plc e per €166 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 10% del capitale della Saipem SpA avvenuta attraverso un processo di accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali e comprendevano il realizzo di effetti rilevati ad utile complessivo per €9 milioni.
Gli altri proventi netti del 2024 si riferivano per €118 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della business combination Ithaca Energy Plc.
Le plusvalenze da vendite del 2023 si riferivano alla cessione a Snam del 49,9% del capitale della joint venture SeaCorridor Srl e gli altri proventi netti comprendevano la plusvalenza da valutazione al fair value della quota mantenuta di SeaCorridor.

33 Imposte sul reddito

(€ milioni)	2025	2024	2023
Imposte correnti			
- imprese italiane	6	(255)	97
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	3.671	4.946	5.349
- altre imprese estere	128	22	185
	3.805	**4.713**	**5.631**
Imposte differite e anticipate nette			
- imprese italiane	(379)	(1.433)	(137)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(279)	294	(22)
- altre imprese estere	(127)	151	(104)
	(785)	**(988)**	**(263)**
	3.020	**3.725**	**5.368**

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono imposte estere per €118 milioni.
Nel 2023, con D.Lgs 209/2023 in attuazione della Direttiva UE 2022/2523, l'Italia ha promulgato le Pillar Two Model Rules, in vigore dal 1° gennaio 2024. Le regole del Pillar Two hanno l'obiettivo di assicurare che le grandi imprese multinazionali (che rispettino certi parametri) assolvano un livello minimo di imposizione sul reddito in ciascuna giurisdizione in cui operano. L'impatto delle Pillar Two rules sulle imposte correnti sul reddito per il 2025 e per il 2024 è stato poco significativo. Eni ha applicato l'esenzione, prevista dagli emendamenti allo IAS 12, dal dover rilevare le attività e passività fiscali differite relative alle imposte sul reddito del Pillar Two e darne informativa in bilancio.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2024 e nel 2023) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Utile (perdita) ante imposte	**5.778**	**6.489**	**10.228**
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	**1.387**	**1.557**	**2.455**
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	1.692	3.452	3.036
- effetto Irap delle società italiane	56	(15)	91
- effetto tassazione distribuzione riserve	50	147	106
- effetto imposte estere di società italiane	47	108	14
- effetto tassazione dividendi infragruppo	46	82	7
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	9	6	48
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(30)	(30)	(26)
- effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate	(260)	(1.470)	(221)
- effetto plusvalenze da cessione/conferimento		(38)	(96)
- altre motivazioni	23	(74)	(46)
	1.633	**2.168**	**2.913**
Imposte effettive	**3.020**	**3.725**	**5.368**

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €1.653 milioni (rispettivamente, €3.403 milioni e €3.026 milioni nel 2024 e 2023).

Il tax rate effettivo del 2025 è pari al 52,3% (rispettivamente, 57,4% e 52,5% per il 2024 e 2023) e risente della maggiore incidenza sull'utile ante imposte consolidato dei risultati ottenuti nelle giurisdizioni estere del settore Exploration & Production con tax rate più elevati della media di Gruppo.

34 Utile (perdita) per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2025 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario 2023-2025 e le azioni collegate al prestito obbligazionario convertibile emesso nel 2023.

Ai fini della determinazione dell'utile per azione semplice e diluito, l'utile netto dell'anno di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue e del prestito obbligazionario convertibile, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.

La determinazione dell'utile per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		2025	2024	2023
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.024.753.353**	**3.167.006.396**	**3.303.766.512**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		6.350.799	6.369.161	6.352.583
Numero di azioni potenziali a fronte del prestito obbligazionario convertibile		56.975.836	56.975.836	17.014.702
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.088.079.988**	**3.230.351.393**	**3.327.133.797**
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	**2.608**	**2.624**	**4.771**
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(237)	(132)	(109)
Utile netto di competenza Eni per utile semplice	(€ milioni)	**2.371**	**2.492**	**4.662**
Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	31	31	9
Utile netto di competenza Eni per utile diluito	(€ milioni)	**2.402**	**2.523**	**4.671**
Utile per azione semplice	(€ per azione)	0,78	0,79	1,41
Utile per azione diluito	(€ per azione)	0,78	0,78	1,40

35 Informazione per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

Per quanto riguarda le informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", coerentemente con le previsioni dei principi contabili applicabili, il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte a un livello di minore aggregazione rispetto ai raggruppamenti descritti. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, i reportable segment di Eni al 31 dicembre 2025 sono stati definiti considerando i settori operativi che confluiscono nei tre raggruppamenti, come segue:

- **Exploration & Production:** attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply per le attività di raffinazione e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.
- **Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power:** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL equity e di terzi. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas. Questo reportable segment comprende i risultati del business Power relativo all'attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici, che presenta ritorni economici simili considerata la comunanza delle dinamiche industriali relative alla domanda di gas e di energia elettrica. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO_2 e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.
- **Refining e Chimica:** attività di lavorazione di petrolio per la produzione di carburanti tradizionali svolta dal segmento operativo "Refining" e attività di produzione di prodotti chimici da ciclo petrolifero, svolte dalla controllata Versalis e le società figlie, che sono state aggregate in un unico reportable segment, poiché presentano ritorni economici simili, esposizione a comuni dinamiche di mercato e comunanze nella struttura dei processi industriali. Versalis è attiva nella produzione di bioplastiche tramite la controllata Novamont e nella chimica del compounding.
- **Enilive:** gestisce le attività di produzione di biocarburanti da materie prime rinnovabili e la commercializzazione al dettaglio di carburanti tradizionali e bio, nonché di prodotti e servizi rivolti all'automobilista nell'ottica della mobilità sostenibile. Svolge inoltre attività di vendita all'ingrosso di carburanti, bitumi e lubrificanti.
- **Plenitude:** attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica (installazione di colonnine di ricarica).
- **Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind. Comprende, inoltre, le attività relative ai progetti CCUS, agri-business, conservazione delle foreste e produzione di bioenergia, in fase di sviluppo.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enilive	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2025									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	50.367	17.120	18.179	19.120	10.168	**114.954**			
- a dedurre: ricavi infrasettori	(13.258)	(4.018)	(12.956)	(2.783)	(50)	**(33.065)**			
Ricavi da terzi	37.109	13.102	5.223	16.337	10.118	**81.889**	262		**82.151**
Risultato operativo	6.302	1.770	(2.485)	499	153	**6.239**	(1.499)	270	**5.010**
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(335)	93	(346)	(42)	(43)	**(673)**	(491)	47	**(1.117)**
Ammortamenti	(6.061)	(279)	(146)	(294)	(451)	**(7.231)**	(153)	35	**(7.349)**
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.135)	(17)	(482)	(60)	(7)	**(1.701)**	(96)		**(1.797)**
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	54	35	31	60		**180**	35		**215**
Radiazioni	(30)		(1)		(2)	**(33)**			**(33)**
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.116	32	120	(53)	(33)	**1.182**	(21)		**1.161**
Attività direttamente attribuibili[a]	60.407	4.988	6.377	6.117	13.622	**91.511**	2.630	(253)	**93.888**
Attività non direttamente attribuibili[b]									**43.181**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.562	417	2.354	796	1.139	**12.268**	887		**13.155**
Passività direttamente attribuibili[a]	19.934	4.691	4.153	3.303	5.490	**37.571**	5.239	(90)	**42.720**
Passività non direttamente attribuibili[b]									**41.562**
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.678	109	663	468	764	**8.682**	587	(40)	**9.229**
2024									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	54.440	18.876	21.210	21.139	10.179	**125.844**			
- a dedurre: ricavi infrasettori	(15.565)	(3.815)	(15.329)	(2.469)	(55)	**(37.233)**			
Ricavi da terzi	38.875	15.061	5.881	18.670	10.124	**88.611**	186		**88.797**
Risultato operativo	6.715	(909)	(1.681)	282	1.307	**5.714**	(371)	(105)	**5.238**
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(282)	(11)	(478)	(48)	(81)	**(900)**	(484)	(13)	**(1.397)**
Ammortamenti	(6.353)	(267)	(161)	(284)	(424)	**(7.489)**	(144)	33	**(7.600)**
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(2.385)	(195)	(458)	(117)	(1)	**(3.156)**	(51)		**(3.207)**
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	182	94	3		5	**284**	23		**307**
Radiazioni	(576)				(3)	**(579)**	(1)		**(580)**
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	904	44	73	(43)	(47)	**931**	(65)		**866**
Attività direttamente attribuibili[a]	67.572	7.421	7.228	5.893	13.588	**101.702**	2.712	(457)	**103.957**
Attività non direttamente attribuibili[b]									**42.982**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	8.348	488	2.621	899	1.019	**13.375**	775		**14.150**
Passività direttamente attribuibili[a]	20.627	7.230	4.253	2.995	5.883	**40.988**	4.881	(49)	**45.820**
Passività non direttamente attribuibili[b]									**45.471**
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.055	110	632	416	887	**8.100**	408	(23)	**8.485**

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo. Non comprendono attività/passività di natura finanziaria, partecipazioni e attività/passività per imposte sul reddito.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Refining e Chimica	Enilive	Plenitude	Totale settori di attività	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2023									
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	55.773	24.168	23.061	21.780	11.102	**135.884**			
- a dedurre: ricavi infrasettori	(17.812)	(4.700)	(16.873)	(2.903)	(62)	**(42.350)**			
Ricavi da terzi	37.961	19.468	6.188	18.877	11.040	**93.534**	183		**93.717**
Risultato operativo	8.693	2.626	(2.121)	585	(659)	**9.124**	(948)	81	**8.257**
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(354)	(206)	(352)	(33)	(73)	**(1.018)**	(339)	(12)	**(1.369)**
Ammortamenti	(6.271)	(295)	(142)	(261)	(404)	**(7.373)**	(140)	34	**(7.479)**
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.419)	(14)	(732)	(38)	(7)	**(2.210)**	(52)		**(2.262)**
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	376	52	6			**434**	26		**460**
Radiazioni	(531)				(5)	**(536)**	1		**(535)**
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.012	49	381	(38)	(55)	**1.349**	(13)		**1.336**
Attività direttamente attribuibili[a]	64.504	7.688	7.186	6.081	12.692	**98.151**	1.891	(378)	**99.664**
Attività non direttamente attribuibili[b]									**42.942**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.780	534	2.724	858	664	**11.560**	1.070		**12.630**
Passività direttamente attribuibili[a]	21.461	6.637	3.910	2.900	5.436	**40.344**	4.578	(56)	**44.866**
Passività non direttamente attribuibili[b]									**44.096**
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.135	119	556	428	636	**8.874**	360	(19)	**9.215**

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo. Non comprendono attività/passività di natura finanziaria, partecipazioni e attività/passività per imposte sul reddito.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2025								
Attività direttamente attribuibili[a]	26.971	8.662	2.531	5.796	18.460	29.859	1.609	**93.888**
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.829	673	388	260	2.486	3.476	117	**9.229**
2024								
Attività direttamente attribuibili[a]	29.787	7.704	4.709	6.470	21.232	32.624	1.431	**103.957**
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.009	673	308	556	1.519	3.276	144	**8.485**
2023								
Attività direttamente attribuibili[a]	30.026	6.962	5.124	7.658	17.855	30.928	1.111	**99.664**
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.006	485	235	609	1.471	4.105	304	**9.215**

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2025	2024	2023
Italia	28.647	30.994	33.450
Resto dell'Unione Europea	15.979	15.975	18.271
Resto dell'Europa	14.866	16.493	18.476
Americhe	6.215	7.908	7.004
Asia	9.675	9.114	7.404
Africa	6.731	8.285	9.057
Altre aree	38	28	55
	82.151	**88.797**	**93.717**

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società controllate escluse dall'area di consolidamento;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;

(c) i contributi a Eni Foundation e a Fondazione Eni Enrico Mattei, soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e di ricerca. Le transazioni verso questi soggetti sono immateriali.

Non vi sono state transazioni rilevanti con amministratori, revisori dei conti o loro affiliati.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

(€ milioni)	31 dicembre 2025 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2025 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	3	135		1	333	
Cardón IV SA	1	134		4		
Coral FLNG SA	12		1.247	21		
Eni CCUS Holding	118		1.218			
Gruppo Azule	119	361	2.939	93	1.643	
Gruppo Saipem	41	136	9	9	536	
Gruppo SeaCorridor	67	19		2	266	
Gruppo Vårgrønn	1		678	1		
In Salah Gas Ltd		57			279	
Ithaca Energy Plc	146	73		12	535	(553)
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	119		2	992	
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	8	13		3	61	
Mellitah Oil & Gas BV	56	241		10	1.031	
Petrobel Belayim Petroleum Co	13	470		5	778	
Societe' Centrale Electrique du Congo SA	91			79		
Società Oleodotti Meridionali SpA	22	500		25	16	
St. Bernard Renewables Llc	1		98	1	9	
Vår Energi ASA	26	1.321	1.948	61	5.523	(1)
Altre[a]	78	65	26	108	224	
	830	**3.644**	**8.163**	**437**	**12.226**	**(554)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	170	1		9		
VME Oilfield Chemicals Llc			112			
Altre	19	10	21	21	14	
	189	**11**	**133**	**30**	**14**	
	1.019	**3.655**	**8.296**	**467**	**12.240**	**(554)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	22	19			87	
Gruppo Enel	89	183		45	650	66
Gruppo Italgas	2	190		7	718	
Gruppo Snam	110	247		77	1.086	
Gruppo Terna	62	75		266	343	5
GSE - Gestore Servizi Energetici	112	100		2.147	1.861	219
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	3			99		
Altre[a]	23	51		97		
	423	**865**		**2.738**	**4.745**	**290**
Altri soggetti correlati		**4**		**1**	**39**	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»	**216**	**307**		**52**	**729**	
Totale	**1.658**	**4.831**	**8.296**	**3.258**	**17.753**	**(264)**

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

(€ milioni)	31 dicembre 2024 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2024 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	4	126			256	
Cardón IV SA	1	77		4	(2)	
Coral FLNG SA	12		1.411	15	(3)	
Gruppo Azule	59	399	3.343	76	2.290	
Gruppo Saipem	41	186	9	52	1.253	
Gruppo SeaCorridor	105	27		1	242	
Gruppo Vårgrønn	1		886			
Ithaca Energy Plc	188	76			366	(138)
Karachaganak Petroleum Operating BV	31	292			1.198	
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	6	14		3	51	
Mellitah Oil & Gas BV	56	52		11	523	
Mozambique Rovuma Venture SpA	26	2		31	53	
Petrobel Belayim Petroleum Co	23	509			562	
Società Oleodotti Meridionali SpA	12	491		16	11	
Société Centrale Electrique du Congo SA	97			104		
Vår Energi ASA	30	828	1.918	48	5.047	(57)
Altre[a]	37	71	120	74	187	
	729	**3.150**	**7.687**	**435**	**12.034**	**(195)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			195			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	161	3		10		
Altre	16	7	11	27	18	
	177	**10**	**206**	**37**	**18**	
	906	**3.160**	**7.893**	**472**	**12.052**	**(195)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	3	25			65	
Gruppo Enel	33	153		46	798	(28)
Gruppo Italgas	1	186		5	612	
Gruppo Snam	196	436		219	1.342	
Gruppo Terna	104	116		386	350	10
GSE - Gestore Servizi Energetici	201	110		1.805	1.548	414
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	13			238		
Altre[a]	23	66		71		
	574	**1.092**		**2.770**	**4.715**	**396**
Altri soggetti correlati	**1**	**3**		**2**	**37**	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»	**316**	**316**		**32**	**599**	
Totale	**1.797**	**4.571**	**7.893**	**3.276**	**17.403**	**201**

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

(€ milioni)	31 dicembre 2023 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	2023 Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	1	194			308	
Cardón IV SA	24	142		4	1	
Coral FLNG SA	4		1.327	6		
Gruppo Azule	113	475	3.156	86	2.146	
Gruppo Saipem	5	235	9	6	768	
Gruppo SeaCorridor	29	29		1	357	
Gruppo Vårgrønn			1.321			
Karachaganak Petroleum Operating BV	17	250			1.183	
Mellitah Oil & Gas BV	49	20		16	517	
Petrobel Belayim Petroleum Co	58	885			870	
Società Oleodotti Meridionali SpA	11	473		19	12	
Société Centrale Electrique du Congo SA	74			79		
Vår Energi ASA	51	764	2.013	58	4.487	(165)
Altre[a]	62	73	19	83	203	
	498	**3.540**	**7.845**	**358**	**10.852**	**(165)**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			183			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	152	4	1	12		
Altre	13	10	12	13	30	
	165	**14**	**196**	**25**	**30**	
	663	**3.554**	**8.041**	**383**	**10.882**	**(165)**
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	5	33		2	69	
Gruppo Enel	95	168		93	497	(109)
Gruppo Italgas	1	149		8	(20)	
Gruppo Snam	245	352		1.157	1.625	
Gruppo Terna	85	61		400	317	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	230	219		2.104	1.875	283
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	5			238		
Altre[a]	11	68		52	38	
	677	**1.050**		**4.054**	**4.401**	**182**
Altri soggetti correlati	**1**	**2**		**1**	**36**	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»	**222**	**212**		**40**	**569**	
Totale	**1.563**	**4.818**	**8.041**	**4.478**	**15.888**	**17**

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni «GSE» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- Il debito residuo per il pagamento del corrispettivo per la cessione dei crediti di Cardón IV SA verso la compagnia di Stato PDVSA;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni CCUS Holding a fronte della vendita delle attività CCUS nel Regno Unito e Paesi Bassi;
- la fornitura di servizi specialistici, l'acquisto di greggi e il rilascio di garanzie principalmente a fronte di contratti di leasing di navi FPSO verso il gruppo Azule;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- l'acquisizione di servizi di trasporto verso il gruppo SeaCorridor;
- le garanzie rilasciate al Gruppo Vårgrønn prevalentemente a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- la vendita di gas alla In Salah Gas Ltd;
- il credito nell'ambito della business combination realizzata lo scorso esercizio, l'acquisto di greggi e condensati e la stipula di contratti derivati su commodity dal gruppo Ithaca Energy;
- l'acquisto di elastomeri da Lotte Versalis Elastomers Co Ltd;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- le garanzie rilasciate pro quota nell'interesse di St. Bernard Renewables Llc a favore di fornitori per le operazioni di acquisto feedstock;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream e di trasporto marittimo, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- le attività volte a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza degli impianti verso il gruppo Ansaldo di Cassa Depositi e Prestiti;
- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione, trasporto e stoccaggio dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, nonché, dal gruppo Snam, il credito per attività di disinvestimento relativo alla cessione del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €25 milioni e debiti per contributi da versare per €3 milioni;
- costi per contributi versati al Fondo Integrativo Sanitario dei Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni – FISDE per €5 milioni e debiti per contributi da versare per €1 milione;
- contributi versati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €4 milioni e €5 milioni e ricavi verso Eni Foundation per €1 milione.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

(€ milioni)	31 dicembre 2025 Crediti	Debiti	Garanzie	2025 Proventi finanziari e strumenti derivati	Oneri finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	417			20		
E&E Algeria Touat BV		56				
Eni CCUS Holding	123					
Gruppo Saipem		247			11	
Mozambique Rovuma Venture SpA	2.318	91		147	11	
Altre[a]	70	57	4	45	49	
	2.928	**451**	**4**	**212**	**71**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre[a]	41	55		2	1	
	41	**55**		**2**	**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		52			2	
Altre		35		1	3	(18)
		87		**1**	**5**	**(18)**
Totale	**2.969**	**593**	**4**	**215**	**77**	**(18)**

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

(€ milioni)	31 dicembre 2024 Crediti	Debiti	Garanzie	2024 Proventi finanziari e strumenti derivati	Oneri finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	522			24		
Coral South FLNG DMCC			1.539		(1)	
Gruppo Saipem		222		1		
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.769	58		132	11	
Pengerang Biorefinery Sdn Bhd	60					
Altre	37	39	2	38	41	
	2.388	**319**	**1.541**	**195**	**51**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	40	36		2	2	
	40	**36**		**2**	**2**	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		53				
Altre		7		1	4	(12)
		60		**1**	**4**	**(12)**
Altri soggetti correlati		**4**				
Totale	**2.428**	**419**	**1.541**	**198**	**57**	**(12)**

(€ milioni)	31 dicembre 2023 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	2023 Proventi finanziari e strumenti derivati	Oneri finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	453			15		
Coral South FLNG DMCC			1.448			
Gruppo Saipem		56			8	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.339	170		101		
Altre	49	13	1	39	14	1
	1.841	**239**	**1.449**	**155**	**22**	**1**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	7	38		1	1	
	7	**38**		**1**	**1**	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		56			2	
Gruppo Snam						443
Altre	14	2			3	1
	14	**58**			**5**	**444**
Totale	**1.862**	**335**	**1.449**	**156**	**28**	**445**

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- - il deposito di disponibilità monetarie presso le finanziarie di Gruppo per la E&E Algeria Touat BV;
- il finanziamento concesso alla Eni CCS Holding, nell'ambito dell'accordo con il partner Global Infrastructure Partners;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione;
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- i debiti finanziari per la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31 dicembre 2025 Totale	Entità correlate	Incidenza %	31 dicembre 2024 Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	**3.710**	2.357	63,53	**1.085**	48	4,42
Crediti commerciali e altri crediti	**12.436**	1.375	11,06	**16.901**	1.601	9,47
Altre attività correnti	**3.943**	76	1,93	**3.662**	54	1,47
Altre attività finanziarie non correnti	**1.109**	612	55,18	**3.215**	2.380	74,03
Altre attività non correnti	**2.839**	207	7,29	**4.011**	142	3,54
Passività finanziarie a breve termine	**4.929**	265	5,38	**4.238**	136	3,21
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	**3.434**	128	3,73	**4.582**	21	0,46
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	**1.263**	108	8,55	**1.279**	152	11,88
Debiti commerciali e altri debiti	**20.261**	4.283	21,14	**22.092**	4.017	18,18
Altre passività correnti	**4.039**	86	2,13	**5.049**	34	0,67
Passività finanziarie a lungo termine	**20.139**	52	0,26	**21.570**	79	0,37
Passività per beni in leasing a lungo termine	**4.437**	40	0,90	**5.174**	31	0,60
Altre passività non correnti	**3.390**	462	13,63	**4.449**	520	11,69

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2025			2024			2023		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	**82.151**	2.973	3,62	**88.797**	2.997	3,38	**93.717**	4.322	4,61
Altri ricavi e proventi	**1.478**	285	19,28	**2.417**	279	11,54	**1.099**	156	14,19
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	**(67.056)**	(17.769)	26,50	**(71.114)**	(17.404)	24,47	**(73.836)**	(15.885)	21,51
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	**(11)**	(1)	9,09	**(168)**	(2)	1,19	**(249)**	5	..
Costo lavoro	**(3.229)**	17	..	**(3.262)**	3	..	**(3.136)**	(8)	0,26
Altri proventi (oneri) operativi	**641**	(264)	..	**(352)**	201	..	**478**	17	3,56
Proventi finanziari	**7.196**	215	2,99	**7.715**	198	2,57	**7.417**	155	2,09
Oneri finanziari	**(8.170)**	(77)	0,94	**(8.980)**	(57)	0,63	**(8.113)**	(28)	0,35
Strumenti finanziari derivati	**(80)**			**278**			**(61)**	1	..
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	**426**	(18)	..	**984**	(12)	..	**1.108**	445	40,16

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2025	2024	2023
Ricavi e proventi	3.258	3.276	4.478
Costi e oneri	(15.198)	(15.056)	(13.539)
Altri proventi (oneri) operativi	(264)	201	17
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	691	(61)	1.916
Interessi	138	132	117
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(11.375)**	**(11.508)**	**(7.011)**
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.555)	(2.347)	(2.349)
Disinvestimenti in partecipazioni			440
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	93	(292)	504
Variazione crediti finanziari	(719)	(501)	(290)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(3.181)**	**(3.140)**	**(1.695)**
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(407)	(20)	(162)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(407)**	**(20)**	**(162)**
Variazione disponibilità liquide e equivalenti		(3)	(7)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(14.963)**	**(14.671)**	**(8.875)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2025			2024			2023		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	**13.330**	(11.375)	..	**13.092**	(11.508)	..	**15.119**	(7.011)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(9.298)**	(3.181)	34,21	**(9.817)**	(3.140)	31,99	**(9.365)**	(1.695)	18,10
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(3.596)**	(407)	11,32	**(5.380)**	(20)	0,37	**(5.668)**	(162)	2,86

37 Altre informazioni sulle partecipazioni[2]

INFORMAZIONI SULLE SOCIETÀ CONTROLLATE CONSOLIDATE CON SIGNIFICATIVE INTERESSENZE DI TERZI

Di seguito sono riportati i dati economici, patrimoniali e finanziari, al lordo delle elisioni infragruppo, relativi al gruppo Enilive posseduto da Eni al 70% e al gruppo Plenitude posseduto da Eni al 70% e al gruppo EniPower posseduto da Eni al 51%. La percentuale di possesso del non controlling interest corrisponde ai diritti di voto assembleare.

	Gruppo Enilive	Gruppo Plenitude		Gruppo EniPower	
(€ milioni)	2025	2025	2024	2025	2024
Non controlling interest (%)	**30,00**	**30,00**	**7,58**	**49,00**	**49,00**
Attività correnti	5.607	3.725	4.571	851	695
Attività non correnti	4.683	12.053	11.185	927	934
Passività correnti	5.605	4.482	4.626	839	709
Passività non correnti	1.786	5.351	5.156	29	31
Ricavi	19.120	10.168	10.179	1.142	962
Utile netto dell'esercizio	344	(3)	803	126	167
Totale utile complessivo dell'esercizio	268	(158)	821	126	167
Flusso di cassa netto da attività operativa	771	1.196	916	206	178
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(542)	(1.206)	(1.389)	(77)	(92)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	435	(13)	(85)	1	(18)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	773	104	(23)	21	(9)
Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti	87	6	54	64	85
Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti	212	9	5	56	41

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2025 è di €4.847 milioni (€2.863 milioni al 31 dicembre 2024) e comprende l'obbligazione subordinata perpetua di Eni Marine Services SpA di €1.701 milioni (€1.924 milioni al 31 dicembre 2024). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 26 – Patrimonio netto – Interessenze di terzi.

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Il 6 marzo 2025 Eni e il fondo di private equity KKR hanno finalizzato l'operazione di investimento da parte di KKR relativa a un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Enilive con un incasso complessivo per Eni di €2.968 milioni compreso un aumento di capitale pari a €500 milioni. Successivamente, l'11 aprile 2025 Eni e KKR hanno completato un'operazione analoga alla precedente per un investimento di un ulteriore 5% per il corrispettivo di €601 milioni. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive.

Il 31 marzo 2025 è stato perfezionato l'aumento della partecipazione di Energy Infrastructure Partners (EIP) nel capitale sociale di Plenitude, raggiungendo una quota complessiva pari al 10%. L'incremento della partecipazione di EIP è avvenuto attraverso un aumento di capitale di €209 milioni che, tenuto conto di €588 milioni versati a marzo 2024, porta l'investimento complessivo a circa €800 milioni. Il 4 novembre è stato perfezionato tra Eni e il fondo di private equity Ares Capital l'investimento in un'interessenza di minoranza del 20% nel capitale sociale di Plenitude per il corrispettivo di €2.003 milioni.

2 L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2025 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2025

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
2023 Sol IX Llc	Wilmington (USA)	USA	Plenitude	73,62	73,62
Azule Energy Holdings Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	Exploration & Production	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Eni CCUS Holding Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	Exploration & Production	50,01	50,01
E&E Algeria Touat BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Algeria	Exploration & Production	66,00	66,00
GreenIT SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Plenitude	51,00	51,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Saipem SpA	Milano (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	21,19	21,80
SeaCorridor Srl	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Global Gas & LNG Portfolio	50,10	50,10
St. Bernard Renewables Llc	Wilmington (USA)	USA	Enilive	50,00	50,00
Vårgrønn AS	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	Plenitude	65,00	65,00
Joint operation					
Damietta LNG (DLNG) SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Collegate					
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining	20,00	20,00
Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining	20,00	20,00
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00
Ithaca Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	Exploration & Production	35,92	35,92
QatarEnergy LNG NFE (5)	Doha (Qatar)	Qatar	Exploration & Production	25,00	25,00
Vår Energi ASA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	63,04	63,04

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2025				
(€ milioni)	Azule Energy Holdings Ltd	St. Bernard Renewables Llc	E&E Algeria Touat BV	Saipem SpA	SeaCorridor Srl
Attività correnti	3.394	395	117	9.122	114
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*507*	*23*	*56*	*1.707*	*80*
Attività non correnti	21.678	1.310	1.224	5.425	578
Totale attività	**25.072**	**1.705**	**1.341**	**14.547**	**692**
Passività correnti	4.295	116	33	8.393	93
- di cui passività finanziarie correnti	*1.744*	*116*		*1.012*	*29*
Passività non correnti	9.657	309	291	3.410	140
- di cui passività finanziarie non correnti	*4.956*	*308*		*2.094*	*123*
Totale passività	**13.952**	**425**	**324**	**11.803**	**233**
Net equity	**11.120**	**1.280**	**1.017**	**2.744**	**459**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	50,00	50,00	66,00	21,80	50,10
Goodwill, plusvalenze di Gruppo e obbligazioni subordinate perpetue	(926)	17		(17)	181
Valore di iscrizione della partecipazione	**4.634**	**657**	**671**	**581**	**411**
Ricavi e altri proventi	3.917	999	287	15.508	343
Costi operativi	(822)	(961)	(90)	(13.792)	(44)
Altri proventi (oneri) operativi	(47)	(75)			
Ammortamenti e svalutazioni	(2.188)	(57)	(88)	(1.037)	(47)
Risultato operativo	**860**	**(94)**	**109**	**679**	**252**
Proventi (oneri) finanziari	(268)	2	(3)	(189)	(1)
Proventi (oneri) su partecipazioni	289	(24)		28	28
Risultato ante imposte	**881**	**(116)**	**106**	**518**	**279**
Imposte sul reddito	(238)		(53)	(207)	(214)
Risultato netto	**643**	**(116)**	**53**	**311**	**65**
Altre componenti dell'utile complessivo	(1.212)	(182)	(115)	156	(24)
Totale utile (perdita) complessivo	**(569)**	**(298)**	**(62)**	**467**	**41**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**415**	**(58)**	**35**	**71**	**32**
Dividendi percepiti dalla joint venture	**386**			**72**	**95**

(€ milioni)	2024 Azule Energy Holdings Ltd	St. Bernard Renewables Llc	E&E Algeria Touat BV	Saipem SpA	SeaCorridor Srl
Attività correnti	3.181	313	130	9.675	134
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*549*	*72*	*55*	*2.158*	*89*
Attività non correnti	23.042	1.577	1.497	4.844	580
Totale attività	**26.223**	**1.890**	**1.627**	**14.519**	**714**
Passività correnti	3.505	99	54	8.564	126
- di cui passività finanziarie correnti	*1.182*			*796*	
Passività non correnti	9.796	217	376	3.431	15
- di cui passività finanziarie non correnti	*3.297*	*215*		*2.220*	*1*
Totale passività	**13.301**	**316**	**430**	**11.995**	**141**
Net equity	**12.922**	**1.574**	**1.197**	**2.524**	**573**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	50,00	50,00	54,00	21,61	50,10
Goodwill, plusvalenze di Gruppo e obbligazioni subordinate perpetue	(1.250)	19		(17)	198
Valore di iscrizione della partecipazione	**5.211**	**806**	**646**	**528**	**485**
Ricavi e altri proventi	4.961	1.220	290	14.552	332
Costi operativi	(1.261)	(1.134)	(98)	(13.224)	(45)
Altri proventi (oneri) operativi		(93)		1	
Ammortamenti e svalutazioni	(1.479)	(72)	(105)	(723)	(44)
Risultato operativo	**2.221**	**(79)**	**87**	**606**	**243**
Proventi (oneri) finanziari	(474)	(11)		(85)	6
Proventi (oneri) su partecipazioni	208			(25)	29
Risultato ante imposte	**1.955**	**(90)**	**87**	**496**	**278**
Imposte sul reddito	(751)		(13)	(190)	(189)
Risultato netto	**1.204**	**(90)**	**74**	**306**	**89**
Altre componenti dell'utile complessivo	572	99	72	(124)	11
Totale utile (perdita) complessivo	**1.776**	**9**	**146**	**182**	**100**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**602**	**(45)**	**40**	**75**	**45**
Dividendi percepiti dalla joint venture	**427**				**95**

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle joint venture rilevanti sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2025 2023 Sol IX Llc	GreenIT SpA	Mozambique Rovuma Venture SpA	Cardón IV SA	Eni CCUS Holding Ltd	Vårgrønn AS
Risultato netto		**5**	**100**	**125**		**(54)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(24)	(1)	(131)	(87)	(5)	(42)
Totale utile (perdita) complessivo	**(24)**	**4**	**(31)**	**38**	**(5)**	**(96)**

(€ milioni)	2024 2023 Sol IX Llc	GreenIT SpA	Mozambique Rovuma Venture SpA	Cardón IV SA	Vårgrønn AS
Risultato netto	**1**	**4**	**47**	**(18)**	**(57)**
Altre componenti dell'utile complessivo	8	(2)	64	47	26
Totale utile (perdita) complessivo	**9**	**2**	**111**	**29**	**(31)**

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2025			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	Ithaca Energy Plc	QatarEnergy LNG NFE (5)
Attività correnti	5.730	1.533	980	
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*6*	*595*	*154*	
Attività non correnti	15.401	20.705	6.194	2.863
Totale attività	**21.131**	**22.238**	**7.174**	**2.863**
Passività correnti	4.857	2.316	1.242	151
- di cui passività finanziarie correnti		*199*	*62*	
Passività non correnti	6.373	19.446	3.758	70
- di cui passività finanziarie non correnti	*5.995*	*5.067*	*1.243*	
Totale passività	**11.230**	**21.762**	**5.000**	**221**
Net equity	**9.901**	**476**	**2.174**	**2.642**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	20,00	63,04	35,92	25,00
Goodwill, plusvalenze di Gruppo e obbligazioni subordinate perpetue		(300)	(295)	
Valore di iscrizione della partecipazione	**1.980**		**486**	**661**
Ricavi e altri proventi	23.417	7.164	2.607	
Costi operativi	(21.341)	(1.409)	(815)	(12)
Altri proventi (oneri) operativi	(831)			
Ammortamenti e svalutazioni	(755)	(1.888)	(824)	
Risultato operativo	**490**	**3.867**	**968**	**(12)**
Proventi (oneri) finanziari	(381)	73	(226)	(2)
Proventi (oneri) su partecipazioni				
Risultato ante imposte	**109**	**3.940**	**742**	**(14)**
Imposte sul reddito	7	(3.061)	(809)	4
Risultato netto	**116**	**879**	**(67)**	**(10)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(1.308)	80	(128)	(310)
Totale utile (perdita) complessivo	**(1.192)**	**959**	**(195)**	**(320)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**23**	**602**	**(15)**	**(3)**
Dividendi percepiti dalla collegata	**56**	**653**	**161**	

(€ milioni)	2024 Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	Ithaca Energy Plc	QatarEnergy LNG NFE (5)
Attività correnti	6.719	1.219	946	
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*47*	*268*	*170*	
Attività non correnti	18.130	19.822	7.036	2.658
Totale attività	**24.849**	**21.041**	**7.982**	**2.658**
Passività correnti	3.835	1.825	1.320	60
- di cui passività finanziarie correnti		*68*	*31*	
Passività non correnti	9.640	18.415	3.775	67
- di cui passività finanziarie non correnti	*6.543*	*5.795*	*994*	
Totale passività	**13.475**	**20.240**	**5.095**	**127**
Net equity	**11.374**	**801**	**2.887**	**2.531**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	20,00	63,04	37,17	25,00
Goodwill, plusvalenze di Gruppo e obbligazioni subordinate perpetue		(505)	(348)	
Valore di iscrizione della partecipazione	**2.275**		**725**	**633**
Ricavi e altri proventi	12.879	6.884	703	
Costi operativi	(11.985)	(1.375)	(134)	(6)
Altri proventi (oneri) operativi	(386)			
Ammortamenti e svalutazioni	(338)	(1.884)	(367)	
Risultato operativo	**170**	**3.625**	**202**	**(6)**
Proventi (oneri) finanziari	(332)	(455)	(66)	1
Risultato ante imposte	**(162)**	**3.170**	**136**	**(5)**
Imposte sul reddito		(2.759)	(118)	1
Risultato netto	**(162)**	**411**	**18**	**(4)**
Altre componenti dell'utile complessivo	708	(125)	100	138
Totale utile (perdita) complessivo	**546**	**286**	**118**	**134**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(32)**	**259**	**7**	**(1)**
Dividendi percepiti dalla collegata	**269**	**627**	**69**	

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle società collegate rilevanti sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2025 ADNOC Global Trading Ltd	Coral FLNG SA
Risultato netto	**481**	**(84)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(106)	(104)
Totale utile (perdita) complessivo	**375**	**(188)**

(€ milioni)	2024 ADNOC Global Trading Ltd	Coral FLNG SA
Risultato netto	**563**	**(33)**
Altre componenti dell'utile complessivo	48	57
Totale utile (perdita) complessivo	**611**	**24**

38 Erogazioni pubbliche - informativa ex art. 1, Commi 125-129, legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati[1]. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore[2] di joint venture non incorporate[3], costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash-call).

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[4].

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2025, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (importi in euro)
Eni Foundation	4.898.360
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.000.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.256.520
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Associazione Be Human	500.000
Fondazione Banco dell'energia Ente Filantropico per Fondazione Banco Alimentare ETS	416.771
Associazione della Croce Rossa Italiana	300.000
Fondazione Banco dell'energia Ente Filantropico/Associazione Croce Rossa Italiana ODV	180.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	57.389
Associazione Pionieri e Veterani Eni	51.500
Associazione Civita	44.000
Federazione Nazionale dei Cavalieri del Lavoro	40.000
E4IMPACT Foundation	35.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	28.200
Voluntary Principles Association (VPA)	26.476
Associazione Amici della Luiss Guido Carli	25.000
Fondazione Gasliniesieme ETS	25.000
Associazione Don Bosco 3A ODV	20.000
Comunità Frontiera Lillo Zarba e Vincenzo Fontana ETS	20.000
Parrocchia San Luca Evangelista di Stagno	18.000
Concattedrale "Gran Madre di Dio"	17.000
Parrocchia Santa Lucia	14.500
Fondazione Caritas Livorno	14.000
Avis	14.000
Associazione Cure Palliative Livorno	14.000
Associazione Insieme per Costruire APS	11.000
Associazione Sport Insieme Livorno APS	11.000
President and Fellows of Harvard College	10.426
Parks – Liberi e Uguali	10.000

1 Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.
2 Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.
3 Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.
4 Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

39 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2025, 2024 e 2023 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

40 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2025, 2024 e 2023 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Successivamente alla chiusura del bilancio, il dispiegarsi del conflitto con l'Iran ha comportato notevoli ripercussioni sulle forniture di petrolio, gas e prodotti raffinati dal Medio Oriente. I mercati energetici hanno registrato una elevata volatilità a causa dell'incertezza circa il futuro andamento dei prezzi degli idrocarburi e dei margini di raffinazione. Allo stato attuale, il conflitto non ha comportato significativi effetti sui risultati e la posizione finanziaria dell'Eni. La scala e la durata del conflitto costituiscono dei fattori di rischio e di incertezza e potrebbero avere conseguenze sugli utili, sul flusso di cassa e sulla posizione finanziaria Eni in futuro.

Il 19 marzo 2026, Eni ha avviato insieme agli attuali soci Ares Alternative Credit (affiliati ad Ares Management Corporation) ed Energy Infrastructure Partners un riassetto della compagine azionaria di Plenitude per definire una nuova governance, con un controllo congiunto fra Eni e Ares e col conseguente deconsolidamento della società dal perimetro di bilancio di Eni al completamento del riassetto. L'operazione è subordinata al rilascio delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI SULL'ATTIVITÀ OIL & GAS PREVISTE DALLA SEC (NON SOTTOPOSTE A REVISIONE CONTABILE)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2025									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	19.413	2.878	37.204	17.659	13.229	15.150	11.961	1.447	118.941
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	102	544	957		1.260	341	207	3.433
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	339	27	1.853	752	125	13	24	12	3.145
Immobilizzazioni in corso	727	323	2.846	1.598	731	2.754	375	125	9.479
Costi capitalizzati lordi	**20.501**	**3.330**	**42.447**	**20.966**	**14.085**	**19.177**	**12.701**	**1.791**	**134.998**
Fondi ammortamento e svalutazione	(17.215)	(2.712)	(30.329)	(11.343)	(5.351)	(11.981)	(9.843)	(915)	(89.689)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a]	**3.286**	**618**	**12.118**	**9.623**	**8.734**	**7.196**	**2.858**	**876**	**45.309**
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		19.073	717	9.731		261	1.910		31.692
Attività relative a riserve probabili e possibili		205	173	76					454
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		96	10	73			8		187
Immobilizzazioni in corso		1.053	22	2.731		455	221		4.482
Costi capitalizzati lordi		**20.427**	**922**	**12.611**		**716**	**2.139**		**36.815**
Fondi ammortamento e svalutazione		(7.803)	(192)	(3.377)			(1.518)		(12.890)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][b]		**12.624**	**730**	**9.234**		**716**	**621**		**23.925**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €747 milioni per le società consolidate e per €1.075 milioni per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione a fair value (i) della quota aggiuntiva del 12% acquisita nella società E&E Algeria Touat BV; (ii) della società JAPEX UK Limited e della quota del 46,25% di Spirit Energy acquisite da Ithaca; (iii) della quota del 40% in Ekofisk PPF acquisita da Var Energi.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	19.272	3.242	43.769	30.245	14.379	15.223	16.212	1.626	143.968
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	190	651	2.393		2.259	887	209	6.611
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	339	29	2.012	837	138	14	26	13	3.408
Immobilizzazioni in corso	756	249	2.554	2.583	1.202	2.232	388	149	10.113
Costi capitalizzati lordi	**20.389**	**3.710**	**48.986**	**36.058**	**15.719**	**19.728**	**17.513**	**1.997**	**164.100**
Fondi ammortamento e svalutazione	(16.541)	(2.969)	(36.505)	(24.075)	(5.441)	(12.698)	(14.273)	(1.108)	(113.610)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a][b]	**3.848**	**741**	**12.481**	**11.983**	**10.278**	**7.030**	**3.240**	**889**	**50.490**
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		12.751	645	10.137		295	2.150		25.978
Attività relative a riserve probabili e possibili		1.178	149	88					1.415
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		86	9	82			9		186
Immobilizzazioni in corso		4.989	22	2.246		370	249		7.876
Costi capitalizzati lordi		**19.004**	**825**	**12.553**		**665**	**2.408**		**35.455**
Fondi ammortamento e svalutazione		(6.799)	(140)	(2.809)			(1.644)		(11.392)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][c]		**12.205**	**685**	**9.744**		**665**	**764**		**24.063**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €830 milioni per le società consolidate e per €996 milioni per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione del fair value degli asset per le società acquisite dal gruppo Neptune Energy.

(c) Include l'allocazione del fair value degli asset per le società acquisite dal gruppo Neptune Energy e della società Ithaca Energy nel Regno Unito.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2025									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			3	68					71
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			7	26		115		3	151
Costi di ricerca	19	15	152	101	2	217	62	4	572
Costi di sviluppo[a]	177	53	2.346	1.842	195	1.935	560	162	7.270
Totale costi sostenuti società consolidate	**196**	**68**	**2.508**	**2.037**	**197**	**2.267**	**622**	**169**	**8.064**
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		258		135					393
Costi di sviluppo[b]		1.761	26	1.440		133	10		3.370
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**2.019**	**26**	**1.575**		**133**	**10**		**3.763**

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €318 milioni.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €87 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Costi di ricerca	47	53	98	139	57	128	124	2	648
Costi di sviluppo[a]	445	340	1.168	3.250	252	1.012	760	101	7.328
Totale costi sostenuti società consolidate	**492**	**393**	**1.266**	**3.389**	**309**	**1.140**	**884**	**103**	**7.976**
Società in joint venture e collegate									
Costi di ricerca		231		90					321
Costi di sviluppo[b]		1.850	15	1.191		157	(6)		3.207
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**2.081**	**15**	**1.281**		**157**	**(6)**		**3.528**

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €73 milioni.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €42 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023									
Società consolidate									
Costi di ricerca	12	55	328	189	9	277	138	1	1.009
Costi di sviluppo[a]	798	249	1.633	2.662	296	921	937	151	7.647
Totale costi sostenuti società consolidate	**810**	**304**	**1.961**	**2.851**	**305**	**1.198**	**1.075**	**152**	**8.656**
Società in joint venture e collegate									
Costi di ricerca		92		46					138
Costi di sviluppo[b]		1.703	4	731		150	2		2.590
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**1.795**	**4**	**777**		**150**	**2**		**2.728**

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €773 milioni.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €163 milioni.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2025									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	1.226	17	1.318	2.190	1.450	2.986	1.159	1	**10.347**
- vendite a terzi		249	5.650	902	815	398	159	30	**8.203**
Totale ricavi	**1.226**	**266**	**6.968**	**3.092**	**2.265**	**3.384**	**1.318**	**31**	**18.550**
Costi di produzione	(376)	(97)	(1.025)	(617)	(231)	(411)	(257)	(23)	**(3.037)**
Costi di trasporto	(4)	(18)	(63)	(3)	(170)	(7)	(10)		**(275)**
Imposte sulla produzione	(114)	(1)	(246)	(234)		(293)	(100)		**(988)**
Costi di ricerca	(21)	(10)	(60)	(28)	(2)	(53)	(33)	(4)	**(211)**
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(792)	(119)	(1.669)	(1.639)	(569)	(1.152)	(684)	(116)	**(6.740)**
Altri (oneri) proventi	(219)	(25)	(273)	(146)	(78)	(381)	(57)	(46)	**(1.225)**
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(300)**	**(4)**	**3.632**	**425**	**1.215**	**1.087**	**177**	**(158)**	**6.074**
Imposte sul risultato	114	101	(2.190)	(332)	(419)	(512)	(86)	47	**(3.277)**
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**(186)**	**97**	**1.442**	**93**	**796**	**575**	**91**	**(111)**	**2.797**
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate		3.849		703					**4.552**
- vendite a terzi		1.483	186	1.609			652		**3.930**
Totale ricavi		5.332	186	2.312			652		**8.482**
Costi di produzione		(871)	(36)	(676)			(25)		**(1.608)**
Costi di trasporto		(187)	(13)				(2)		**(202)**
Imposte sulla produzione			(2)	(31)			(147)		**(180)**
Costi di ricerca		(138)		(14)					**(152)**
Ammortamenti e svalutazioni		(1.352)	(63)	(1.012)		(1)	(67)		**(2.495)**
Altri (oneri) proventi		163	(1)	34		(2)	(305)		**(111)**
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**2.947**	**71**	**613**		**(3)**	**106**		**3.734**
Imposte sul risultato		(2.288)	(31)	(206)		1	(13)		**(2.537)**
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**659**	**40**	**407**		**(2)**	**93**		**1.197**

(a) Include svalutazioni nette per €1.081 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	1.256	524	1.590	1.984	1.747	3.171	1.364		11.636
- vendite a terzi		462	7.135	892	958	752	138	19	10.356
Totale ricavi	**1.256**	**986**	**8.725**	**2.876**	**2.705**	**3.923**	**1.502**	**19**	**21.992**
Costi di produzione	(350)	(328)	(971)	(617)	(280)	(392)	(403)	(25)	(3.366)
Costi di trasporto	(4)	(86)	(65)	(8)	(175)	(8)	(15)		(361)
Imposte sulla produzione	(139)	(1)	(299)	(276)		(339)	(73)		(1.127)
Costi di ricerca	(16)	(158)	(148)	(54)	(81)	(243)	(39)	(2)	(741)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(606)	(440)	(1.880)	(2.121)	(555)	(1.142)	(1.373)	(52)	(8.169)
Altri (oneri) proventi	(179)	(413)	(330)	(280)	(168)	(335)	(45)	(7)	(1.757)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(38)**	**(440)**	**5.032**	**(480)**	**1.446**	**1.464**	**(446)**	**(67)**	**6.471**
Imposte sul risultato	73	134	(3.150)	(347)	(507)	(1.283)	39	23	(5.018)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**35**	**(306)**	**1.882**	**(827)**	**939**	**181**	**(407)**	**(44)**	**1.453**
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate		3.330		1.149					4.479
- vendite a terzi		1.213	162	1.682			669		3.726
Totale ricavi		**4.543**	**162**	**2.831**			**669**		**8.205**
Costi di produzione		(711)	(33)	(621)			(23)		(1.388)
Costi di trasporto		(151)	(15)				(3)		(169)
Imposte sulla produzione			(2)	(42)			(148)		(192)
Costi di ricerca		(119)		(7)					(126)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.150)	(62)	(864)			(66)		(2.142)
Altri (oneri) proventi		37	(26)	(127)		(1)	(333)		(450)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**2.449**	**24**	**1.170**		**(1)**	**96**		**3.738**
Imposte sul risultato		(1.839)	(2)	(456)			(42)		(2.339)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**610**	**22**	**714**		**(1)**	**54**		**1.399**

(a) Include svalutazioni nette per €2.203 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	1.475	862	1.477	1.745	1.845	2.970	1.661	1	12.036
- vendite a terzi		18	7.936	903	897	532	135	51	10.472
Totale ricavi	**1.475**	**880**	**9.413**	**2.648**	**2.742**	**3.502**	**1.796**	**52**	**22.508**
Costi di produzione	(348)	(202)	(952)	(656)	(267)	(304)	(469)	(25)	(3.223)
Costi di trasporto	(3)	(43)	(68)	(10)	(178)	(6)	(19)		(327)
Imposte sulla produzione	(152)		(300)	(294)		(326)	(73)		(1.145)
Costi di ricerca	(12)	(14)	(245)	(121)	(2)	(140)	(152)	(1)	(687)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(886)	(166)	(1.979)	(716)	(601)	(1.093)	(1.531)	(95)	(7.067)
Altri (oneri) proventi	(347)	(117)	(360)	(128)	(148)	(263)	(108)	(7)	(1.478)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**(273)**	**338**	**5.509**	**723**	**1.546**	**1.370**	**(556)**	**(76)**	**8.581**
Imposte sul risultato	169	(292)	(3.368)	(391)	(503)	(1.150)	369	19	(5.147)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	**(104)**	**46**	**2.141**	**332**	**1.043**	**220**	**(187)**	**(57)**	**3.434**
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate		2.911		958					3.869
- vendite a terzi		1.063	10	1.905			604		3.582
Totale ricavi		**3.974**	**10**	**2.863**			**604**		**7.451**
Costi di produzione		(562)	(6)	(535)			(20)		(1.123)
Costi di trasporto		(102)	(1)	(26)			(3)		(132)
Imposte sulla produzione			(2)	(54)			(126)		(182)
Costi di ricerca		(50)		(37)					(87)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.116)	(5)	(1.314)		(1)	(68)		(2.504)
Altri (oneri) proventi		(78)	(1)	24		(4)	(372)		(431)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**2.066**	**(5)**	**921**		**(5)**	**15**		**2.992**
Imposte sul risultato		(1.614)	6	(273)		1	(56)		(1.936)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		**452**	**1**	**648**		**(4)**	**(41)**		**1.056**

(a) Include svalutazioni nette per €1.036 milioni.

Riserve certe di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission. Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. Nel 2025 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di $70/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non sviluppate. Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione[1] 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[2]. 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 e 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 e 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 Eni[3].

Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2025 hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2025 sono state oggetto di valutazione indipendenti riserve certe per circa il 36% delle riserve Eni al 31 dicembre 2025[4].

Nel triennio 2023-2025 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'82% del totale delle riserve certe.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 60%, 57% e il 55% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2025, 2024 e 2023. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti nel triennio 2023-2025 rappresentano il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1%, l'1% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2025, 2024 e 2023; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 74.017 milioni di metri cubi nel 2025 (67.395 milioni e 66.192 milioni rispettivamente nel 2024 e 2023); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG partecipata dalla JV Azule costituita al 50% con bp.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

1 Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente di DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott e Sproule.
2 I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2025".
3 Nel 2025 Azule Energy e Vår Energi.
4 Nel 2025 sono inclusi i volumi di Azule Energy, Vår Energi per i quali Eni ha richiesto una Third Party Letter.

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 e di 180 miliardi 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 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 240 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono aumentate di 388 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono diminuite di 148 milioni di boe). Le principali variazioni sono riferite a:

i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-370 milioni di boe) legata principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi ad asset in Vår Energi in Norvegia, Emirati Arabi Uniti e Azule Energy in Angola;

ii) nuove scoperte ed estensioni pari a 585 milioni di boe, di cui 97 milioni di boe di liquidi e 488 milioni di boe di gas, risultato dell'iscrizione delle riserve relative a progetti nel Kutei Basin in Indonesia (563 milioni di boe), al campo di Sarb negli Emirati Arabi Uniti (13 milioni di boe), e a progetti minori in Olanda, Norvegia e Angola;

iii) revisioni di precedenti stime (23 milioni di boe), esclusa la conversione a certe sviluppate, si riferiscono principalmente: all'avanzamento dell'attività di sviluppo negli Emirati Arabi Uniti (54 milioni di boe), in Vår Energi in Norvegia (53 milioni di boe) e in Egitto (41 milioni di boe). Le revisioni negative sono riferite principalmente ad una riduzione in Libia (-37 milioni di boe) e in Azule Energy in Angola (-63 milioni di boe);

iv) miglioramenti di recupero assistito per 26 milioni di boe in Iraq sul campo di Zubair;

v) operazioni di portfolio (-24 milioni di boe), principalmente per la cessione del 30% di Baleine in Costa d'Avorio e di asset in Congo compensate da una acquisizione di una quota in Bonga in Nigeria.

Riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

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

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

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

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2023 al 2025 sono discusse di seguito.

Società consolidate

Acquisizioni

Nel 2023 è stata rilevata l'acquisizione di alcuni asset da bp in Algeria per 4 milioni di barili.
Nel 2024 sono stati acquisiti 8 milioni di barili per l'acquisizione della società Neptune.
Nel 2025 sono stati acquisiti 7 milioni di barili in seguito all'aumento di quota in Bonga in Nigeria.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono pari a +160 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono: in Libia (+53 milioni di barili) in particolare in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Kazakhstan (+35 milioni di barili) nei campi di Kashagan e Karachaganak principalmente per effetto prezzo; in Italia (+34 milioni di barili) principalmente in Val d'Agri e Gela; in Iraq (+24 milioni di barili) sul campo di Zubair per effetto prezzo. Le principali variazioni negative sono: Nigeria (-8 milioni di barili) principalmente sui campi NAOC; negli Stati Uniti d'America (-10 milioni di barili) soprattutto nei campi Triton, Oooguruk e Allegheny.

Nel 2024 le revisioni di precedenti stime sono pari a +185 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono: negli Emirati Arabi Uniti (+110 milioni di barili) principalmente nei campi Ghasha, Lower Zakum e Hail grazie ai dati disponibili dai nuovi pozzi; in Algeria (+30 milioni di barili) principalmente nei campi del Berkine North per migliori performance. Le principali revisioni negative sono in Egitto (-31 milioni di barili) concentrate soprattutto nei campi di Belayim e Meleiha e recepiscono l'andamento delle performance dei campi.
Nel 2025 le revisioni di precedenti stime sono pari a +215 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono relative al rinnovo delle licenze in Egitto nell'area del Sinai (+76 milioni di barili) e Algeria nell'area di Zek (+40 milioni di barili); ad attività negli Emirati Arabi Uniti principalmente sul campo di Lower Zakum (+43 milioni di barili), e sul campo di Baleine in Costa d'Avorio (+29 milioni di barili). Le principali revisioni negative sono relative a campi negli Stati Uniti (-9 milioni di barili).

Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2023 non sono stati registrati incrementi dovuti a miglioramenti da recupero assistito.
Nel 2024 si registra 1 milione di barili legato a miglioramenti da recupero assistito sul campo St. Malo negli Stati Uniti d'America.
Nel 2025 i miglioramenti da recupero assistito ammontano a 33 milioni di barili per attività in Iraq sul campo di Zubair e in Costa d'Avorio su Baleine.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 50 milioni di barili, localizzate principalmente negli Emirati Arabi Uniti a seguito della decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha.
Nel 2024 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 37 milioni di barili, principalmente per la decisione finale d'investimento nei progetti Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (22 milioni di barili) e Bonga North in Nigeria (15 milioni di barili).
Nel 2025 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 96 milioni di barili, per la progressione delle attività di sviluppo nel Kutei Basin in Indonesia.

Cessioni

Nel 2023 la cessione di 2 milioni di barili riguarda principalmente la riduzione della quota nella concessione Ghasha negli Emirati Arabi Uniti.
Nel 2024 si registrano 218 milioni di barili di cessioni. Di questi, 71 sono legati alla cessione degli asset NAOC in Nigeria, 118 alla vendita degli asset in Alaska, e i restanti sono relativi alla cessione di alcuni campi minori in Congo e ai risultati della business combination con Ithaca Energy.
Nel 2025 si registrano cessioni pari a 28 milioni di barili legati alle cessioni della partecipazione del 30% del campo di Baleine in Costa d'Avorio e di asset in Congo.

Società in joint venture e collegate

Acquisizioni

Nel 2023 sono stati rilevati 2 milioni di barili per l'acquisizione di una quota nel Blocco 3/05a da parte della JV Azule.
Nel 2024 le acquisizioni ammontano a 93 milioni di barili e sono dovute principalmente alla business combination con Ithaca Energy ed all'acquisizione della società Neptune da parte di Vår Energi.
Nel 2025 le acquisizioni ammontano a 3 milioni di barili, principalmente in Vår Energi in Norvegia e Ithaca Energy nel Regno Unito.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2023 le revisioni positive di +20 milioni di barili sono dovute principalmente al Qatar (+10 milioni di barili) sul campo NFE, a Vår Energi in Norvegia (+9 milioni di barili).
Nel 2024 le revisioni sono state positive per 58 milioni di barili, e riguardano principalmente Azule Energy e Vår Energi.
Nel 2025 le revisioni sono state positive per 32 milioni di barili, e riguardano principalmente Azule Energy e Vår Energi.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.
Nel 2024 le estensioni e nuove scoperte di 14 milioni di barili sono principalmente il risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North.
Nel 2025 le estensioni e nuove scoperte di 11 milioni di barili sono principalmente il risultato dell'iscrizione di nuove riserve in Vår Energi in Norvegia.

Cessioni

Nel 2023 sono state rilevate cessioni per 1 milioni di barili con riferimento al campo Brage in Vår Energi in Norvegia.
Nel 2024 le cessioni di 2 milioni di barili riguardano asset di Vår Energi.
Nel 2025 non si registrano cessioni.

Riserve certe di gas naturale

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

(a) include volumi destinati all'autoconsumo per 6.146 Mscm.
(b) include volumi destinati all'autoconsumo per 1.015 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2024									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2023	**24.310**	**4.907**	**168.060**	**70.208**	**43.766**	**36.919**	**3.703**	**5.420**	**357.293**
di cui: sviluppate	*18.504*	*4.725*	*90.076*	*38.241*	*43.766*	*20.536*	*3.000*	*1.652*	*220.500*
non sviluppate	*5.806*	*182*	*77.984*	*31.967*		*16.383*	*703*	*3.768*	*136.793*
Acquisizioni		5.227	252			6.399			11.878
Revisioni di precedenti stime	867	50	4.859	5.503	993	7.578	648	73	20.571
Miglioramenti di recupero assistito							4		4
Estensioni e nuove scoperte				52		61			113
Produzione[a]	(2.031)	(2.006)	(22.043)	(4.650)	(2.592)	(6.098)	(505)	(146)	(40.071)
Cessioni		(6.646)		(16.430)			(1.193)		(24.269)
Riserve al 31 dicembre 2024	**23.146**	**1.532**	**151.128**	**54.683**	**42.167**	**44.859**	**2.657**	**5.347**	**325.519**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2023		**14.621**	**380**	**42.490**		**39.792**	**35.700**		**132.983**
di cui: sviluppate		*10.182*	*380*	*29.304*			*35.700*		*75.566*
non sviluppate		*4.439*		*13.186*		*39.792*			*57.417*
Acquisizioni		15.396	4.934						20.330
Revisioni di precedenti stime		786	1.626	1.063		134	87		3.696
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				46.745					46.745
Produzione[b]		(3.948)	(636)	(2.456)			(2.957)		(9.997)
Cessioni		(239)		(10)					(249)
Riserve al 31 dicembre 2024		**26.616**	**6.304**	**87.832**		**39.926**	**32.830**		**193.508**
Riserve al 31 dicembre 2024	**23.146**	**28.148**	**157.432**	**142.515**	**42.167**	**84.785**	**35.487**	**5.347**	**519.027**
Sviluppate	**19.633**	**16.885**	**82.505**	**63.990**	**42.091**	**22.636**	**34.408**	**662**	**282.810**
consolidate	19.633	1.453	76.201	34.159	42.091	22.636	1.578	662	198.413
joint venture e collegate		15.432	6.304	29.831			32.830		84.397
Non sviluppate	**3.513**	**11.263**	**74.927**	**78.525**	**76**	**62.149**	**1.079**	**4.685**	**236.217**
consolidate	3.513	79	74.927	20.524	76	22.223	1.079	4.685	127.106
joint venture e collegate		11.184		58.001		39.926			109.111

(a) include volumi destinati all'autoconsumo per 6.320 Mscm.

(b) include volumi destinati all'autoconsumo per 925 Mscm.

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

(a) include volumi destinati all'autoconsumo per 5.847 Mscm.
(b) include volumi destinati all'autoconsumo per 926 Mscm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2023 al 2025 sono discusse di seguito.

Società consolidate

Acquisizioni

Nel 2023 si registrano 6.071 milioni di metri cubi dovute all'acquisizione di alcuni asset bp in Algeria.
Nel 2024 si registrano 11.878 milioni di metri cubi per all'acquisizione della società Neptune in Indonesia, Olanda e Regno Unito.
Nel 2025 si registrano 51 milioni di metri cubi per all'acquisizione di una quota in Bonga in Nigeria.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2023 le revisioni totali sono pari a +18.962 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in: Libia (+18.448 milioni di metri cubi) in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Congo (+6.705 milioni di metri cubi) principalmente in Mboundi Gas e Nené; in Algeria (+5.043 milioni di metri cubi) principalmente nel Blocco 208-404. Le principali revisioni negative sono state rilevate in Australia (-5.720 milioni di metri cubi) nel campo di Blacktip e in Egitto (-14.331 milioni di metri cubi) principalmente per la riconfigurazione del progetto fase 2 di Zohr che ha portato ad una revisione del progetto di compressione e riduzione delle riserve associate.
Nel 2024 le revisioni totali sono pari a +20.571 milioni di metri cubi. Le principali revisioni si sono registrate negli Emirati Arabi Uniti (+7.243 milioni di metri cubi) principalmente nei campi di Hail e Ghasha grazie ai dati disponibili dai nuovi pozzi; in Algeria (+2.860 milioni di metri cubi) principalmente nei campi di In Amenas, In Salah, HBNS e Brn Silurian per migliori performance; in Costa d'Avorio (+2.469 milioni di metri cubi) nel campo di Baleine per migliori performance; in Ghana (+2.161 milioni di metri cubi) nel campo di Sankofa come risultato dell'implementazione della compressione.
Nel 2025 le revisioni totale sono pari a +13.559 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in Algeria (+4.140 milioni di metri cubi) per il rinnovo delle concessioni di Zek, in Libia (+4.093 milioni di metri cubi), principalmente nell'Area D compensate da revisioni negative in Blacktip in Australia (-3.375 milioni di metri cubi) e in Italia (-2.541 milioni di metri cubi) principalmente nell'offshore Adriatico e nel Canale di Sicilia.

Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2023 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.
Nel 2024 si registrano 4 milioni di metri cubi dovuti a miglioramenti da recupero assistito sul campo St. Malo negli Stati Uniti d'America.
Nel 2025 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 8.045 milioni di metri cubi in Emirati Arabi Uniti (6.131 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha e Indonesia (1.683 milioni di metri cubi) per la decisione finale di investimento in Merakes East.
Nel 2024 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 113 milioni di metri cubi, a seguito della decisione finale di investimento nei progetti di Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (61 milioni di metri cubi) e di Bonga North in Nigeria (52 milioni di metri cubi).
Nel 2025 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 71.922 milioni di metri cubi, principalmente legate all'avanzamento dei progetti nel Kutei Basin in Indonesia (69.229 milioni di metri cubi) e nel campo di Sarb negli Emirati Arabi Uniti (1.926 milioni di metri cubi).

Cessioni

Nel 2023 le cessioni di 8.240 milioni di metri cubi si sono registrate principalmente negli Stati Uniti d'America (-3.208 milioni di metri cubi) per la cessione degli asset Alliance e negli Emirati Arabi Uniti (-5.021 milioni di metri cubi) per la riduzione della quota nella concessione Ghasha.
Nel 2024 le cessioni di 24.269 milioni di metri cubi sono legate alla cessione degli asset NAOC in Nigeria, alla vendita degli asset in Alaska e di alcuni campi minori in Congo, nonché ai risultati della business combination con Ithaca Energy.
Nel 2025 le cessioni di 6.315 milioni di metri cubi sono legate alle cessioni e della partecipazione del 30% in Baleine in Costa d'Avorio e di asset in Congo.

Società in joint venture e collegate

Acquisizioni

Nel 2023 non sono state effettuate acquisizioni.
Nel 2024 le acquisizioni ammontano a 20.330 milioni di metri cubi dovuti all'acquisizione della società Neptune da parte di Vår Energi e alla business combination con Ithaca Energy.
Nel 2025 le acquisizioni ammontano a 3.734 milioni di metri cubi relative a Vår Energi in Norvegia, a una quota di Touat in Algeria e ad asset in Ithaca Energy nel Regno Unito.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono -2.295 milioni di metri cubi dovute principalmente ad una revisione positiva in Mozambico (+2.185 milioni di metri cubi) in Coral South, in Azule in Angola (-1.554 milioni di metri cubi) e in Qatar (-2.387 milioni di metri cubi) sul campo NFE.
Nel 2024 le revisioni di precedenti stime sono +3.696 milioni di metri cubi, localizzate principalmente all'Algeria (+1.622 milioni di metri cubi) nel campo di Touat, in Mozambico (+1.297 milioni di metri cubi) nel campo Coral South ed in Vår Energi.
Nel 2025 le revisioni di precedenti stime sono +7.095 milioni di metri cubi, localizzate principalmente in Vår Energi in Norvegia (+3.541 milioni di metri cubi), in Mozambico (+1.945 milioni di merti cubi) e revisioni minori nel Regno Unito e in Algeria.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.
Nel 2024 le estensioni e nuove scoperte di 46.745 milioni di metri cubi sono principalmente il risultato dell'iscrizione delle riserve del progetto Coral North.
Nel 2025 le estensioni e nuove scoperte di 6.223 milioni di metri cubi sono principalmente il risultato dell'iscrizione di nuove riserve in Vår Energi in Norvegia (+5.890 milioni di metri cubi) e progetti minori in Ithaca Energy nel Regno Unito.

Cessioni

Nel 2023 sono state rilevate cessioni di 53 milioni di metri cubi nel campo Brage in Vår Energi in Norvegia.
Nel 2024 le cessioni di 249 milioni di metri cubi sono principalmente legate ad attività di portfolio di Vår Energi ed Azule Energy.
Nel 2025 non si sono registrate cessioni.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2025, 2024 e 2023. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinate sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	**Totale**
31 dicembre 2025									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	16.507	703	54.711	23.122	29.040	60.156	6.334	240	190.813
Costi futuri di produzione	(7.531)	(363)	(12.974)	(8.627)	(5.351)	(13.520)	(3.098)	(48)	(51.512)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.341)	(501)	(9.319)	(3.234)	(1.224)	(14.961)	(1.246)	(156)	(33.982)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**5.635**	**(161)**	**32.418**	**11.261**	**22.465**	**31.675**	**1.990**	**36**	**105.319**
Imposte sul reddito future	(1.389)	(27)	(15.537)	(2.250)	(6.222)	(17.768)	(98)	(2)	(43.293)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**4.246**	**(188)**	**16.881**	**9.011**	**16.243**	**13.907**	**1.892**	**34**	**62.026**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.963)	77	(8.428)	(3.244)	(7.773)	(9.320)	(402)	(13)	(31.066)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**2.283**	**(111)**	**8.453**	**5.767**	**8.470**	**4.587**	**1.490**	**21**	**30.960**
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		34.001	1.528	21.853		15.807	5.912		79.101
Costi futuri di produzione		(9.475)	(445)	(5.475)		(5.155)	(1.547)		(22.097)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(8.515)	(75)	(2.401)		(145)	(193)		(11.329)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**16.011**	**1.008**	**13.977**		**10.507**	**4.172**		**45.675**
Imposte sul reddito future		(11.851)	(229)	(3.186)		(7.515)	(1.742)		(24.523)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**4.160**	**779**	**10.791**		**2.992**	**2.430**		**21.152**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(845)	(231)	(5.489)		(1.792)	(815)		(9.172)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**3.315**	**548**	**5.302**		**1.200**	**1.615**		**11.980**
Totale	**2.283**	**3.204**	**9.001**	**11.069**	**8.470**	**5.787**	**3.105**	**21**	**42.940**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2024									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	20.844	570	66.540	30.478	40.322	49.205	9.164	742	217.865
Costi futuri di produzione	(8.273)	(297)	(14.034)	(10.912)	(6.786)	(13.462)	(3.994)	(132)	(57.890)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.318)	(417)	(9.317)	(4.942)	(1.658)	(7.547)	(2.104)	(280)	(29.583)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**9.253**	**(144)**	**43.189**	**14.624**	**31.878**	**28.196**	**3.066**	**330**	**130.392**
Imposte sul reddito future	(2.088)	(49)	(21.879)	(3.541)	(8.505)	(18.186)	(387)	(6)	(54.641)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**7.165**	**(193)**	**21.310**	**11.083**	**23.373**	**10.010**	**2.679**	**324**	**75.751**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.995)	60	(10.150)	(4.102)	(11.301)	(5.826)	(656)	(96)	(35.066)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**4.170**	**(133)**	**11.160**	**6.981**	**12.072**	**4.184**	**2.023**	**228**	**40.685**
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		39.301	1.846	31.708		18.602	7.397		98.854
Costi futuri di produzione		(10.169)	(612)	(7.702)		(5.969)	(1.882)		(26.334)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(7.279)	(111)	(4.289)		(278)	(191)		(12.148)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**21.853**	**1.123**	**19.717**		**12.355**	**5.324**		**60.372**
Imposte sul reddito future		(16.126)	(205)	(5.549)		(9.018)	(2.231)		(33.129)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**5.727**	**918**	**14.168**		**3.337**	**3.093**		**27.243**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.077)	(285)	(7.742)		(2.119)	(1.128)		(12.351)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**4.650**	**633**	**6.426**		**1.218**	**1.965**		**14.892**
Totale	**4.170**	**4.517**	**11.793**	**13.407**	**12.072**	**5.402**	**3.988**	**228**	**55.577**

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2023									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	22.724	3.926	72.835	35.147	40.081	40.622	14.951	707	230.993
Costi futuri di produzione	(8.848)	(1.227)	(15.439)	(13.512)	(6.475)	(11.042)	(5.852)	(164)	(62.559)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.270)	(824)	(9.383)	(7.757)	(1.814)	(7.437)	(1.954)	(355)	(33.794)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**9.606**	**1.875**	**48.013**	**13.878**	**31.792**	**22.143**	**7.145**	**188**	**134.640**
Imposte sul reddito future	(2.233)	(1.274)	(24.069)	(4.729)	(8.186)	(16.348)	(3.161)	(8)	(60.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**7.373**	**601**	**23.944**	**9.149**	**23.606**	**5.795**	**3.984**	**180**	**74.632**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(3.325)	(39)	(10.467)	(4.223)	(11.668)	(3.081)	(1.462)	(58)	(34.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**4.048**	**562**	**13.477**	**4.926**	**11.938**	**2.714**	**2.522**	**122**	**40.309**
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		29.387	168	22.954		19.108	7.519		79.136
Costi futuri di produzione		(7.128)	(122)	(6.202)		(5.880)	(1.925)		(21.257)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(5.221)	(54)	(2.972)		(410)	(179)		(8.836)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		**17.038**	**(8)**	**13.780**		**12.818**	**5.415**		**49.043**
Imposte sul reddito future		(12.548)	(1)	(3.254)		(9.702)	(2.263)		(27.768)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		**4.490**	**(9)**	**10.526**		**3.116**	**3.152**		**21.275**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.114)	27	(4.508)		(2.158)	(1.237)		(8.990)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		**3.376**	**18**	**6.018**		**958**	**1.915**		**12.285**
Totale	**4.048**	**3.938**	**13.495**	**10.944**	**11.938**	**3.672**	**4.437**	**122**	**52.594**

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2025, 2024 e 2023:

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2025			
Valore al 31 dicembre 2024	**40.685**	**14.892**	**55.577**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.835)	(6.488)	(21.323)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(9.662)	(4.685)	(14.347)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	5.243	1.544	6.787
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(4.126)	(2.528)	(6.654)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.835	2.635	8.470
- revisioni delle quantità stimate	4.012	2.341	6.353
- effetto dell'attualizzazione	6.307	2.076	8.383
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.638	2.750	5.388
- acquisizioni di riserve	33	820	853
- cessioni di riserve	(1.075)		(1.075)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(4.095)	(1.377)	(5.472)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(9.725)**	**(2.912)**	**(12.637)**
Valore al 31 dicembre 2025	**30.960**	**11.980**	**42.940**

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2024			
Valore al 31 dicembre 2023	**40.309**	**12.285**	**52.594**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.581)	(6.150)	(23.731)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(5.380)	89	(5.291)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	401	1.851	2.252
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.959)	(3.860)	(6.819)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.649	4.824	11.473
- revisioni delle quantità stimate	4.664	(2.467)	2.197
- effetto dell'attualizzazione	7.405	1.984	9.389
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.578	(1.654)	4.924
- acquisizioni di riserve	1.085	5.167	6.252
- cessioni di riserve	(2.947)	(1)	(2.948)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.461	2.824	5.285
Saldo aumenti (diminuzioni)	**376**	**2.607**	**2.983**
Valore al 31 dicembre 2024	**40.685**	**14.892**	**55.577**

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2023			
Valore al 31 dicembre 2022	**61.256**	**20.701**	**81.957**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.397)	(5.426)	(24.823)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(33.769)	(19.785)	(53.554)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.659		1.659
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(4.684)	(1.353)	(6.037)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.691	2.517	9.208
- revisioni delle quantità stimate	6.531	155	6.686
- effetto dell'attualizzazione	10.627	3.033	13.660
- variazione netta delle imposte sul reddito	12.675	14.753	27.428
- acquisizioni di riserve	977	44	1.021
- cessioni di riserve	(845)	(60)	(905)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(1.412)	(2.294)	(3.706)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(20.947)**	**(8.416)**	**(29.363)**
Valore al 31 dicembre 2023	**40.309**	**12.285**	**52.594**

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
   - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2025.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2025 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:
   3.1 il bilancio consolidato al 31 dicembre 2025:
      a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento
      b) (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
      c) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
      d) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e
      e) dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

   3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'e- mittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

18 marzo 2026

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito
Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Bilancio Di Esercizio

Schemi di bilancio 400
Note al bilancio esercizio 406
Proposte del Consiglio di Amministrazione all"Assemblea degli Azionisti 466
Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 467

STATO PATRIMONIALE

(€)	Note	31.12.2025 Totale	31.12.2025 di cui verso parti correlate	31.12.2024 Totale	31.12.2024 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	5.601.941.745	*21.556.857*	5.141.514.547	*56.801.111*
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6)	6.454.542.043		6.256.387.532	
Altre attività finanziarie	(15)	11.980.310.809	*11.268.178.660*	6.041.000.641	*6.036.678.808*
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	6.834.176.899	*4.690.108.988*	9.737.814.848	*5.484.371.603*
Rimanenze	(8)	1.270.558.072		1.616.101.403	
Attività per imposte sul reddito	(9)	241.690.046		489.707.351	
Altre attività	(10)	1.652.226.965	*1.244.608.691*	1.824.985.653	*1.366.359.720*
		34.035.446.579		**31.107.511.975**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	3.691.612.629		3.686.275.947	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.423.557.128		1.484.222.821	
Attività immateriali	(13)	167.793.090		166.369.881	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.167.951.939		1.621.608.834	
Partecipazioni	(14)	58.476.441.045		60.835.378.858	
Altre attività finanziarie	(15)	8.167.338.172	*8.129.235.956*	15.867.244.894	*15.622.767.933*
Attività per imposte anticipate	(16)	3.517.840.341		3.407.504.570	
Attività per imposte sul reddito	(9)	81.497.452		81.267.518	
Altre attività	(10)	434.731.085	*217.607.444*	434.227.438	*194.170.846*
		77.128.762.881		**87.584.100.761**	
Attività destinate alla vendita	(24)	**2.136.423**		**2.149.484**	
TOTALE ATTIVITÀ		**111.166.345.883**		**118.693.762.220**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	21.758.653.151	*18.300.594.908*	23.716.746.796	*20.662.321.044*
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	2.654.249.248		2.968.109.364	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	292.268.924	*128.418.918*	378.270.268	*189.839.617*
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	6.659.191.942	*3.887.301.145*	7.798.008.454	*4.731.628.230*
Passività per imposte sul reddito	(9)	1.430.050		4.734.631	
Altre passività	(10)	2.057.345.360	*812.018.141*	3.821.748.027	*2.563.205.678*
		33.423.138.675		**38.687.617.540**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	19.525.851.823	*1.852.694*	21.085.178.972	*2.524.814*
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	1.325.510.332	*835.690.084*	1.454.708.683	*946.348.893*
Fondi per rischi e oneri	(21)	4.926.326.638		5.300.776.320	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	288.795.637		318.946.534	
Altre passività	(10)	690.445.626	*521.708.476*	1.111.044.017	*619.965.442*
		26.756.930.056		**29.270.654.526**	
TOTALE PASSIVITÀ		**60.180.068.731**		**67.958.272.066**	
PATRIMONIO NETTO	(25)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		44.374.033.799		42.234.287.252	
Azioni proprie		(2.781.516.961)		(2.882.533.455)	
Utile (perdita) dell'esercizio		4.429.299.315		6.419.275.358	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**50.986.277.152**		**50.735.490.154**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**111.166.345.883**		**118.693.762.220**	

CONTO ECONOMICO

(€)	Note	2025 Totale	2025 di cui verso parti correlate	2024 Totale	2024 di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		32.042.676.420	*23.690.961.537*	35.026.371.529	*25.353.184.777*
Altri ricavi e proventi		757.436.807	*532.258.159*	569.017.335	*448.685.154*
Totale Ricavi	(27)	**32.800.113.227**		**35.595.388.864**	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	(32.432.843.327)	*(19.695.084.296)*	(34.279.563.426)	*(21.266.863.799)*
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	3.194.715		19.212.671	
Costo lavoro	(28)	(1.165.090.665)		(1.130.258.724)	
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	471.532.722	*1.491.994.483*	(191.829.996)	*(1.285.831.300)*
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(537.103.974)		(576.903.598)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(11),(12),(13)	(347.587.405)		(490.454.828)	
Radiazioni	(11),(13)	(10.408)		(2.300.799)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		**(1.207.795.115)**		**(1.056.709.836)**	
Proventi finanziari		5.287.078.364	*1.018.200.471*	5.768.131.413	*1.575.825.123*
Oneri finanziari		(5.900.938.478)	*(659.450.000)*	(6.532.970.129)	*(1.285.190.295)*
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		218.689.960		366.067.603	
Strumenti finanziari derivati		(6.998.286)	*74.475.221*	286.677.054	*6.086.385*
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(29)	**(402.168.440)**		**(112.094.059)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(30)	**5.164.170.692**		**6.166.944.213**	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		**3.554.207.137**		**4.998.140.318**	
Imposte sul reddito	(31)	875.092.178		1.421.135.040	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		**4.429.299.315**		**6.419.275.358**	

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2025	2024
Utile (perdita) dell'esercizio		**4.429**	**6.419**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	4	3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	1	(1)
Effetto fiscale	(25)	(1)	(1)
		4	**1**
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	1.232	(2.185)
Effetto fiscale	(25)	(356)	633
		876	**(1.552)**
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		**880**	**(1.551)**
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		**5.309**	**4.868**

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2024	**4.005**	**5.668**	**959**	**(2.883)**	**2.883**	**(689)**	**(7)**	**(33)**	**(104)**	**29.517**	**5.000**	**6.419**	**50.735**
Utile (perdita) dell'esercizio												**4.429**	**4.429**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:													
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								3					3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							1						1
Componenti non riclassificabili a conto economico							**1**	**3**					**4**
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						876							876
Componenti riclassificabili a conto economico						**876**							**876**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						**876**	**1**	**3**				**4.429**	**5.309**
III e IV tranches dividendo 2024 (€0,50 per azione)										(1.528)			(1.528)
I e II tranches dividendo 2025 (€0,52 per azione)		(773)								(780)			(1.553)
Destinazione utile 2024										6.419		(6.419)	
Acquisto azioni proprie				(1.881)	1.881					(1.881)			(1.881)
Annullamento azioni proprie				1.908	(1.908)								
Piano incentivazione di lungo termine e Piano azionariato diffuso				74	(74)					35			35
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(160)			(160)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue											1.500		1.500
Riacquisto di obbligazioni subordinate perpetue											(1.500)		(1.500)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		**(773)**		**101**	**(101)**					**2.105**		**(6.419)**	**(5.087)**
Avanzo di fusione										1			1
Altre variazioni						3				25			28
Altri movimenti di patrimonio netto						**3**				**26**			**29**
Saldi al 31 dicembre 2025	**4.005**	**4.895**	**959**	**(2.782)**	**2.782**	**190**	**(6)**	**(30)**	**(104)**	**31.648**	**5.000**	**4.429**	**50.986**

(segue) PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2023	**4.005**	**7.968**	**959**	**(2.333)**	**2.333**	**864**	**(6)**	**(35)**	**(106)**	**29.098**	**5.000**	**3.272**	**51.019**
Utile (perdita) dell'esercizio												**6.419**	**6.419**
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:													
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								2					2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							(1)						(1)
Componenti non riclassificabili a conto economico							**(1)**	**2**					**1**
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(1.552)							(1.552)
Componenti riclassificabili a conto economico						**(1.552)**							**(1.552)**
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						**(1.552)**	**(1)**	**2**				**6.419**	**4.868**
III e IV tranches dividendo 2023 (€0,47 per azione)		(735)								(766)			(1.501)
I e II tranches dividendo 2024 (€0,50 per azione)		(1.565)								(1)			(1.566)
Destinazione utile 2023									2	3.270		(3.272)	
Acquisto azioni proprie				(2.003)	2.003					(2.003)			(2.003)
Annullamento azioni proprie				1.375	(1.375)								
Piano incentivazione di lungo termine e Piano azionariato diffuso				78	(78)					24			24
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(138)			(138)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		**(2.300)**		**(550)**	**550**				**2**	**386**		**(3.272)**	**(5.184)**
Altre variazioni						(1)				33			32
Altri movimenti di patrimonio netto						**(1)**				**33**			**32**
Saldi al 31 dicembre 2024	**4.005**	**5.668**	**959**	**(2.883)**	**2.883**	**(689)**	**(7)**	**(33)**	**(104)**	**29.517**	**5.000**	**6.419**	**50.735**

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2025	2024
Utile (perdita) dell'esercizio	**4.429**	**6.419**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	537	577
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	348	490
Radiazioni		2
Effetto valutazione partecipazioni	2.525	783
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.425)	1
Dividendi	(4.255)	(6.931)
Interessi attivi	(1.127)	(1.726)
Interessi passivi	1.553	2.228
Imposte sul reddito	(875)	(1.421)
Altre variazioni	(17)	(68)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(149)	706
- rimanenze	*799*	*193*
- crediti commerciali	*1.096*	*660*
- debiti commerciali	*(1.132)*	*(97)*
- fondi per rischi e oneri	*(296)*	*(89)*
- altre attività e passività	*(616)*	*39*
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(26)	(15)
Dividendi incassati	5.872	5.152
Interessi incassati	1.114	1.750
Interessi pagati	(1.562)	(2.247)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	642	(293)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**5.584**	**5.407**
- di cui verso parti correlate	***4.896***	***6.159***
Flusso di cassa degli investimenti	(2.147)	(2.711)
- attività materiali	*(798)*	*(731)*
- attività immateriali	*(27)*	*(67)*
- diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing		*(5)*
- partecipazioni	*(1.425)*	*(1.935)*
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	*103*	*27*
Flusso di cassa dei disinvestimenti	5.090	718
- attività materiali	*8*	*11*
- attività immateriali		*8*
- rami d'azienda	*1*	*2*
- partecipazioni e attività destinate alla vendita	*5.077*	*697*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*4*	
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	45	581
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**2.988**	**(1.412)**
- di cui verso parti correlate	***873***	***275***
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	(1.232)	145
Rimborso di passività per beni in leasing	(361)	(291)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.346)	(628)
Dividendi pagati	(3.080)	(3.068)
Acquisto azioni proprie	(1.896)	(2.012)
Effetti netti emissioni e rimborsi di obbligazioni subordinate perpetue	(18)	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(160)	(138)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(8.093)**	**(5.992)**
- di cui verso parti correlate	***(1.818)***	***(855)***
Effetto delle differenze di cambio da conversione, fusioni e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(19)	20
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	**460**	**(1.977)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	**5.142**	**7.119**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	**5.602**	**5.142**

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea[1].

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value. Gli IFRS sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2025 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2026.

I valori indicati nelle note illustrative a commento delle voci di bilancio, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espressi in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato[2], cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate che sono valutate al costo di acquisto[3]. In presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità delle partecipazioni è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di vendita ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate, integrata della posizione finanziaria netta; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio, è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali.

Le operazioni di fusione per incorporazione madre-figlia, sono rilevate in continuità con i valori del bilancio consolidato Eni; l'eventuale avanzo di fusione è rilevato in una riserva di patrimonio netto. Il principio della continuità dei valori è inoltre adottato per le operazioni di compravendita e/o di conferimento di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate, ed aventi finalità meramente riorganizzative.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 Schemi di bilancio

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

1 Gli IFRS utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2025.
2 Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.
3 In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

3 Modifica dei criteri contabili e principi contabili di recente emanazione

Le modifiche agli IFRS, entrate in vigore dal 1° gennaio 2025, non hanno prodotto effetti significativi.

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

4 Fusioni per incorporazione

In data 19 giugno 2024 Eni SpA ha acquistato l'intera quota di partecipazione di Petroven Srl, società operante nelle attività di deposito di prodotti petroliferi, detenuta da Ecofuel SpA (società interamente controllata da Eni) al fine di favorire l'integrazione con il complessivo sistema logistico dei prodotti petroliferi finiti di Eni in Italia. In data 12 dicembre 2024, il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato la fusione per incorporazione di Petroven Srl in Eni SpA; l'atto di fusione è stato sottoscritto il 18 marzo 2025 con efficacia giuridica a decorrere dal 1° aprile 2025 con effetti contabili e fiscali a far data dal 1° gennaio 2025. L'operazione di incorporazione di società controllata, non specificatamente regolata dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali", è stata rilevata, coerentemente con le indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 revised "Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio", in continuità con i valori del bilancio consolidato Eni al 1° gennaio 2025.

L'avanzo di fusione è stato rilevato in una riserva di patrimonio netto.

(€ milioni)	
Patrimonio netto al 1° gennaio 2025	9
Valore della partecipazione	8
Avanzo di fusione	**1**

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €5.602 milioni (€5.142 milioni al 31 dicembre 2024) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro tre mesi.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera, che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo, e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti delle società del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di circa €1 milione (€54 milioni al 31 dicembre 2024) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro (€1.923 milioni) è di 7 giorni e il tasso di interesse effettivo è del 2,21%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€2.773 milioni) è di 7 giorni e il tasso di interesse effettivo è 3,92%; la scadenza media dei depositi in sterline inglesi (€447 milioni) è di 8 giorni e il tasso di interesse effettivo è 4%.

Le expected credit loss su depositi, presso banche e istituti finanziari terzi, valutati al costo ammortizzato non sono significative.

6 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	635	846
Altri titoli	5.731	5.052
	6.366	**5.898**
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	89	358
	6.455	**6.256**

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €579 milioni (€738 milioni al 31 dicembre 2024).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	4.040	3.821
Dollaro USA	2.326	2.077
	6.366	**5.898**
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro		162
Dollaro USA	89	196
	89	**358**
	6.455	**6.256**

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

(€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	49	50	Baa2	BBB+
Stati Uniti d'America	483	481	Aa1	AA+
Francia	57	58	Aa3	A+
Cile	42	42	A2	A
Corea del Sud	4	4	Aa2	AA
	635	**635**		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	**635**	**635**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.821	2.851	Da Aaa a Ba2	Da AAA a BB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	798	811	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	332	339	Da Aa3 a Ba1	Da AA- a BB+
	3.951	**4.001**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	602	606	Da Aa2 a Ba1	Da AA a BB+
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	852	859	Da Aa1 a Baa2	Da AA+ a BBB
Altri titoli	263	265	Da Aa1 a Baa2	Da AA+ a BBB
	1.717	**1.730**		
Totale Altri titoli	**5.668**	**5.731**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**6.303**	**6.366**		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	**85**	**89**	Da Aaa a Baa1	Da AAA a BBB+
	6.388	**6.455**		

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund.
Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Crediti commerciali	5.181	6.289
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	139	146
Anticipi al personale	12	12
Acconti a fornitori	22	23
Crediti per attività di disinvestimento	54	221
Crediti verso altri	1.426	3.047
	6.834	**9.738**

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 95 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.

Nell'ordinaria gestione del capitale circolante, Eni esegue operazioni di cessione pro-soluto di crediti prevalentemente commerciali con scadenza 2026.

I crediti verso altri di €1.426 milioni includono principalmente: (i) crediti per dividendi deliberati e non ancora incassati dalle partecipate (€1.064 milioni) riferibili essenzialmente a Eni International BV; (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€268 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€21 milioni).

I crediti per attività di disinvestimento di €54 milioni si riferiscono essenzialmente a crediti rilevati a seguito di operazioni di cessioni di gruppo.

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €1.399 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

	Crediti in bonis				
(€ milioni)	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto	Crediti in default	**Totale**
31.12.2025					
Clientela business	94	851	14	240	1.199
Pubbliche Amministrazioni				41	41
Altre controparti	209	10		172	391
Imprese controllate	5.444				5.444
Valore lordo	**5.747**	**861**	**14**	**453**	**7.075**
Fondo svalutazione	(1)	(1)	(1)	(238)	(241)
Valore netto	**5.746**	**860**	**13**	**215**	**6.834**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,02	0,13	7,34	53,58	
31.12.2024					
Clientela business	222	1.105	46	184	1.557
Pubbliche Amministrazioni		1		214	215
Altre controparti	235	21		166	422
Imprese controllate	7.784				7.784
Valore lordo	**8.241**	**1.127**	**46**	**564**	**9.978**
Fondo svalutazione	(1)	(5)	...	(234)	(240)
Valore netto	**8.240**	**1.122**	**46**	**330**	**9.738**
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,01	0,49	...	45,61	

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi del bilancio consolidato.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela sono riviste in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €241 milioni (€240 milioni al 31 dicembre 2024):

(€ milioni)	2025	2024
Fondo svalutazione iniziale	**240**	**130**
Accantonamenti su crediti in bonis	3	1
Accantonamenti su crediti in default	16	17
Rilasci su crediti in bonis	(2)	(36)
Rilasci su crediti in default	(24)	(6)
Altre variazioni	8	134
Fondo svalutazione finale	**241**	**240**

Le altre variazioni accolgono la svalutazione di crediti rilevati a fronte di pignoramenti regolati nell'esercizio corrente per i quali erano stati rilevati stanziamenti a fondi rischi e oneri in esercizi precedenti. I rilasci (€26 milioni) sono essenzialmente relativi al fondo svalutazione crediti diversi.
Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti netti al fondo svalutazione	(19)	(18)
Perdite nette su crediti		(2)
Rilasci per esubero	22	39
	3	**19**

La valutazione al fair value dei "crediti commerciali e altri crediti", generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

8 Rimanenze correnti e rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Materie prime, sussidiarie e di consumo	94	252
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	125	119
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	39	69
Prodotti finiti e merci	1.011	1.173
Certificati bianchi	1	3
	1.270	**1.616**

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €94 milioni sono costituite da greggi.
I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€437 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA e in altri Paesi UE (€460 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge in Belgio e su navi viaggianti (€114 milioni).
Le rimanenze correnti sono esposte al netto del fondo svalutazione di €138 milioni (€46 milioni al 31 dicembre 2024) come di seguito indicato:

(€ milioni)	2025	2024
Valore iniziale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	**46**	**159**
Accantonamenti (utilizzi)	92	(113)
Valore finale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	**138**	**46**

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.168 milioni (€1.622 milioni al 31 dicembre 2024) sono costituite da 2,6 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi (2,9 milioni di tonnellate al 31 dicembre 2024) a fronte di obblighi di legge.

9 Attività e passività per imposte sul reddito

	31.12.2025				31.12.2024			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
IRES	181				483			
IRAP	1				1			
Crediti per istanze di rimborso	58	81				81		
Altre imposte sul reddito	2		1		6		5	
	242	**81**	**1**		**490**	**81**	**5**	

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 31 – Imposte sul reddito.

10 Altre attività e passività

	31.12.2025				31.12.2024			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
(€ milioni)	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	**1.223**	**181**	**829**	**88**	**1.520**	**143**	**2.625**	**242**
Passività da contratti per la clientela			**94**	**513**			**149**	**650**
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	*18*		*516*		*6*		*634*	
- IVA	*146*		*181*		*101*		*198*	
- Royalty su idrocarburi estratti			*93*				*127*	
- Altre imposte e tasse	*65*		*59*	*32*	*69*	*3*	*52*	*42*
	229		**849**	**32**	**176**	**3**	**1.011**	**42**
Altre	**200**	**253**	**286**	**57**	**129**	**289**	**37**	**177**
	1.652	**434**	**2.058**	**690**	**1.825**	**435**	**3.822**	**1.111**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.
Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quota a breve e a lungo termine degli anticipi ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto rispettivamente per €46 milioni e €450 milioni (€486 milioni di anticipi a lungo termine al 31 dicembre 2024); (ii) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie (ex Suez) ed Edison a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €22 milioni e €63 milioni (€55 milioni e €163 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) gli anticipi a breve termine su forniture di gas per €1 milione (€52 milioni al 31 dicembre 2024).
Le altre attività comprendono: (i) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €87 milioni; (ii) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €85 milioni (€96 milioni al 31 dicembre 2024); (iii) i depositi cauzionali verso fornitori oltre i 12 mesi per €45 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2024).
Le altre passività comprendono: (i) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine (€57 milioni); (ii) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare all'impianto di Damietta (€51 milioni oltre 12 mesi e €17 milioni entro 12 mesi); (iii) i depositi cauzionali da clienti oltre i 12 mesi per €6 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2024).
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

11 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e Fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2025								
Valore iniziale netto	**175**	**2.183**	**148**	**19**	**32**	**352**	**777**	**3.686**
Operazioni straordinarie	2		14				8	24
Investimenti	1	2	32	7	7	262	487	798
Capitalizzazioni ammortamenti						27		27
Ammortamenti[a]	(7)	(189)	(22)	(10)	(8)			(236)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(2)	(95)	(41)		(2)	(101)	(206)	(447)
Radiazioni								-
Dismissioni	(1)	(8)						(9)
Trasferimenti		188				(188)		-
Altre variazioni	2	(248)	30		1	12	52	(151)
Valore finale netto	**170**	**1.833**	**161**	**16**	**30**	**364**	**1.118**	**3.692**
Valore finale lordo	1.025	15.608	8.464	366	633	634	2.778	29.508
Fondo ammortamento e svalutazione	855	13.775	8.303	350	603	270	1.660	25.816
2024								
Valore iniziale netto	**181**	**2.500**	**155**	**25**	**32**	**339**	**529**	**3.761**
Operazioni straordinarie	(9)		(6)	(2)			(3)	(20)
Investimenti	1	1	28	6	11	265	419	731
Capitalizzazioni ammortamenti						32		32
Ammortamenti[a]	(8)	(246)	(21)	(12)	(11)			(298)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(1)	(85)	(44)			(133)	(219)	(482)
Radiazioni						(2)		(2)
Dismissioni	(5)	(4)						(9)
Trasferimenti	14	130		1		(145)		-
Altre variazioni	2	(113)	36	1		(4)	51	(27)
Valore finale netto	**175**	**2.183**	**148**	**19**	**32**	**352**	**777**	**3.686**
Valore finale lordo	1.040	15.601	8.481	364	636	604	2.459	29.185
Fondo ammortamento e svalutazione	865	13.418	8.333	345	604	252	1.682	25.499

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione

Le operazioni straordinarie di €24 milioni sono riconducibili essenzialmente alla fusione per incorporazione della Petroven Srl in Eni SpA (€25 milioni).

Gli investimenti di €798 milioni riguardano: (a) la Refining (€471 milioni) in relazione all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente e per l'attività di riconversione della raffineria di Livorno in bioraffineria; (b) la Exploration & Production (€264 milioni) in relazione a: (i) ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Cervia 23 Workover, Fauzia 3 Side Track e inizio intervento su Daria Side Track); (ii) avanzamento del programma di revamping compressione Centrali di Casalborsetti e Fano per rispetto normativa sui limiti emissivi; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€43 milioni) principalmente per investimenti in infrastrutture Hardware; (d) la Global Gas & LNG Portfolio e power (€20 milioni) in relazione ad acconti relativi a progetti di costruzione di turbine a gas e a vapore.

Le svalutazioni hanno riguardato principalmente: (i) la Exploration & Production (€196 milioni) per effetto scenario e revisioni dei profili di riserve e costi associati, il tasso di attualizzazione post-tax è del 5,3% (ii) la Refining per gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€251 milioni), il tasso di attualizzazione post-tax è del 6%.

Maggiori informazioni relative agli impairment sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing del Bilancio consolidato.

Le altre variazioni includono essenzialmente: (i) il decremento per la stima oneri di social project (€61 milioni) e dell'asset retirement cost delle attività materiali della linea di business Exploration & Production (€187 Milioni) dovuto principalmente all'incremento dei tassi di sconto nonostante l'incremento delle stime di costo a seguito di revisione studi; (ii) l'incremento per gli investimenti della Refining per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori per i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario (€85 milioni).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5 - 10
Impianti specifici di distribuzione	2-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	5-35
Altri beni	12-25

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,78% (3,02% al 31 dicembre 2024). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €17 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €76 milioni.

12 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Altre tipologie	**Totale**
2025						
Valore iniziale netto	**880**	**313**	**56**	**60**	**175**	**1.484**
Incrementi		95	13	33	31	172
Ammortamenti[(a)]	(117)	(47)	(38)	(46)	(54)	(302)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	100				1	101
Altre variazioni	(2)	(6)	1	(21)	(3)	(31)
Valore finale netto	**861**	**355**	**32**	**26**	**150**	**1.424**
Valore finale lordo	1.789	667	155	131	298	3.040
Fondo ammortamento e svalutazione	928	312	123	105	148	1.616
2024						
Valore iniziale netto	**883**	**372**	**85**	**89**	**23**	**1.452**
Incrementi		10	29	34	179	252
Ammortamenti[(a)]	(109)	(50)	(33)	(52)	(31)	(275)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	121				(12)	109
Altre variazioni	(15)	(19)	(25)	(11)	16	(54)
Valore finale netto	**880**	**313**	**56**	**60**	**175**	**1.484**
Valore finale lordo	1.791	586	148	146	279	2.950
Fondo ammortamento e svalutazione	911	273	92	86	104	1.466

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.424 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €861 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione, in particolare, al contratto di tolling di EniPower SpA. Tale contratto prevede che EniPower SpA produca, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA a fronte della messa a disposizione da parte di quest'ultima dei combustibili necessari e delle indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €355 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 6 anni comprensiva delle valutazioni effettuate in merito all'esercizio delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €32 milioni ai contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (iv) per €26 milioni ai contratti di noleggio pluriennali di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease

component della Exploration & Production con una durata residua contrattuale media di circa 12 mesi; (v) le altre tipologie (€150 milioni) riguardano essenzialmente i contratti di leasing relativi ai sistemi di storage e apparati TLC.
Le riprese di valore nette di €101 milioni riguardano essenzialmente i contratti di tolling del Power.
Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2025			
Valore iniziale	**378**	**1.455**	**1.833**
Incrementi		172	172
Decrementi	(361)		(361)
Altre variazioni	275	(301)	(26)
Valore finale	**292**	**1.326**	**1.618**
2024			
Valore iniziale	**290**	**1.606**	**1.896**
Incrementi		247	247
Decrementi	(291)		(291)
Altre variazioni	379	(398)	(19)
Valore finale	**378**	**1.455**	**1.833**

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €361 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €79 milioni.
I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano un contratto dal valore nominale di €331 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni; l'avvio del contratto di leasing è atteso nel corso del primo trimestre 2026.
I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€166 milioni) e dei mezzi navali di perforazione (€64 milioni) e per il trasporto (€46 milioni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurement	5	
	5	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		
- leasing di breve durata	3	3
- leasing di modico valore	25	23
- oneri da remeasurement		2
	28	**28**
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	302	275
a dedurre:		
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(17)	(22)
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività immateriali	(5)	
	280	**253**
Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	**101**	**109**
Proventi (oneri) finanziari		
- differenze di cambio da allineamento su passività per leasing	(6)	8
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(82)	(87)
a dedurre:		
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	1	2
	(87)	**(77)**

13 Attività immateriali

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2025							
Valore iniziale netto	**8**	**49**	**108**		**165**	**1**	**166**
Investimenti		11	16		27		27
Capitalizzazioni ammortamenti			6		6		6
Ammortamenti[a]		(32)			(32)		(32)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(2)		(2)		(2)
Altre variazioni		3			3		3
Valore finale netto	**8**	**31**	**128**		**167**	**1**	**168**
Valore finale lordo	385	1.262	168	210	2.025	1	2.026
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.231	40	210	1.858		1.858
2024							
Valore iniziale netto	**8**	**54**	**61**	**128**	**251**	**2**	**253**
Operazioni straordinarie				(1)	(1)		(1)
Investimenti		27	40		67		67
Ammortamenti		(35)		(1)	(36)		(36)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(2)	(115)	(117)		(117)
Dismissioni				(10)	(10)		(10)
Altre variazioni		3	9	(1)	11	(1)	10
Valore finale netto	**8**	**49**	**108**		**165**	**1**	**166**
Valore finale lordo	385	1.248	141	210	1.984	1	1.985
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.199	33	210	1.819		1.819

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €8 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.
I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €31 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff.
Le immobilizzazioni in corso e acconti di €128 milioni riguardano principalmente attività relative a progetti CCUS.

14 Partecipazioni

	2025				2024			
(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre Imprese	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre Imprese	Totale
Valore iniziale	**59.253**	**1.481**	**101**	**60.835**	**58.911**	**1.331**	**102**	**60.344**
Fusioni per incorporazione	(8)			(8)				
Acquisizioni e sottoscrizioni	1.621	4		1.625	1.931	4		1.935
Cessioni e rimborsi	(1.656)			(1.656)	(304)	(393)		(697)
Conferimenti					21			21
Rettifiche di valore	(2.300)	(40)		(2.340)	(1.311)	539		(772)
Valutazione al fair value con effetti a PN			1	1			(1)	(1)
Altre variazioni e riclassifiche	19			19	5			5
Valore finale	**56.929**	**1.445**	**102**	**58.476**	**59.253**	**1.481**	**101**	**60.835**
Valore finale lordo	76.302	1.844	102	78.248	76.326	1.840	101	78.267
Fondo svalutazione	19.373	399		19.772	17.073	359		17.432

Le partecipazioni si decrementano di €2.359 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2024	**60.835**
Fusioni per incorporazione	**(8)**
Petroven srl	(8)
Acquisizioni e sottoscrizioni	**1.625**
- Interventi sul capitale	**1.563**
Versalis SpA	1.200
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	200
Eni Natural Energies SpA	148
Eniquantic SpA	8
Eni Timor Leste SpA	2
Societa' Petrolifera Italiana SpA	1
Altre	4
- Acquisizioni	**62**
EniBioCh4in SpA	62
Cessioni e Rimborsi	**(1.656)**
- Rimborsi di capitale	**(5)**
Eni Insurance SpA	(5)
- Cessioni	**(1.651)**
Eni Plenitude SpA Società Benefit	(1.088)
Enilive SpA	(563)
Rettifiche di valore	**(2.340)**
- Riprese di valore	**59**
EniProgetti SpA	52
Floaters SpA	5
Agenzia Giornalistica Italia SpA	2
- Svalutazioni	**(2.399)**
Versalis SpA	(1.205)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(711)
Eni Petroleum Co Inc	(287)
Eni Natural Energies SpA	(100)
Saipem SpA	(36)
EniBioCh4in SpA	(23)
Export LNG Ltd	(19)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	(10)
Società Petrolifera Italiana SpA	(3)
Eni Rewind SpA	(1)
Altre minori	(4)
Valutazione al fair value con effetti a OCI	**1**
Altre minori	1
Altre variazioni	**19**
Eni Insurance DAC	(500)
Eni Insurance SpA	500
Versalis SpA	5
Eniverse Ventures Srl	7
Eni Plenitude SpA Società Benefit	3
Enilive SpA	2
Eni Rewind SpA	1
EniPower SpA	1
Partecipazioni al 31 dicembre 2025	**58.476**

Le acquisizioni riguardano la compravendita da Enilive SpA, del 50% del capitale sociale della partecipazione EniBioCh4in SpA sottoscritta in data 15 gennaio 2025.

Le cessioni hanno riguardato le società Enilive SpA e Eni Plenitude SpA Società Benefit. Con riferimento alla partecipazione Enilive SpA, la quota di possesso (70%) si decrementa rispetto al 31 dicembre 2024 (100%) a seguito: (i) dell'operazione di investimento finalizzata il 6 marzo 2025 tra Eni e il fondo di private equity KKR relativa a un'interessenza di minoranza del 25% nella controllata Enilive per complessivi €2.968 milioni con un incasso per Eni pari a €2.468 milioni e un aumento del capitale sociale di Enilive pari a €500 milioni; (ii) dell'operazione di investimento finalizzata l'11 aprile 2025 tra Eni e il fondo di private equity KKR, analoga alla precedente, per un investimento di un ulteriore 5% ed un corrispettivo pari a €601 milioni. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive.

Con riferimento alla partecipazione Eni Plenitude SpA Società Benefit la quota di possesso (70%) si decrementa rispetto al 31 dicembre 2024 (92,422%) per effetto: (i) del perfezionamento a marzo 2025 dell'incremento della quota di partecipazione nella società da parte del fondo Energy Infrastructure Partners ('EIP') attraverso un aumento di capitale di €209 milioni; (ii) della cessione perfezionata il 4 novembre 2025, di una quota della partecipazione pari al 20% del capitale sociale della società ai fondi Ares Alternative Credit, affiliati ad Ares Management Corporation (NYSE: ARES) per un corrispettivo pari a €2.003 milioni.

Le altre variazioni comprendono gli effetti dell'operazione di fusione per incorporazione della società Eni Insurance DAC nella società Eni Insurance SpA con efficacia giuridica dal 01.02.2025. A seguito dell'efficacia della fusione la società Eni Insurance SpA ha rimborsato al socio unico Eni SpA la quota di capitale eccedente la misura del capitale sociale richiesta ai sensi della normativa di riferimento e alle esigenze finanziarie della società (€5 milioni).

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2025	Saldo netto al 31.12.2024	Saldo netto al 31.12.2025 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	11	13	3	(10)
EniBioCh4in SpA	49,999		39	39	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	229	181
Eni Corporate University SpA	100,000	4	4	4	
Eni España Comercializadora de Gas SAU	100,000	56	46	74	28
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Global Energy Markets SpA	100,000	655	655	630	(25)
Eni Industrial Evolution SpA	100,000	1	1	1	
Eni Insurance DAC		500			
Eni Insurance SpA	100,000	6	501	755	254
Eni International BV	100,000	42.445	42.445	39.891	(2.554)
Eni International Resources Ltd	99,998	2	2	10	8
Eni Investments Plc	99,999	4.662	4.662	3.523	(1.139)
Eni Marine Services SpA	100,000	628	628	746	118
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	511		(83)	(83)
Eni Mozambico SpA	100,000	21	21	8	(13)
Eni Natural Energies SpA	100,000	194	242	242	
Eni Petroleum Co Inc	60,060	1.232	945	1.591	646
Eni Plenitude SpA Società Benefit	70,000	4.894	3.809	5.904	2.095
Eni Rewind SpA	99,999			538	538
Eni Timor Leste SpA	100,000	1	3	3	
Eni Trade & Biofuels SpA	100,000	207	207	337	130
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione [a]					
Enilive SpA	70,000	2.095	1.534	2.145	611
EniPower SpA	51,000	320	321	451	130
EniProgetti SpA	100,000	22	74	59	(15)
Eniquantic SpA	94,200	5	13	9	(4)
EniServizi SpA	100,000	17	17	17	
Eniverse Ventures Srl	100,000	21	28	11	(17)
Export LNG Ltd	100,000	22	3	3	
Floaters SpA	100,000	372	377	359	(18)
Ieoc SpA	100,000	2	2	2	

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2025	Saldo netto al 31.12.2024	Saldo netto al 31.12.2025 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
LNG Shipping SpA	100,000	241	241	260	19
Petroven Srl		8			
Open Star Platform Srl	100,000			...	
Servizi Aerei SpA	100,000	47	47	48	1
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	3	1	1	
Versalis SpA	100,000			(624)	(624)
Totale imprese controllate		**59.253**	**56.929**		
Imprese collegate e joint venture					
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl	25,000			...	
Eni Storage Systems SpA	50,002			...	
Green Hydrogen Venezia Srl	50,000	3	3	3	0
Mozambique Rovuma Venture SpA	35,714	355	355	366	11
Norpipe Terminal Holdco Ltd	14,201	1	1	11	10
Saipem SpA	21,192	1.061	1.025	581	(444)
SeaCorridor Srl	50,100	33	33	411	378
Seram SpA	25,000	...	...	2	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	28	28	13	(15)
South Italy Green Hydrogen Srl	50,000	...	...	...	
Totale imprese collegate e joint venture		**1.481**	**1.445**		
		60.734	**58.374**		

(a) La società è stata cancellata dal Registro delle Imprese in data 18 dicembre 2025.

Le svalutazioni delle partecipazioni del settore Exploration & Production sono state operate a seguito dell'effetto combinato dell'indebolimento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, della revisione di stima delle riserve e dei maggiori costi d'esercizio. In particolare, ai fini della valutazione delle partecipazioni, rileva il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e i relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione tenendo conto, ove significativo, dell'effetto finanziario del tempo. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi delle riserve certe e probabili attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted, post tasse, compreso tra il 5,5% e il 6,6%.

Per le altre partecipazioni, in presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è stata operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate. In particolare, la stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato, tra l'altro:

- Eni International BV, holding di partecipazioni, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e ai relativi headroom, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione;
- Eni Global Energy Markets SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quinquennale aziendale e, per gli anni successivi al quinto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 5,8%.

Con riferimento a Saipem SpA, la verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione riflette la quotazione di Borsa al 30 dicembre 2025.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto Intermodale Ravenna SpA (€6 milioni), la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni) e la partecipazione del 1,01% nella Interporto di Padova SpA (€2 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

15 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2025 Correnti	31.12.2025 Non Correnti	31.12.2024 Correnti	31.12.2024 Non Correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.995	38		42
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	9.985	8.130	6.041	15.825
	11.980	**8.168**	**6.041**	**15.867**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa correnti (€1.995 milioni) sono relativi a crediti concessi ad alcune controllate che presentano la natura di strumenti funzionali al rafforzamento patrimoniale delle società partecipate.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i crediti a breve termine per rapporti di conto corrente con le società del Gruppo e i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, verso le società del Gruppo. Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2025 prevedono, per tali crediti finanziari, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni, il margine operativo per la remunerazione dell'attività svolta e il rischio paese in cui sono svolte le operations della controparte. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa comprendono per €710 milioni crediti verso i coventures derivanti dalla riallocazione del working interest nei progetti di sviluppo in corso nell'Area 4 nell'off-shore del Mozambico.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €12.197 milioni.

I crediti finanziari con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €255 milioni (€328 milioni al 31 dicembre 2024).

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

16 Attività per imposte anticipate e passività per imposte differite

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Imposte sul reddito anticipate IRES	3.527	3.319
Imposte sul reddito differite IRES	(111)	(69)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	29	70
Imposte sul reddito differite IRAP	(14)	(2)
Imposte sul reddito anticipate estere	3	5
Imposte sul reddito differite estere	(3)	(4)
Totale Eni SpA	**3.431**	**3.319**
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	**87**	**89**
Attività per imposte anticipate	**3.518**	**3.408**

Le imposte anticipate nette di €3.518 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri delle società facenti parti del consolidato fiscale nazionale, basate sulle previsioni del piano quinquennale e di long term coerenti con i processi di impairment.

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2024	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2025
Imposte differite lorde:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(13)	(5)	1		(17)
- differenze su derivati				(77)	(77)
- altre	(62)	(14)	42		(34)
	(75)	**(19)**	**43**	**(77)**	**(128)**
Imposte anticipate lorde:					
- differenze su derivati	281			(281)	
- fondi per rischi ed oneri	1.509	269	(289)	4	1.493
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	1.069	131	(116)	2	1.086
- differenze su attività materiali ed immateriali	188	8	(38)		158
- svalutazione crediti	21		(3)		18
- fondi per benefici ai dipendenti	92	14	(22)		84
- perdita fiscale	1.458	925	(288)	42	2.137
- altre	87	9	(7)		89
	4.705	**1.356**	**(763)**	**(233)**	**5.065**
- valutazione anticipate	(1.311)	(207)	12		(1.506)
	3.394	**1.149**	**(751)**	**(233)**	**3.559**
Totale Eni SpA	**3.319**	**1.130**	**(708)**	**(310)**	**3.431**
Imposte anticipate joint operation	96				96
Imposte differite joint operation	(7)	(2)			(9)
Totale joint operation	**89**	**(2)**			**87**
Totale attività per imposte anticipate e passività per imposte differite	**3.408**	**1.128**	**(708)**	**(310)**	**3.518**

17 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Debiti commerciali	5.864	7.011
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	42	48
Debiti per attività di investimento	218	249
Debiti verso altri	535	490
	6.659	**7.798**

I debiti commerciali di €5.864 milioni riguardano essenzialmente i debiti della linea di business Global Gas & LNG Portfolio e Power di €3.222 milioni (€4.127 milioni al 31 dicembre 2024) e della linea di business Refining di €1.744 milioni (€2.103 milioni al 31 dicembre 2024).
I debiti per attività di investimento di €218 milioni riguardano essenzialmente i debiti per investimenti relativi ad asset della linea di business Exploration & Production (€165 milioni).
I debiti verso altri di €535 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€165 milioni); (ii) i debiti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€48 milioni); (iii) i debiti verso imprese controllate partecipanti al consolidato fiscale per la remunerazione dei relativi imponibili negativi (€1 milione).
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

18 Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2025				31.12.2024			
(€ milioni)	**Passività finanziarie a breve termine**	**Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine**	**Passività finanziarie a lungo termine**	**Totale**	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	**Totale**
Banche	3.350	329	1.069	**4.748**	2.931	268	896	**4.095**
Obbligazioni ordinarie		2.316	17.516	**19.832**		2.691	19.258	**21.949**
Obbligazioni convertibili		9	939	**948**		9	928	**937**
Altri finanziatori	18.409		2	**18.411**	20.786		3	**20.789**
	21.759	**2.654**	**19.526**	**43.939**	**23.717**	**2.968**	**21.085**	**47.770**

Al 31 dicembre 2025 le passività finanziarie con banche comprendono: (i) i contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità per €200 milioni; (ii) commercial paper per €3.060 milioni (€2.769 milioni al 31 dicembre 2024).
Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2025 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €981 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2025 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche*	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.250	24	1.274	EUR	2033	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	49	1.049	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	26	1.026	EUR	2034	3,875
- Euro Medium Term Notes	1.000	14	1.014	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	11	1.011	EUR	2031	2,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	7	1.007	EUR	2026	1,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	4	1.004	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	5	805	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	10	760	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	750	(2)	748	EUR	2034	1,000
- Euro Medium Term Notes	638	8	646	USD	2027	variabile
- Euro Medium Term Notes	600		600	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	100	4	104	EUR	2028	5,441
- Euro Medium Term Notes	75		75	EUR	2043	3,875
- Euro Medium Term Notes	70	1	71	EUR	2032	4,000
- Euro Medium Term Notes	50		50	EUR	2031	4,800
- Bond US	1063	(21)	1.042	USD	2054	5,950
- Bond US	851	8	859	USD	2028	4,750
- Bond US	851	2	853	USD	2029	4,250
- Bond US	851	7	858	USD	2034	5,500
- Bond US	851	(7)	844	USD	2035	5,750
- Bond US	298	1	299	USD	2040	5,700
	15.848	**151**	**15.999**			
- Retail -sustainability-linked	2.000	67	2.067	EUR	2028	4,300
- Euro Medium Term Notes -sustainability-linked	1.000		1.000	EUR	2028	0,375
- Euro Medium Term Notes -sustainability-linked	750	16	766	EUR	2027	3,625
	3.750	**83**	**3.833**			
	19.598	**234**	**19.832**			

* includono le variazioni di fair value in relazione al fair value hedge accounting dell'oggetto coperto.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2025 il programma risulta utilizzato per €12,8 miliardi.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi hanno un valore nominale di €3.500 milioni. Nel corso del 2025 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie all'interno del programma Euro Medium Term Notes per €1.063 milioni.

Oltre ai contratti di finanziamento sustainability-linked con banche di cui sopra, Eni ha in essere sustainability-linked bond per un valore nominale complessivo di €3.750 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni. Nel caso di mancato raggiungimento degli obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni convertibili:						
Bond convertibile senior unsecured sustainability-linked	1.000	27	**1.027**	EUR	2030	2,950
di cui componente passività finanziarie	920	28	**948**			
di cui componente equity	80	(1)	**79**			

Il prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni, convertibile in azioni ordinarie Eni, è collegato al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il prezzo di conversione è di €17,5513.

Le passività finanziarie verso altri finanziatori di €18.411 milioni si riferiscono essenzialmente ai rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo. Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2025 prevedono, per i conti correnti e i depositi intercompany, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni e il margine operativo per l'attività di tesoreria accentrata svolta.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

	31.12.2025		31.12.2024	
(€ milioni)	**Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine**	**Tasso medio (%)**	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Tasso medio (%)
Euro	16.780	2,48	18.907	2,43
Dollaro USA	5.400	5,34	5.146	5,74
	22.180		**24.053**	

Al 31 dicembre 2025, Eni dispone di linee di credito sustainability-linked a lungo termine committed per €9.000 milioni (€9.000 milioni al 31 dicembre 2024) non utilizzate. Questi contratti prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito, la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €22.198 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	**31.12.2025**	31.12.2024
Obbligazioni ordinarie	15.903	16.993
Obbligazioni sustainability-linked	3.875	3.647
Obbligazioni convertibili	1.072	973
Banche	1.346	1.118
Altri finanziatori	2	3
	22.198	**22.734**

Per i prestiti obbligazionari, il fair value è determinato utilizzando le quotazioni di mercato ed è, pertanto, categorizzato nel livello 1 della relativa gerarchia.

Il fair value dei finanziamenti verso banca è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il 1,93% e il 3,16% (tra il 2,44% e il 2,70% al 31 dicembre 2024) e per il dollaro USA compresi tra il 3,56% e il 3,99% (tra il 4,32% e il 4,43% al 31 dicembre 2024). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

19 Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziare a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quota a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale Indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2024	**23.717**	**24.053**	**1.833**	**49.603**
Variazioni monetarie	(1.346)	(1.232)	(361)	(2.939)
Differenze cambio da conversione e da allineamento	(682)	(372)	(6)	(1.060)
Altre variazioni non monetarie	70	(269)	152	(47)
Valore al 31.12.2025	**21.759**	**22.180**	**1.618**	**45.557**

Le altre variazioni non monetarie comprendono per €172 milioni gli incrementi delle passività per leasing connessi alle nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti e per €85 milioni debiti verso fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario.

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
A. Disponibilità liquide	457	490
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.145	4.652
C. Altre attività finanziarie correnti	16.440	12.297
D. Liquidità (A+B+C)	**22.042**	**17.439**
E. Debito finanziario corrente	24.084	26.417
- di cui debito finanziario corrente verso società del gruppo	*18.301*	*20.662*
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	621	646
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	**24.705**	**27.063**
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	**2.663**	**9.624**
I. Debito finanziario non corrente	2.397	2.354
J. Strumenti di debito	18.417	20.144
K. Debiti commerciali e altri debiti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	**20.814**	**22.498**
M. Totale Indebitamento finanziario Consob (H+L)	**23.477**	**32.122**

L'indebitamento finanziario netto non comprende €8.130 milioni di crediti finanziari non strumentali all'attività operativa non correnti.

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €1 milione soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico commentate alla nota n. 6 – Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico; (ii) i crediti finanziari non strumentali all'attività operativa correnti commentati alla nota n. 15 - Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 18 –Passività finanziarie.

Gli strumenti di debito comprendono il fair value attivo dei contratti derivati Fair Value Hedge (FVH) interest rate swap a copertura di prestiti obbligazionari a tasso fisso per €38 milioni.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €292 milioni e €1.326 milioni (rispettivamente €378 milioni e €1.455 milioni al 31 dicembre 2024).

21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Fondo copertura perdite partecipazioni	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2024	**3.226**	**1.015**	**153**	**157**		**750**	**5.301**
Operazioni straordinarie	10					5	15
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	(248)						(248)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	65	(4)					61
Accantonamenti	57	339	222		167	219	1.004
Utilizzi a fronte oneri	(266)	(325)	(71)			(116)	(778)
Rilasci per esuberanza	(143)	(26)	(49)	(2)		(197)	(417)
Altre variazioni			20			(32)	(12)
Valore al 31.12.2025	**2.701**	**999**	**275**	**155**	**167**	**629**	**4.926**

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €2.701 milioni accoglie: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.178 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,05 % e il 3,58 %; il periodo previsto degli esborsi è 2026-2080; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€237 milioni); (iii) la stima dei costi di decommissioning prevalentemente riferite a linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione (€286 milioni). I rilasci per esuberanza riguardano principalmente un impianto downstream in Italia per il quale sono in corso negoziazioni di cessione a terzi.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €999 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€496 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€122 milioni), negli impianti di raffinazione (€148 milioni), nei depositi e oleodotti (€75 milioni), nelle ex stazioni di servizio non operative (€41 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali, compresi gli oneri per la bonifica delle acque di falda, connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€70 milioni); (iv) gli oneri ambientali riferibili ad altri siti non operativi (€47 milioni).

Il fondo rischi per contenziosi di €275 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €155 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Il fondo copertura perdite partecipazioni di €167 milioni si riferisce alle partecipate Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (€112 milioni) e Versalis SpA (€55 milioni) in relazione a perdite eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione.

Gli altri fondi di €629 milioni comprendono: (i) il fondo per contratti onerosi (€125 milioni) relativamente agli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso; (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€91 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€37 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Everen Ltd (ex OIL Insurance Ltd) a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€12 milioni).

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Piani a benefici definiti:		
- TFR	67	72
- Piani esteri a benefici definiti		1
- Fisde e altri	71	70
	138	**143**
Altri fondi per benefici ai dipendenti	151	176
	289	**319**

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €151 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €104 milioni, il contratto di espansione per €37 milioni e i premi di anzianità per €10 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	2025						2024					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**72**	**26**	**70**	**168**	**176**	**344**	**75**	**24**	**73**	**172**	**186**	**358**
Costo corrente		1	2	3	36	**39**		1	2	3	36	**39**
Interessi passivi	2	1	2	5	5	**10**	2	1	2	5	6	**11**
Rivalutazioni:	(1)		(2)	(3)	(2)	**(5)**		1	(2)	(1)	7	**6**
- utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie			*(1)*	*(1)*	*(2)*	***(3)***					*3*	***3***
- effetto dell'esperienza passata	*(1)*		*(1)*	*(2)*		***(2)***		*1*	*(2)*	*(1)*	*4*	***3***
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzioni			3	3	(3)							
Benefici pagati	(6)	(3)	(4)	(13)	(61)	**(74)**	(5)	(1)	(5)	(11)	(59)	**(70)**
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**67**	**25**	**71**	**163**	**151**	**314**	**72**	**26**	**70**	**168**	**176**	**344**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**27**		**27**		**27**		**24**		**24**		**24**
Interessi attivi		1		1		**1**						
Rendimento delle attività a servizio del piano		1		1		**1**		2		2		**2**
Contributi al piano:		1		1		**1**		1		1		**1**
- contributi del datore di lavoro		*1*		*1*		***1***		*1*		*1*		***1***
Benefici pagati		*(3)*		(3)		**(3)**						
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**27**		**27**		**27**		**27**		**27**		**27**
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		**2**		**2**		**2**		**2**		**2**		**2**
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa												
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		**2**		**2**		**2**		**2**		**2**		**2**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	**67**		**71**	**138**	**151**	**289**	**72**	**1**	**70**	**143**	**176**	**319**

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	**Totale**
2025						
Costo corrente		1	2	**3**	36	**39**
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione			3	**3**	(3)	
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*2*	*1*	*2*	***5***	*5*	***10***
- Interessi attivi sulle attività al servizio del piano		*(1)*		***(1)***		***(1)***
Totale interessi passivi (attivi) netti	2		2	**4**	5	**9**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*5*	***5***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*		*2*	***4***		***4***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(2)	**(2)**
Totale	**2**	**1**	**7**	**10**	**36**	**46**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*1*	*5*	***6***	*36*	***42***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*		*2*	***4***		***4***
2024						
Costo corrente		1	2	**3**	36	**39**
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	*2*	*1*	*2*	***5***	*6*	***11***
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	1	2	**5**	6	**11**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					*6*	***6***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*	*1*	*2*	***5***		***5***
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					7	**7**
Totale	**2**	**2**	**4**	**8**	**49**	**57**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*1*	*2*	***3***	*49*	***52***
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*2*	*1*	*2*	***5***		***5***

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

	2025				2024			
(€ milioni)	**TFR**	**Piani esteri a benefici definiti**	Fisde e altri	**Totale piani a benefici definiti**	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie			(1)	**(1)**				
- Effetto dell'esperienza passata	(1)		(1)	**(2)**		1	(2)	**(1)**
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(1)		**(1)**		(2)		**(2)**
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa								
	(1)	**(1)**	**(2)**	**(4)**		**(1)**	**(2)**	**(3)**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	27	27
	27	**27**

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2025					
Tassi di sconto	(%)	3,2	3,35 - 3,62	3,2	2,4 -3,2
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0 - 3,4		
Tasso di inflazione	(%)	2,0	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		21	24	
2024					
Tassi di sconto	(%)	3,1	3,2	3,1	2,8 -3,1
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0 - 3,4		
Tasso di inflazione	(%)	2,0	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		21	24	

Gli effetti derivanti da modifiche ragionevolmente possibili delle ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio non sono significativi.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €71 milioni, di cui €15 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2025					
2026		10	...	5	56
2027		8	...	5	51
2028		9	...	5	43
2029		10	...	4	1
2030		9	...	4	
Oltre		21	...	48	
Durata media ponderata	**anni**	**5,0**	**6,9**	**11,6**	**2,5**
31.12.2024					
2025		10	...	5	62
2026		8	...	4	57
2027		8	...	4	51
2028		9	...	4	5
2029		9	...	4	1
Oltre		28	...	49	
Durata media ponderata	**anni**	**5,3**	**7,1**	**12,0**	**2,7**

23 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2025 Fair value attivo	31.12.2025 Fair value passivo	31.12.2024 Fair value attivo	31.12.2024 Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
Contratti su valute				
- Currency swap	28	72		34
- Outright	13	12	9	48
- Interest currency swap	4	3	256	125
	45	**87**	**265**	**207**
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	29	10	14	18
	29	**10**	**14**	**18**
Contratti su merci				
- Over the counter	711	788	1.299	1.639
- Future		1		1
- Opzioni vendute		28		117
- Opzioni acquistate	2	3		
- Altri	26			8
	739	**820**	**1.299**	**1.765**
	813	**917**	**1.578**	**1.990**
Contratti derivati cash flow hedge				
Contratti su merci				
- Over the counter	553		43	877
	553		**43**	**877**
Contratti derivati fair value hedge				
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	38		42	
	38		**42**	
Totale contratti derivati	**1.404**	**917**	**1.663**	**2.867**
Di cui:				
- correnti	1.223	829	1.520	2.625
- non correnti	181	88	143	242

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025 Valore nominale dello strumento di copertura	31.12.2025 Variazione fair value efficace	31.12.2025 Variazione fair value inefficace	31.12.2024 Valore nominale dello strumento di copertura	31.12.2024 Variazione fair value efficace	31.12.2024 Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
-Over the counter	5.332	1.035	13	5.531	(1.113)	7
	5.332	**1.035**	**13**	**5.531**	**(1.113)**	**7**
Contratti derivati fair value hedge						
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	1.962	(4)		1.981	42	1
	1.962	**(4)**		**1.981**	**42**	**1**

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge e fair value hedge:

(€ milioni)	31.12.2025 Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	31.12.2025 Riserva cash flow hedge	31.12.2025 Rigiro a conto economico	31.12.2024 Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	31.12.2024 Riserva cash flow hedge	31.12.2024 Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	**(1.035)**	**267**	**(197)**	**1.113**	**(970)**	**1.072**

(€ milioni)	31.12.2025 Valore contabile dell'oggetto coperto	31.12.2025 Valore cumulato variazione FVH incluse nel valore contabile dell'oggetto coperto	31.12.2025 Variazione di valore oggetto coperto utilizzate per calcolo inefficacia coperture	31.12.2024 Valore contabile dell'oggetto coperto	31.12.2024 Valore cumulato variazione FVH incluse nel valore contabile dell'oggetto coperto	31.12.2024 Variazione di valore oggetto coperto utilizzate per calcolo inefficacia coperture
Fair value hedge						
Rischio tasso di interesse						
- passività finanziarie	**2.008**	**39**	**(5)**	**2.066**	**44**	**44**

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinuate in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni attuate non più coerenti con la strategia di copertura.

La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 25 – Patrimonio netto.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

Gli strumenti derivati di copertura fair value hedge su interessi si riferiscono a contratti derivati interest rate swap con l'obiettivo di trasformare parte del valore nominale di passività finanziarie, esistenti o di nuova emissione, da tasso fisso a variabile fino alla loro scadenza.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.326 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (positive di €262 milioni nel corso del 2025) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.010 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

(€ milioni)	2025	2024
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	459	(199)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	13	7
	472	**(192)**

Gli altri proventi operativi netti di €472 milioni (oneri operativi netti di €192 milioni nel 2024) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2025	2024
Strumenti finanziari derivati su valute	(13)	314
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	6	(27)
	(7)	**287**

I proventi (oneri) finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio implicito nella formula di prezzo delle commodity.
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

24 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni si riferiscono principalmente a siti dismessi della linea Refining.

25 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(2.782)	(2.883)
Riserva azioni proprie in portafoglio	2.782	2.883
Altre riserve di capitale:	4.895	5.668
Riserve di rivalutazione:	*4.454*	*5.227*
- Legge n. 576/1975	*1*	*1*
- Legge n. 72/1983	*3*	*3*
- Legge n. 408/1990	*2*	*2*
- Legge n. 413/1991	*39*	*39*
- Legge n. 342/2000	*2.840*	*5.139*
- Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	*1.526*	
- Legge n. 448/2001	*43*	*43*
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	*378*	*378*
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	*63*	*63*
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	190	(689)
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(6)	(7)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(30)	(33)
Riserva IFRS 10 e 11	(104)	(104)

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Altre riserve:	31.648	29.517
Riserve di utili:	31.507	29.397
- Riserva disponibile	*30.139*	*28.030*
- Riserva da avanzo di fusione	*862*	*861*
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*412*	*412*
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	*74*	*74*
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	*19*	*19*
- Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
- Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	*46*	*40*
Riserva piano azionariato diffuso	*16*	*1*
Componente equity prestito obbligazionario convertibile	*79*	*79*
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
Utile dell'esercizio	4.429	6.419
	50.986	**50.735**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2025, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2024) ed è rappresentato da n. 3.146.765.114 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.284.490.525 azioni ordinarie al 31 dicembre 2024). La distribuzione per azionariato è articolata come segue: (i) n. 65.586.402 azioni, pari al 2,08%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 29,75%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 189.083.769 azioni, pari al 6,01%, di proprietà di Eni; (iv) n. 1.955.915.465 azioni, pari al 62,16% di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA per complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite, per effetto della fusione, nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Al 31 dicembre 2025, le azioni proprie acquistate ammontano a €2.782 milioni (€2.883 milioni al 31 dicembre 2024), e sono rappresentate da n.189.083.769 azioni ordinarie. Nell'esercizio 2025, sono state acquistate n 128.453.526 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.881 milioni, nell'ambito del completamento del piano di buy-back 2024 e dell'esecuzione del programma 2025 da €1,8 miliardi completato all'84% alla data di bilancio, nel rispetto delle autorizzazioni assembleari. Nel corso dell'esercizio: (i) sono state cancellate n 137.725.411 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.908 milioni; (ii) sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n.1.492.968 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020 e (iii) sono state assegnate a titolo gratuito ai dipendenti Eni n. 3.289.345 azioni proprie come previsto dal "Piano di Azionariato Diffuso 2024-2026 ("PAD")" approvato dall'Assemblea di Eni del 15 maggio 2024.

Riserva azioni proprie in portafoglio

La riserva azioni proprie in portafoglio di €2.782 milioni (€2.883 milioni al 31 dicembre 2024) è a fronte del valore di iscrizione n. 189.083.769 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2025 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €4.895 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €4.454 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Tali riserve derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES. Il CdA di Eni, verificata la sussistenza delle condizioni di legge ai fini della distribuzione, nella seduta del Consiglio di Amministrazione del 23 ottobre 2025 ha approvato la distribuzione della seconda tranche del dividendo 2025 (€0,26 per azione pari a €773 milioni) utilizzando, allo scopo, la riserva ex Lege 342/2000, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell'Assemblea del 14 maggio 2025.
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie" e successivamente nella riserva da cui ha avuto origine a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015.
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea per gli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva di €190 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

	Derivati di copertura Cash flow hedge		
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2024	**(970)**	**281**	**(689)**
Variazione dell'esercizio	1.035	(299)	736
Rigiro a conto economico	197	(57)	140
Rigiro a rettifica rimanenze	5	(2)	3
Riserva al 31 dicembre 2025	**267**	**(77)**	**190**

Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €30 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dei principi contabili internazionali, sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva negativa di €104 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva, pertanto, deriva dal processo di consolidamento proporzionale della partecipazione in Raffineria di Milazzo ScpA e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore della partecipazione classificata come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

Altre riserve

Le altre riserve di €31.648 milioni riguardano:

Le riserve di utili per €31.507 milioni:

- riserva disponibile: €30.139 milioni, si incrementa di €2.109 milioni per effetto, tra l'altro, dell'attribuzione dell'utile 2024 (€6.419 milioni), in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 14 maggio 2025. La riserva, inoltre, si decrementa principalmente per effetto: (i) dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati per pari importi vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€1.881 milioni); (ii) della distribuzione agli azionisti della terza tranche del dividendo 2024 (€0,25 per azione pari a €764 milioni) e della quarta tranche del dividendo dell'esercizio 2024 (€0,25 per azione pari a €764 milioni) per azione deliberate rispettivamente nelle sedute del Consiglio di Amministrazione del 26 febbraio 2025 e del 3 aprile 2025; (iii) della distribuzione agli azionisti della prima tranche del dividendo 2025 (€0,26 per azione pari a €780 milioni) deliberata nella seduta del Consiglio di Amministrazione del 24 luglio 2025;

- riserva da avanzo di fusione: €862 milioni. La riserva si incrementa di €1 milione per effetto dell'operazione di fusione per incorporazione della società Petroven SpA. La riserva accoglie l'avanzo di fusione derivante dalle incorporazioni di Est Più Spa, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, con effetto dal 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni), ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni) e Eni Finance International SA (€225 milioni) con effetto dal 21 dicembre 2023. Nel luglio 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie" e successivamente ricostruita a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986", per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto complessivamente a €0,785 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

La riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €46 milioni. Accoglie gli effetti dei piani di incentivazione di lungo termine azionario rilevati in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€22 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€24 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.
La riserva piano di azionariato diffuso: €16 milioni. Accoglie gli effetti del piano di azionariato a favore dei dipendenti rilevati in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€7 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€9 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.
Componente equity prestito obbligazionario convertibile: €79 milioni. Accoglie gli effetti della componente equity del prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked.
Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n.18 - Passività finanziarie.

Obbligazioni subordinate perpetue

Le obbligazioni ibride ammontano complessivamente a €5 miliardi.
Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer all'emissione del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base partire dal 13 ottobre 2049; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer all'emissione del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer all'emissione del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale

obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di 900 milioni di euro, con un prezzo di re-offer all'emissione del 99,354% e una cedola annua del 4,500% fino alla prima data di reset prevista a 6,25 anni dall'emissione (21 aprile 2031). Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato, la cedola annua verrà rideterminata a partire dal 21 aprile 2031 e successivamente ogni 5 anni, e pari al tasso Euro Mid Swap a 5 anni di volta in volta in vigore sommato a un margine iniziale di 208,3 punti base. Tale margine sarà ulteriormente incrementato di 25 punti base a partire dal 21 aprile 2036 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 21 aprile 2051; (v) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di 600 milioni di euro, con un prezzo di re-offer all'emissione del 99,114% e una cedola annua del 4,875% fino alla prima data di reset prevista a 9,25 anni dall'emissione (21 aprile 2034). Qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato, la cedola annua verrà rideterminata a partire dal 21 aprile 2034 e successivamente ogni 5 anni, e pari al tasso Euro Mid Swap a 5 anni di volta in volta in vigore sommato a un margine iniziale di 239,9 punti base. Tale margine sarà ulteriormente incrementato di 25 punti base a partire dal 21 aprile 2039 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 21 aprile 2054.

Di seguito la classificazione del patrimonio netto in relazione alla possibilità di utilizzazione:

	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota diponibile per la distribuzione ai soci
Capitale sociale	**4.005**		
Riserva legale	**959**	B	
Riserve di capitale	**4.895**		**4.895**
Riserva di rivalutazione - Legge n. 576/1975	1	A,B,C	1
Riserva di rivalutazione - Legge n. 72/1983	3	A,B,C	3
Riserva di rivalutazione - Legge n. 408/1990	2	A,B,C	2
Riserva di rivalutazione - Legge n. 413/1991	39	A,B,C	39
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000*	2.840	A,B,C	2.840
Riserva di rivalutazione Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	1.526	A,B,C	1.526
Riserva di rivalutazione - Legge n. 448/2001	43	A,B,C	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	A,B,C	378
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	63	A,B,C	63
Altre riserve	**31.648**		
Riserve di utili :	***31.507***		***31.507***
- Riserva disponibile	30.139	A,B,C	30.139
- Riserva da avanzo di fusione	862	A,B,C	862
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	A,B,C	412
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	A,B,C	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	A,B,C	19
- Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	1	A,B,C	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	46	B	
Riserva piano azionariato diffuso	16	B	
Componente equity prestito obbligazionario convertibile	79	B	
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	**190**	**B**	
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	**(6)**	**-**	
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	**(30)**	**-**	
Riserva IFRS 10 e 11	**(104)**	**-**	
Riserva azioni proprie in portafoglio	**2.782**	**-**	
Azioni proprie acquistate	**(2.782)**	**-**	
Obbligazioni subordinate perpetue	**5.000**	**-**	
Utile dell'esercizio	**4.429**		
	50.986		

A) Disponibile per aumento capitale; B) disponibile per copertura perdite; C) disponibile per distribuzione ai soci

* la distribuzione ai soci presuppone l'osservanza delle disposizioni dei commi secondo e terzo dell'articolo 2445 del codice civile.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,5 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,49 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €34,9 miliardi.

26 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

Le garanzie di 96.112 milioni (€105.399 milioni al 31 dicembre 2024) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Imprese controllate	90.725	100.226
Imprese collegate e joint venture	3.387	3.798
Proprio	1.828	1.179
Altri	172	196
Totale	**96.112**	**105.399**

Nel normale svolgimento del business Eni SpA emette garanzie a favore delle società partecipate ed in particolare controllate, joint venture e collegate in relazione all'adempimento di obbligazioni contrattuali, partecipazioni a gare d'appalto e iniziative di business, impegni contrattuali di pagamento fee per servizi di rigassificazione, e altri impegni delle società partecipate, nonché garanzie a beneficio di banche e istituti finanziari che hanno erogato fondi a partecipate Eni o hanno posto in essere operazioni finanziarie. Alcune garanzie sono state rilasciate a amministrazioni fiscali e enti di Stato in relazione al pagamento di contributi e imposte ovvero in relazione al corretto adempimento di impegni assunti dalle partecipate. Le società partecipate rilasciano, generalmente, manleva ad Eni SpA a fronte delle garanzie rilasciate. L'impegno effettivo rispetto al valore nominale delle garanzie ammonta a €82.976 milioni e tiene conto dell'avanzamento delle attività e dei finanziamenti rimborsati (€91.568 milioni al 31 dicembre 2024).

Anche sulla base dell'esperienza storica, si ritiene ragionevolmente probabile che tali garanzie non avranno effetti significativi sui risultati economici e sui flussi di cassa del bilancio.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2025	31.12.2024
Impegni	41	38
Rischi	535	693
	576	**731**

Gli impegni di €41 milioni riguardano essenzialmente i contributi previsti dagli accordi e protocolli di intenti stipulati con la regione Sicilia e Basilicata connessi ai programmi di sviluppo delle attività Eni nelle regioni. I rischi di €535 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti principalmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni includono gli accordi derivanti dai contratti di approvvigionamento e trasporto di gas naturale di lungo termine, gli impegni relativi alla buona esecuzione dei lavori, gli impegni connessi al trasferimento di partecipazioni e rami d'azienda nonché Parent Company Guarantees rilasciate principalmente nell'interesse di partecipate del settore Exploration & Production, il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi. Sono inoltre inclusi gli impegni assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI[1]

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

1 Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopraindicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate garantisce, per le società Eni la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari, le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA e Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione della strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Eni Corporate.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali.

In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal Consiglio di Amministrazione, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio mercato - tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato, con impatto a patrimonio netto, o in caso di valutazione delle partecipazioni secondo il metodo del patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. l'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Eni Corporate di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di un giorno.

Rischio mercato - tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa valutate al fair value e sul livello degli oneri e proventi finanziari.
L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Eni Corporate, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di un giorno.

Rischio mercato – commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quinquennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quinquennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging

del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione. Sempre previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo delle unità di Trading (Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di Finanza Eni Corporate per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio mercato - liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period un giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. Al 31 dicembre 2025 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- in linea rispetto a quello di fine 2024.
Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2025 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2024) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 99%)

	2025				2024			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse[a]	10,29	4,45	7,48	4,45	13,02	3,92	5,95	7,48
Tasso di cambio[a]	7,95	0,05	2,06	0,43	5,46	0,06	1,64	0,67

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2025				2024			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[b]	**28,13**	**0,06**	**12,29**	**0,06**	64,60	1,05	19,98	3,09

(b) Il perimetro consiste nelle unità di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing e Refining evolution & transformation. Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti gli strumenti finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M e Revt nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2025				2024			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica - portafoglio euro[a]	0,64	0,53	0,58	0,54	0,60	0,20	0,40	0,60

	2025				2024			
($ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica - portafoglio USD[b]	0,18	0,12	0,15	0,16	0,20	0,10	0,10	0,10

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto. Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio di credito basato sulla valutazione dell'Expected Credit Loss. L'Expected Credit Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una Probabilità di Default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default. All'interno del modello di gestione e controllo del rischio di credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e per l'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probabilità di Default, essenzialmente la probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica e dalle posizioni in contratti derivati, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA (EGEM), da Eni Trade & Biofuels SpA (ETB), e da Eni Trading & Shipping Inc (ETS Inc.) per l'attività in derivati su commodity in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Credit Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il

mantenimento di un ammontare adeguato di risorse finanziarie prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo dell'azienda. A tal fine, Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine ed alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, ad un'ampia gamma di tipologie di finanziamento. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2025 il programma risulta utilizzato per €12,8 miliardi. Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negativo per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve. Nel corso del 2025 Moody's ha rivisto il rating di Eni da Baa1 a A3 con outlook Stabile e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia.
Al 31 dicembre 2025 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9 miliardi.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	Totale
31.12.2025							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.285	2.384	5.405	1.907	2.102	7.866	**21.949**
Passività finanziarie a breve termine	21.759						**21.759**
Passività per beni in leasing	286	182	172	128	128	717	**1.613**
Passività per strumenti finanziari derivati	829	80	5			3	**917**
	25.159	**2.646**	**5.582**	**2.035**	**2.230**	**8.586**	**46.238**
Interessi su debiti finanziari	701	659	587	412	357	2.528	**5.244**
Interessi su passività per beni in leasing	73	64	55	47	41	148	**428**
	774	**723**	**642**	**459**	**398**	**2.676**	**5.672**

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	Totale
31.12.2024							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.581	2.366	2.429	5.517	2.019	8.908	**23.820**
Passività finanziarie a breve termine	23.717						**23.717**
Passività per beni in leasing	375	257	182	169	112	735	**1.830**
Passività per strumenti finanziari derivati	2.625	132	12	43		55	**2.867**
	29.298	**2.755**	**2.623**	**5.729**	**2.131**	**9.698**	**52.234**
Interessi su debiti finanziari	741	675	632	551	369	2.785	**5.753**
Interessi su passività per beni in leasing	78	66	58	49	42	175	**468**
	819	**741**	**690**	**600**	**411**	**2.960**	**6.221**

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	2026	2027-2030	Oltre	Totale
31.12.2025				
Debiti commerciali	5.864			5.864
Altri debiti e anticipi	795	4	6	805
	6.659	**4**	**6**	**6.669**

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	2025	2026-2029	Oltre	Totale
31.12.2024				
Debiti commerciali	7.011			7.011
Altri debiti e anticipi	787	8	12	807
	7.798	**8**	**12**	**7.818**

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI[2]

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quinquennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti[a]	**164**	**143**	**125**	**151**	**167**	**3.619**	**4.369**
Costi relativi a fondi ambientali	**362**	**173**	**125**	**102**	**97**	**143**	**1.002**
Impegni di acquisto[b]	**16.006**	**13.511**	**12.631**	**11.927**	**9.957**	**70.004**	**134.036**
- Gas							
Take-or-pay	15.132	13.050	12.214	11.549	9.711	69.736	131.392
Ship-or-pay	874	461	417	378	246	268	2.644
Altri impegni, di cui:	**6**	**15**				**20**	**41**
Memorandum di intenti Val d'Agri	6	15					21
Altri						20	20
Totale	**16.538**	**13.842**	**12.881**	**12.180**	**10.221**	**73.786**	**139.448**

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quinquennio Eni SpA (comprensiva della joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4,5 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	Totale
Impegni per progetti committed	398	290	189	152	79	69	**1.177**

2 I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025 Valore di iscrizione	2025 Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	2025 Proventi (oneri) rilevati a Altre componenti dell'utile complessivo	2024 Valore di iscrizione	2024 Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	2024 Proventi (oneri) rilevati a Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura[a]	(104)	452		(412)	88	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH[b]	553	13	1.232	(834)	7	(2.185)
- Strumenti finanziari derivati di copertura FVH[c]	38	(4)		42	42	
- Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico[c]	6.455	219		6.256	366	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	12		1	11		(1)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	6.834	(42)		9.738	39	
- Crediti finanziari[c]	20.148	(463)		21.908	2.643	
- Debiti commerciali e altri debiti[e]	(6.659)	196		(7.798)	(117)	
- Debiti finanziari[c]	(43.939)	(126)		(47.770)	(3.132)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €459 milioni di proventi (oneri per €199 milioni nel 2024) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €7 milioni di oneri (proventi per 287 milioni nel 2024).
(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli" Acquisti, prestazioni e costi diversi", oneri per €192 milioni (proventi per €1.072 milioni nel 2024).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti " per €3 milioni di proventi (proventi per €19 milioni nel 2024) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €45 milioni di oneri (proventi per €20 milioni nel 2024).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

INFORMAZIONI SULLE VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

(a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;

(b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);

(c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2025 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2025 Livello 1	2025 Livello 2	2025 Livello 3	2024 Livello 1	2024 Livello 2	2024 Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	5.761	694		5.628	628	
Strumenti finanziari derivati non di copertura	19	702	1		1.475	2
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		501			43	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			12			11
Strumenti finanziari derivati non di copertura		91			101	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		52				
Strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge		38			42	
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura	1	828		1	1.828	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge					796	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		88			161	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge					81	

Nel corso dell'esercizio 2025 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

CONTENZIOSI

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

REGOLAMENTAZIONE IN MATERIA AMBIENTALE

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento agli Schemi Emissions Trading in UE e UK (EU ETS e UK ETS), nell'esercizio 2025, a fronte di 3,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,1 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,1 milioni di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato, con consegna nel 2026.

27 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2025	2024
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti Petroliferi	12.791	14.728
Gas naturale	9.720	11.639
Energia elettrica e utility	3.937	3.569
GNL	2.562	1.858
Greggi	1.228	1.528
Gestione sviluppo sistemi informatici	169	171
Vettoriamento gas su tratte estere	62	48
Altre vendite e prestazioni	1.575	1.486
	32.044	**35.027**
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	**(1)**	**(1)**
	32.043	**35.026**

(€ milioni)	2025	2024
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio[a]	227	76
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	(128)	7
	99	**83**

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2025	2024
Accise su prodotti petroliferi	(7.454)	(7.793)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(229)	(281)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(218)	(240)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(202)	(40)
	(8.103)	**(8.354)**

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2025	2024
Proventi per attività in joint venture	49	51
Locazioni, affitti e noleggi	21	22
Plusvalenze da cessioni	7	7
Altri proventi	680	489
	757	**569**

Gli altri ricavi e proventi includono: (i) i proventi relativi alla gestione dei diritti di emissione e certificati di immissione in consumo di biocarburanti (€308 milioni); (ii) il corrispettivo riconosciuto da Terna in relazione al meccanismo di Capacity Market (€166 milioni).

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

28 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2025	2024
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	25.286	28.303
Costi per servizi	4.745	4.257
Costi per godimento di beni di terzi	317	330
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	385	510
Variazioni rimanenze	798	193
Altri oneri	902	687
	32.433	**34.280**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2025	2024
Gas naturale	12.353	13.106
Materie prime, sussidiarie	7.848	9.086
Prodotti	3.860	4.851
Semilavorati	866	944
Materiali e materie di consumo	520	470
a dedurre:		
- costi per acquisti capitalizzati	(149)	(138)
- ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(12)	(16)
	25.286	**28.303**

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2025	2024
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.121	957
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	1.054	870
Progettazione e direzione lavori	610	456
Manutenzioni	378	396
Consulenze e prestazioni professionali	351	318
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	349	360
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	313	291
Trasporti e movimentazioni	204	192
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	130	69
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	116	109
Viaggi, missioni e altri	93	98
Postali, telefoniche e ponti radio	85	88
Costi di vendita diversi	59	51
Altri	701	747
	5.564	**5.002**
a dedurre:		
- costi per servizi capitalizzati	(632)	(536)
- ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(187)	(209)
	4.745	**4.257**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €148 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €317 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €72 milioni (€102 milioni nel 2024).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza ammontano a €385 milioni e riguardano per €313 milioni l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n.21 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €902 milioni includono essenzialmente: (i) gli oneri relativi alla gestione dei diritti di emissione e dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti (€432 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€88 milioni); (iii) oneri per penalità contrattuali (€76 milioni); (iv) Certificati forestry (€45 milioni); (v) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€28 milioni).

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Salari e stipendi	873	845
Oneri sociali	242	233
Oneri per benefici ai dipendenti	93	104
Costi personale in comando	34	31
Altri costi	76	67
	1.318	**1.280**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(112)	(107)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(35)	(37)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(6)	(6)
	1.165	**1.130**

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2025	2024
Dirigenti	493	502
Quadri	3.754	3.756
Impiegati	4.986	4.977
Operai	856	905
	10.089	**10.140**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

Di seguito sono indicati i principali termini dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni le cui assegnazioni sono in essere alla chiusura dell'esercizio 2025.

L'Assemblea nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, che prevedono l'attribuzione fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente negli anni 2020, 2021 e 2022 e negli anni 2023, 2024, 2025) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione ai beneficiari di azioni Eni a titolo gratuito al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio.

Le caratteristiche di vesting dei Piani di remunerazione basati su azioni sono simili e sono collegate al raggiungimento degli obiettivi prefissati dalla Società in termini di risultati finanziari e, per l'attribuzione 2025, anche patrimoniali, apprezzamento delle azioni come benchmark rispetto a un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group") e determinati KPI di sostenibilità ambientale e riduzione delle emissioni, in una percentuale rispettivamente del 40%, 25% e 35%, per il più recente piano di remunerazione azionaria. In passato, il vesting delle azioni includeva anche determinati obiettivi industriali.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni assegnabili a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente. Il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per 2 anni dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2025, n. 1.983.223 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 11,65 euro per azione; (ii) nel 2024, n. 1.889.808 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,39 euro per azione; (iii) nel 2023, n. 1.909.849 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 10,82 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€15,586 e €15,930 a seconda della grant date per l'attribuzione 2025; €14,428 e €13,416 a seconda della grant date per l'attribuzione 2024; €15,482 e €15,068 a seconda della grant date per l'attribuzione 2023), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (la cui incidenza media annuale rispetto al valore del titolo Eni alla data di attribuzione risulta pari a 7,2% e 7,1% per l'attribuzione 2025, 7,3% e 7,9% per l'attribuzione 2024, 6,6% e 6,8% per l'attribuzione 2023), considerando la volatilità del titolo (21,97% e 22,24% per l'attribuzione 2025; 23,7% e 21,8% per l'attribuzione 2024; 28,2% e 28,4% per l'attribuzione 2023), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni sottoposte a clausola di lock-up.

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine ammontano a €16,1 milioni (€17,8 milioni nel 2024) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

PIANO DI AZIONARIATO DIFFUSO

L'Assemblea degli Azionisti nella seduta del 15 maggio 2024 ha approvato il Piano di Azionariato Diffuso con la finalità di rafforzare il senso di appartenenza all'azienda del personale Eni e promuovere la partecipazione alla crescita del valore aziendale, in linea con gli interessi degli azionisti. Il Piano prevede tre assegnazioni annuali nel periodo 2024-2026 destinate ai dipendenti di Eni e delle sue società controllate. Per l'anno 2025, si è proceduto all'assegnazione di azioni gratuite da parte di Eni ai dipendenti a ruolo in Italia (come già accaduto nel 2024) e all'Estero che non potranno essere trasferite e/o cedute dai dipendenti per 3 anni dalla data di assegnazione (periodo di lock-up). Alla grant date (27 novembre 2025) sono state attribuite complessivamente da parte di Eni nel 2025 n. 3.289.345 azioni e nel 2024 (27 novembre 2024) n. 3.102.700 azioni. I costi relativi al Piano di Azionariato Diffuso, rilevati in contropartita alle riserve di patrimonio netto, ammontano a €7 milioni nel 2025 e a €0,6 milioni nel 2024.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano per il 2025 e il 2024 (inclusi i contributi e gli oneri accessori) rispettivamente a €40 milioni e a €56 milioni, e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Salari e stipendi	23	33
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	3
Altri benefici a lungo termine	15	20
	40	**56**

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,8 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €401 mila (art. 2427, n.16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società.

29 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2025	2024
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	5.287	5.768
Oneri finanziari	(5.901)	(6.533)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	219	366
	(395)	**(399)**
Strumenti finanziari derivati	(7)	287
	(402)	**(112)**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(728)	(768)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(727)	(1.389)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(82)	(87)
Interessi attivi su depositi e c/c	101	179
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	196	345
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	23	21
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.020	1.540
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(11)	(12)
	(208)	**(171)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive di cambio	4.120	3.977
Differenze passive di cambio	(4.218)	(4.134)
	(98)	**(157)**
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[a]	(61)	(49)
Commissioni per servizi finanziari	31	30
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(39)	(32)
Interessi su crediti d'imposta	3	
Altri proventi	6	19
Altri oneri	(47)	(77)
	(107)	**(109)**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	18	38
	(395)	**(399)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati, negativi di €7 milioni, sono indicati alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

30 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Dividendi	4.255	6.931
Plusvalenze nette da vendite	3.421	
Altri proventi	73	587
Totale proventi	**7.749**	**7.518**
Svalutazioni e altri oneri	(2.585)	(1.351)
	5.164	**6.167**

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Dividendi		
Eni International BV	3.616	5.669
Eni Global Energy Markets SpA	107	91
Enilive SpA	97	127
SeaCorridor Srl	95	95
Saipem SpA	72	
Eni Plenitude SpA Società Benefit	69	50
Eni Trade & Biofuels SpA	69	25
EniPower SpA	50	40
Ecofuel SpA	42	60
Export LNG Ltd	17	275
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	8	7
Mozambique Rovuma Venture SpA	5	
Eni International Resources Ltd	4	1
Norpipe Terminal Holdco Ltd	3	3
Servizi Aerei SpA	1	
Eni Investments Plc		385
Eni Insurance DAC		100
Eni Industrial Evolution SpA		2
Altre		1
	4.255	**6.931**
Plusvalenze nette da vendite		
Enilive SpA	2.506	
Eni Plenitude SpA Società Benefit	915	
	3.421	
Altri proventi		
Ripresa di valore EniProgetti SpA	52	
Ripresa di valore Floaters SpA	5	
Eni Trading&Shipping SpA - in liquidazione	4	6
Ripresa di valore Agenzia Giornalistica Italia SpA	2	
Ripresa di valore Saipem SpA		539
Ripresa di valore Eni Plenitude SpA Società Benefit		11
Ripresa di valore LNG Shipping SpA		9
Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SAU		8
Altri proventi	10	14
	73	**587**
Totale proventi	**7.749**	**7.518**

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
Svalutazioni		
Versalis SpA	1.205	603
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	711	36
Eni Petroleum Co Inc	287	399
Eni Natural Energies SpA	100	
Saipem SpA	36	
EniBioCh4in SpA	23	
Export LNG Ltd	19	240
Eni España Comercializadora de Gas SAU	10	
Società Petrolifera Italiana SpA	3	
Eni Rewind SpA	1	
Eni Mozambico SpA		52
Agenzia Giornalistica Italia SpA		3
EniProgetti SpA		2
Eni Industrial Evolution SpA		2
Eni Timor Leste SpA		2
Altre minori	4	
	2.399	**1.339**
Altri oneri		
Accantonamento per copertura perdite Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	112	
Accantonamento per copertura perdite Versalis SpA	55	
Oneri per cessione Seacorridor Srl	18	12
Altri oneri	1	
	186	**12**
Totale oneri	**2.585**	**1.351**

31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2025	2024
IRES	440	659
IRAP		1
Altre Imposte correnti	53	
Totale imposte correnti	**493**	**660**
Imposte differite	23	77
Imposte anticipate (a)	400	743
Totale imposte differite e anticipate	**423**	**820**
Totale imposte estere	**(38)**	**(59)**
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	**878**	**1.421**
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	(2)	
Imposte correnti relative alle joint operation	(1)	
Totale imposte sul reddito joint operation	**(3)**	
	875	**1.421**

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 16 – Attività per imposte anticipate e passività per imposte differite.

Le imposte Ires, positive per €440 milioni, comprendono gli effetti dell'utilizzo di riserve di capitale in sospensione di imposta liberate in osservanza delle disposizioni dall'art. 2445 del Codice civile che comporta, tra l'altro, il riconoscimento del credito di imposta relativa alla restituzione dell'imposta sostitutiva assolta in sede di costituzione della riserva.
L'ultimo esercizio definito con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2019.
L'analisi della differenza tra le imposte teoriche e le imposte effettive di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

(€ milioni)	2025	Incidenza %	2024	Incidenza %
Utile prima delle imposte	3.554		4.998	
Imposte teoriche	**853**	**24,00%**	**1.200**	**24,00%**
Variazioni in aumento (diminuzione):				
- dividendi esclusi da tassazione	(970)	-27,29%	(1.518)	-30,37%
- valutazione anticipate Ires			(1.256)	-25,13%
- cessioni pex	(778)	-21,90%		
- valutazione partecipazioni	561	15,79%	108	2,16%
- perdite fiscali società consolidate	(693)	-19,50%	72	1,44%
- Irap corrente			(1)	-0,02%
- Imposte anticipate e differite Irap	(6)	-0,17%	(17)	-0,34%
- imposte estere	38	1,07%	59	1,18%
- altre variazioni	120	3,38%	(68)	-1,35%
Totale imposte sul reddito	**(875)**	**-24,62%**	**(1.421)**	**-28,43%**

32 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:
(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture;
(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
(c) i contributi a Eni Foundation e a Fondazione Eni Enrico Mattei, soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e di ricerca. Le transazioni verso questi soggetti sono immateriali.

Non vi sono state transazioni rilevanti con amministratori, revisori dei conti o loro affiliati.
Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.
L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2025

Denominazione (€ milioni)	31.12.2025 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	2025 Ricavi [a]	Costi [b]	Altriproventi (oneri) operativi
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	2				13.394	8		
Agip Karachaganak BV	3				2.939	10		
Bioraffineria di Gela SpA	10	7			48	73	7	
Ecofuel SpA	12	22			53	2	261	
Eni Abu Dhabi BV	15	4			46.781	28	1	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV					3.402			
Eni Congo SAU	63	15			713	72	181	
Eni Côte d'Ivoire Ltd	19				1.444	48		
Eni España Comercializadora de Gas SAU	47		6	1	30	1.063	191	8
Eni Global Energy Markets SpA	1.136	964	943	673	2.976	3.888	1.805	1.132
Eni Indonesia Ltd	48				62	61	192	
Eni International BV	3				304	2		
Eni Lasmo Plc					549			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	38	38			54	84	351	
Eni México S. de RL de CV	19				130	39		
Eni Muara Bakau BV	16					13	154	
Eni New Energy US Inc					68			
Eni North Africa BV	22	1			22	60	17	
Eni Petroleum US Llc					294			
Eni Plenitude France SAS (ex Eni Gas & Power France SA)	82	1	81	10	47	609		145
Eni Plenitude Iberia SLU					55			
Eni Plenitude SpA Società Benefit	409	37	238	135	768	2.718		188
Eni Rewind SpA	25	214			995	58	503	
Eni Trade & Biofuels SpA	180	725	20	1	3.726	1.495	8.266	15
Eni Trading & Shipping Inc	(1)	7			767	3	861	
Eni UK Ltd	7	3			420	14	1	
Eni US Operating Co Inc					129	1	1	
Eni USA Gas Marketing Llc					1.192			
Enilive Deutschland GmbH	30				9	1.106		
Enilive SpA	1.188	241			1.008	8.113	1.945	
Enilive Suisse SA	5					113		
Enimoov SpA	606	2			38	2.122		
EniPower Mantova SpA	1	159			6		176	
EniPower SpA	33	504			6	18	606	
EniProgetti SpA	26	66			12	26	160	
EniServizi SpA	13	32			9	45	131	
Floaters SpA		4	12		2.552	1	6	
Gruppo Neptune	5				102	10	152	
Ieoc Production BV	39				3	78		
LNG Shipping SpA	5	13			163	2	123	
Versalis France SAS			1		92			
Versalis SpA	107	15			229	514	65	
VME Oilfield Chemicals Llc					112			
Altre*	177	101		1	474	322	218	
	4.390	**3.175**	**1.301**	**821**	**86.177**	**22.819**	**16.374**	**1.488**

Denominazione (€ milioni)	31.12.2025 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	2025 Ricavi [a]	Costi [b]	Altriproventi (oneri) operativi
Imprese collegate e joint venture								
Azule Energy Angola BV	15				67	15		
Azule Energy Angola SpA	43				2.872	56		
Damietta LNG (DLNG) SAE		69					72	
In Salah Gas Ltd		57					279	
North Sea Wind Ltd					168			
Saipem SpA	1	59			9	6	173	
Società EniPower Ferrara Srl		122			21	1	187	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	22	500				24	16	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	57	19					270	
Vår Energi ASA	6	50			247	10	724	
Altre*	100	8			3	123	33	
	244	**884**			**3.387**	**235**	**1.754**	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Snam	108	247				54	1.086	
Gruppo Terna	59	34				293	172	4
GSE - Gestore Servizi Energetici	50	50				1.247	737	
Altre*	1	7				6	54	
	218	**338**				**1.600**	**2.049**	**4**
Altri soggetti correlati		**3**				**1**	**35**	
	4.852	**4.400**	**1.301**	**821**	**89.564**	**24.655**	**20.212**	**1.492**

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché includono i proventi relativi al personale in comando.
(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2024

Denominazione (€ milioni)	31.12.2024 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	2024 Ricavi [a]	Costi [b]	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	2				15.151	8		
Agip Karachaganak BV	3				3.325	10		
Bioraffineria di Gela SpA	9	9			132	59	14	
Ecofuel Spa	12	34			57	2	284	
Eni Abu Dhabi BV	3	3			52.918	21	2	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV					3.849			
Eni Arguni I Ltd					54			
Eni Congo SAU	97	23				91	110	
Eni Côte d'Ivoire Ltd	32	1			576	55		
Eni España Comercializadora de Gas SAU	65	2		1	30	862	116	(6)
Eni Gas & Power France SA	108	1	43	96	254	567		(66)
Eni Global Energy Markets SpA	1.518	1.449	996	2.183	2.627	3.420	1.970	(1.080)
Eni Indonesia Ltd	35	5			7	74	242	
Eni International BV	5				193	17		
Eni Lasmo PLC					622			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	38	89			70	98	260	
Eni México S. de RL de CV	29				165	50		
Eni Muara Bakau BV	11	17				16	164	
Eni North Africa BV	16	2			25	45	50	

Denominazione (€ milioni)	31.12.2024 Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	2024 Ricavi [a]	Costi [b]	Altri proventi (oneri) operativi
Eni Petroleum US LLC					460			
Eni Plenitude Iberia SLU					85			
Eni Plenitude Renewables Spain SLU					68			
Eni Plenitude SpA Società Benefit	574	7	327	353	746	2.683		(149)
Eni Rewind SpA	31	200			1.013	56	422	
Eni Timor 22-23 BV					55			
Eni Trade & Biofuels SpA	126	1.120		1	4.008	1.460	10.670	5
Eni Trading & Shipping Inc	1	50			976	1	766	
Eni UK Ltd	13	3			811	38	4	
Eni ULX Ltd					296			
Eni US Operating Co. Inc.					134	1		
Eni USA Gas Marketing LLC					1.351			
Enilive Deutschland GmbH	140				10	1.476		
Enilive France Sàrl	1				54	7		
Enilive SpA	1.245	166	2		1.123	9.729	1.677	
Enilive Suisse SA	8					155		
Enimoov SpA	634	3			39	2.358	2	
EniPower Mantova SpA	1	114			6	1	134	
EniPower SpA	31	415			6	18	506	
EniProgetti SpA	15	78			11	25	173	
EniServizi SpA	12	43			9	43	156	
Gruppo Neptune	4	12			19	4	174	
Ieoc Production BV	20				6	60		
LNG Shipping SpA	14	10			184	10	137	
Versalis France SAS			1	2	96			
Versalis SpA	121	23			130	608	77	
Altre*	174	117	2	22	527	359	204	
	5.148	**3.996**	**1.371**	**2.658**	**92.278**	**24.487**	**18.314**	**(1.296)**
Imprese collegate e joint venture								
Azule Energy Angola BV	7				76	14		
Azule Energy Angola SpA	16				3.267	64		
Damietta LNG (DLNG) SAE		28				3	74	
North Sea Wind Ltd					177			
Saipem SpA	1	35			9	3	122	
Societa' EniPower Ferrara Srl		84			15	1	135	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	12	491				16	14	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	61	27					248	
Vår Energi ASA	11	70			248	14	697	
Altre*	57	8			5	58	27	
	165	**743**			**3.797**	**173**	**1.317**	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Snam	193	436				196	1.340	
Gruppo Terna	66	29				295	146	10
GSE - Gestore Servizi Energetici	96	43				1.183	681	
Altre*	6	7				13	32	
	361	**515**				**1.687**	**2.199**	**10**
Altri soggetti correlati		**3**				**1**	**32**	
	5.674	**5.257**	**1.371**	**2.658**	**96.075**	**26.348**	**21.862**	**(1.286)**

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché includono i proventi relativi al personale in comando.
(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano

- l'acquisto di greggio da Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Trading & Shipping Inc. e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti e l'acquisto di prodotti da Enilive SpA;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Enilive SpA, Enimoov SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA), nonché di greggi a Enilive Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Enilive Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni Global Energy Markets SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Plenitude France SAS, Eni España Comercializadora de Gas SAU) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la cessione dei diritti di emissione della CO2 ad Eni Global Energy Markets SpA;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni Plenitude SpA Società Benefit, EniPower SpA, Versalis SpA, Enilive SpA, EniServizi SpA, Eni Rewind SpA);
- l'acquisto di gas e GNL da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, In Salah Gas Ltd, Gruppo Neptune, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Indonesia Ltd, Eni España Comercializadora de Gas SAU e Vår Energi ASA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA e da Saipem SpA;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Eni Congo SAU, Ieoc Production BV, Azule Energy Angola SpA, Eni Côte d'Ivoire Ltd, Eni México S. De R.L. e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di titoli ambientali da EniPower SpA e l'acquisto di energia elettrica da Enilive SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trade & Biofuels SpA e LNG Shipping SpA;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di tolling con Damietta LNG (DLNG) SAE che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione di LNG;
- gli anticipi ricevuti da Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance SpA). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement e della remunerazione del capitale investito.

La stipula di contratti derivati a copertura del rischio commodity con Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni España Comercializadora de Gas SAU e Eni Plenitude France SAS.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €23 milioni e debiti per contributi da versare per €2 milioni;
- costi per contributi versati al Fondo Integrativo Sanitario dei Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni – FISDE per €4 milioni e debiti per contributi da versare per €1 milione;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €4 milioni e €4 milioni.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2025

		31.12.2025			2025		
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati
Imprese controllate							
Agip Caspian Sea BV			155		1	11	
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd		172	86		12	8	
Agip Karachaganak BV		2	55		1	4	
Banque Eni SA		221			8	1	
Bioraffineria di Gela SpA		220		39	2		
Eni Abu Dhabi BV		880	211		53	7	
Eni Algeria Exploration BV			453		1	1	
Eni Algeria Production BV		200	3		4		
Eni BTC Ltd			860			9	
Eni Congo SAU		3.857			206		3
Eni Côte d'Ivoire Ltd		1.792	5		151	1	
Eni G&P Trading BV			82			6	(9)
Eni Ganal Deepwater Ltd			59			3	
Eni Ghana Exploration and Production Ltd			93			11	
Eni Global Energy Markets SpA		173	1.090		14	5	
Eni In Amenas Ltd			53			8	
Eni Insurance SpA			509			10	
Eni International BV			1.620			81	(1)
Eni International NA NV Sàrl			60			5	
Eni International Resources Ltd		51	27		1	1	
Eni Investments Plc			403			32	
Eni Iraq BV			209			3	
Eni JPDA 03-13 Ltd			69			3	
Eni Kenya BV		23	14	214	4		
Eni Lasmo Plc			1.016			35	
Eni Marine Services SpA			107			5	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		495		175	15		
Eni México S. de RL de CV		1.754		3	123		
Eni Muara Bakau BV		55			2		
Eni Natural Energies Kenya EPZ Ltd		1	61		1	1	
Eni New Energy US Holding Llc				64			
Eni North Africa BV		200	1		2	5	3
Eni Petroleum Co Inc		1	520		1	19	
Eni Plenitude France SAS (ex Eni Gas & Power France SA)			111			2	
Eni Plenitude Renewables Italy SpA		52	32		1	1	
Eni Plenitude SpA Società Benefit		2.051			55	1	(68)
Eni Qatar BV		153			4		
Eni Rapak Deepwater Ltd			109			3	
Eni Rewind SpA			1.750		3	42	

Denominazione (€ milioni)	31.12.2025 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	2025 Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati
Eni Trade & Biofuels SpA		2.061	1.662	38	24	1
Eni Trading & Shipping Inc		87	60	2	1	
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	165			6		
Eni UK Ltd		427			22	
Eni ULX Ltd		259			9	
Eni Venezuela BV	462	1		37		
Enilive Deutschland GmbH		137			10	
Enilive SpA	821	1.624	870	12	20	8
Enilive US Inc	140	1		6		
Enimoov SpA	1	459			14	
EniPower Mantova SpA		79			4	
EniPower SpA	2	916			52	
EniProgetti SpA	101	98		3	2	
Finproject SpA	94	18		2		
Floaters SpA		800	1.388	1	33	124
Gruppo Neptune	98	685		8	67	1
Ieoc Production BV		594			11	
LNG Shipping SpA		284			7	
Nigerian Agip Exploration Ltd	88	171		6	15	
Novamont SpA	240			7		
Versalis France SAS	354			7		10
Versalis SpA	1.643	18	55	44	1	1
Altre*	500	664	18	23	35	2
	17.062	**19.206**	**4.548**	**867**	**651**	**75**
Imprese collegate e joint venture						
Mozambique Rovuma Venture SpA	2.318			147		
Altre*	39	56		4	7	
	2.357	**56**		**151**	**7**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre*		**5**			**1**	
		5			**1**	
	19.419	**19.267**	**4.548**	**1.018**	**659**	**75**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2024

Denominazione (€ milioni)	31.12.2024 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	2024 Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati
Imprese controllate						
Agip Caspian Sea BV	2	80		1	20	
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	195	182		6	4	
Agip Karachaganak BV	1	121		1	8	
Banque Eni SA	257	4		11	1	
Bioraffineria di Gela SpA	116			4		
Eni Abu Dhabi BV	1.068	275		64	15	
Eni Algeria Production BV	55			2		
Eni Canada Holding Ltd		61			3	
Eni Congo SAU	3.722		427	239		

Denominazione (€ milioni)	31.12.2024 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	2024 Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati
Eni Côte d'Ivoire Ltd	2.824	2	981	144	4	
Eni G&P Trading BV		304			2	3
Eni Ganal Deepwater Ltd		72				
Eni Ghana Exploration and Production Ltd		235		7	5	
Eni Global Energy Markets SpA	494	3	147	173	161	1
Eni In Amenas Ltd		183			7	
Eni In Salah Ltd		224			9	
Eni Insurance DAC		70			10	
Eni International BV		3.638	115	3	250	
Eni International NA NV Sàrl		68			7	
Eni Investments Plc		855			86	
Eni Iraq BV		235			3	
Eni JPDA 03-13 Ltd		88			5	
Eni Kenya BV	118		242	3		
Eni Lasmo PLC		1.153			28	
Eni Marine Services SpA		83			2	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	628		175	21	3	
Eni México S. de RL de CV	2.127	43	19	144		
Eni Mozambique LNG Holding BV	58			3		
Eni North Africa BV		135		1	6	(4)
Eni Oman BV		53			2	
Eni Petroleum Co Inc		631		27	13	
Eni Plenitude Renewables Italy SpA	65			2		
Eni Plenitude SpA Società Benefit	2.116	1		57	2	39
Eni Rewind SpA		1.878		3	69	
Eni Trade & Biofuels SpA	1.267	2.101	1.196	181	126	
Eni Trading & Shipping Inc		148	72	4	1	
Eni Transporte y Suministro Mexico S. de RL de CV	95			3	1	
Eni Turkmenistan Ltd		89			12	
Eni UK Ltd		630	1		16	3
Eni Venezuela BV	533	39		52	4	
Enilive Deutschland GmbH		435			28	
Enilive SpA	402	594		61	50	6
Enilive US Inc	129			6		
Enimoov SpA		458		3	28	
EniPower Mantova SpA		149			7	
EniPower SpA		982			56	
EniProgetti SpA	100	38	2	3	2	
Finproject SpA	70	8				
Floaters SpA		1.611	4.457	40	22	(33)
Gruppo Neptune	183	2.319		9	51	(1)
Ieoc Production BV	60	3			14	
LNG Shipping SpA		298			13	1
Nigerian Agip Exploration Ltd	105	360		7	14	
Novamont SpA	240	2		5		
Versalis France SAS	272	1		6		(7)
Versalis SpA	1.982	1	55	57	2	(2)
Altre*	602	783	59	87	99	
	19.886	**21.726**	**7.948**	**1.440**	**1.271**	**6**

Denominazione (€ milioni)	31.12.2024 Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	2024 Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati
Imprese collegate e joint venture						
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.769			132	3	
Pengerang Biorefinery Sdn Bhd	60					
Vår Energi ASA						
Altre*	1	71	1	3	10	
	1.830	**71**	**1**	**135**	**13**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre*		4		1	1	
		4		**1**	**1**	
	21.716	**21.801**	**7.949**	**1.576**	**1.285**	**6**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 15 – Altre attività finanziarie e n. 18 – Passività finanziarie.

I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 26 – Garanzie, Impegni e rischi.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(€ milioni)	31.12.2025 Totale	Entità correlate	Incidenza %	31.12.2024 Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	**5.602**	22	0,39	**5.142**	57	1,11
Altre attività finanziarie correnti	**11.980**	11.268	94,06	**6.041**	6.037	99,93
Crediti commerciali e altri crediti	**6.834**	4.690	68,63	**9.738**	5.484	56,32
Altre Attività correnti	**1.652**	1.245	75,36	**1.825**	1.366	74,85
Altre Attività finanziarie non correnti	**8.168**	8.129	99,52	**15.867**	15.623	98,46
Altre Attività non correnti	**434**	218	50,23	**435**	194	44,60
Passività finanziarie a breve termine	**21.759**	18.301	84,11	**23.717**	20.662	87,12
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	**2.654**	-	n.s	**2.968**	-	n.s.
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	**292**	128	43,84	**378**	190	50,26
Debiti commerciali e altri debiti	**6.659**	3.887	58,37	**7.798**	4.732	60,68
Altre passività correnti	**2.058**	812	39,46	**3.822**	2.563	67,06
Passività finanziarie a lungo termine	**19.526**	2	0,01	**21.085**	3	0,01
Passività per beni in leasing a lungo termine	**1.326**	836	63,05	**1.455**	946	65,02
Altre passività non correnti	**690**	522	75,65	**1.111**	620	55,81

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2025			2024		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	**32.043**	23.691	73,94	**35.026**	25.353	72,38
Altri ricavi e proventi	**757**	532	70,28	**569**	449	78,91
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	**32.433**	19.695	60,73	**34.280**	21.267	62,04
Altri proventi (oneri) operativi	**472**	1.492	316,10	**(192)**	(1.286)	n.s.
Proventi finanziari	**5.287**	1.018	19,25	**5.768**	1.576	27,32
Oneri finanziari	**5.901**	659	11,17	**6.533**	1.285	19,67
Strumenti finanziari derivati	**(7)**	75	n.s.	**287**	6	2,09

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2025	2024
Ricavi e proventi	24.412	25.915
Costi e oneri	(19.756)	(21.323)
Altri proventi (oneri) operativi	1.492	(1.286)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(1.594)	2.603
Interessi	342	250
Flusso di cassa netto da attività operativa	**4.896**	**6.159**
Investimenti in attività materiali e immateriali	(138)	(100)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(16)	3
Variazione crediti finanziari	1.027	372
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**873**	**275**
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(1.818)	(855)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(1.818)**	**(855)**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**3.951**	**5.579**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2025			2024		
(€ milioni)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	**5.584**	4.896	87,68	**5.407**	6.159	n.s
Flusso di cassa da attività di investimento	**2.988**	873	29,22	**(1.412)**	275	n.s
Flusso di cassa da attività di finanziamento	**(8.093)**	(1.818)	22	**(5.992)**	(855)	14,27

33 Erogazioni pubbliche – informativa ex art. 1, Commi 125-129, legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa[1].

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2025, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

EROGAZIONI CONCESSE

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Eni Foundation	4.198.360
Fondazione Enrico Mattei (FEEM)	4.000.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.256.520
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Associazione Be Human	500.000
Associazione della Croce Rossa Italiana	300.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	57.389
Associazione Pionieri e Veterani Eni	51.500
Associazione Civita	44.000
Federazione Nazionale dei Cavalieri del Lavoro	40.000
E4IMPACT Foundation	35.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	28.200
Voluntary Principles Association (VPA)	26.476
Associazione Amici della Luiss Guido Carli	25.000
Fondazione Gasliniesieme ETS	25.000
Associazione Don Bosco 3A ODV	20.000
Comunità Frontiera Lillo Zarba e Vincenzo Fontana ETS	20.000
Parrocchia San Luca Evangelista di Stagno	18.000
Concattedrale "Gran Madre di Dio"	17.000
Fondazione Caritas Livorno	14.000
Avis	14.000
Associazione Cure Palliative Livorno	14.000
Associazione Insieme per Costruire APS	11.000
Associazione Sport Insieme Livorno APS	11.000
President and Fellows of Harvard College	10.426
Parks Liberi e Uguali	10.000

1 Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2025 e 2024 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

35 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2025 e 2024 non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

In data 14 novembre 2025, con decorrenza 1° gennaio 2026, è stato conferito il ramo di azienda dell'unità di business Refining Evolution & Transformation alla nuova società Eni Industrial Evolution SpA, con l'obiettivo di assicurare la gestione degli asset tradizionali (raffinerie e depositi) in Europa e Medio Oriente e di consolidare il percorso di trasformazione industriale, anche in ottica di economia circolare, attraverso lo sviluppo di nuove filiere industriali.

Non si segnalano altri fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio ad eccezione di quanto già illustrato nelle note del bilancio consolidato.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2025 di Eni SpA che chiude con l'utile di 4.429.299.314,78 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 4.429.299.314,78 euro alla riserva disponibile.

18 marzo 2026

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Giuseppe Zafarana

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
   - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2025.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2025 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:
   3.1 il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2025:
      a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
      b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
      c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

   3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

18 marzo 2026

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito
Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Allegati

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2025 469
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025 469
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio 516
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione 522
Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato 523
Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio 533
Relazione della società di revisione sull'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità 542
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti 548

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2025

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2025

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2025, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2025, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti[a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	**59**	**345**	**404**						
Imprese consolidate joint operation				**4**	**7**	**11**			
Partecipazioni di imprese consolidate [b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	12	45	57	29	85	114			
Valutate con il metodo del costo	4	1	5	5	24	29			
Valutate con il metodo del fair value							3	20	23
	16	**46**	**62**	**34**	**109**	**143**	**3**	**20**	**23**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		2	2		3	3			
Possedute da imprese a controllo congiunto				1	12	13			
	0	**2**	**2**	**1**	**15**	**16**			
Totale	**75**	**393**	**468**	**39**	**131**	**170**	**3**	**20**	**23**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 17 dicembre 2023 n. 209, recante le norme di attuazione della riforma fiscale in materia di fiscalità internazionale ha modificato la disciplina di cui all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. Le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano qualora i soggetti controllati non residenti integrino congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore al 15 per cento (pari al rapporto tra la somma delle imposte correnti dovute e delle imposte anticipate e differite iscritte nel proprio bilancio d'esercizio e l'utile ante imposte dell'esercizio risultante dal predetto bilancio), e a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia; b) oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e compravendita di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo.

Al 31 dicembre 2025 Eni controlla 1 società che beneficia di un regime fiscale privilegiato ai sensi della suddetta normativa. Tale società è soggetta ad imposizione in Italia perché inclusa nella dichiarazione dei redditi di Eni.

Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2025 sono oggetto di revisione contabile.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA (#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	29,75 2,08 6,01 62,16

IMPRESE CONTROLLATE

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Marine Services SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies Italia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni Natural Energies SpA	100,00		Co.
Eni Natural Energies Mozambico Srl	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	100.000	Eni Natural Energies SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	4.386.849	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Trade & Biofuels SpA	Roma	Italia	EUR	22.568.759	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.518.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.652.000	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	100.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Bermuda) Ltd(1)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd(2)	Road Town (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV (3)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Albania	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	36.864.768.292	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrein	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(1) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. La società risulta essere fiscalmente residente nel Regno Unito.

(2) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera come stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(3) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni BB Petroleum Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	745.993.761	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	3.938.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Cardon Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00		P.N.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SAU	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	500.000	Eni E&P Holding BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	164.230.001	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.016	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda (in liquidazione)	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.597.792.240	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni East Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Med BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Alam El Shawish BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Arguni I BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ashrafi BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	USD	540.000.001	Eni En. Holding NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Bonaparte Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni En. Australia Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	60.000.000	Eni En. Holding NL BV Eni En. E&P Hold. NL BV	99,00 1,00		P.N.
Eni Energy E&P Holding Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.200	Eni En. Holding NL BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Energy East Ganal BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy East Sepinggan BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Egypt BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Facilities Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.000	Eni Energy NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy France SAS	Neuilly-Sur-Seine (Francia)	Francia	EUR	137.740	Eni En. International SAS	100,00		
Eni Energy Germany BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Germania	EUR	100	Eni Energy NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Group Holdings Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni En. Group Midco Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	0,01	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Group Midco Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni Energy Group Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Holding Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	764.342.437,50	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Hydrogen BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	100	Eni Energy NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy International SAS	Neuilly-Sur-Seine (Francia)	Francia	EUR	196.184,08	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Energy Jakarta BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Muara Bakau BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Netherlands Administration BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1	Eni Energy NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	113.500	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy North Ganal BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy North West El Amal BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Energy Participation Netherlands BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	36.320	Eni Energy NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Touat Holding BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	100	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy West Ganal BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	18.000	Eni En. E&P Hold. NL BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gambia Ltd	Londra (Regno Unito)	Gambia	USD	10.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Ganal Deepwater Ltd (4)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.700	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	1.013.439	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni GoM Llc	Dover (USA)	USA	USD	5.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni In Amenas Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Algeria	USD	1	Eni Algeria Expl.BV	100,00	100,00	C.I.
Eni In Salah Ltd (5)	Nassau (Bahamas)	Algeria	USD	1.002	Eni IS Exploration Ltd Eni Algeria Expl.BV	60,48 39,52	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd (6)	George Town (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(4) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

(5) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Algeria ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(6) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni IS Exploration Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Algeria Expl.BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00		P.N.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Makassar Ltd (7)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00		P.N.
Eni México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	23.732.539.080,83	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,69 0,31	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd (8)	Londra (Regno Unito)	Emirati Arabi Uniti	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies Congo SAU	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XOF	10.000.000	Eni Natural Energies SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies Côte d'Ivoire SA	Abidjan (Costa d'Avorio)	Costa d'Avorio	XOF	10.000.000	Eni Natural Energies SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies Kenya EPZ Ltd	Kinango (Kenya)	Kenya	KES	1.500.000	Eni Natural Energies SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies Vietnam Llc	Ho Chi Minh City (Vietnam)	Vietnam	VND	2.425.500.000	Eni Natural Energies SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieoc Exploration BV Ieoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(7) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

(8) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Peri Mahakam Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	290.125.000	Eni SpA Eni International BV	60,06 39,94	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni Qatar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Qatar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni RAK BV (9)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Deepwater Ltd (10)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozamb. LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV (9)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Timor 22-23 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Timor Est	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(9) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

(10) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd(11)	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	500.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	438.240.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Uruguay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	10.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni US Operating Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.925.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Export LNG Ltd(12)	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	USD	1	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(11) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(12) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd (13)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
LLC "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10		P.N.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	100.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Production North Sea Netherlands Ltd	Wilmington (USA)	Paesi Bassi	USD	1.000	Eni Energy NL BV	100,00	100,00	C.I.
PT Eni Natural Energies Indonesia	Jakarta (Indonesia)	Indonesia	IDR	10.000.000.000	Eni Natural Energies SpA ENE Italia	99,99 0,01	100,00	C.I.
Shanghai Eni Engineering Consulting Limited Company	Shanghai (Cina)	Cina	USD	30.000	Eni Middle E. Ltd	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(13) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

Global Gas & LNG Portfolio

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Global Energy Markets SpA	Roma	Italia	EUR	41.233.720	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.000.000	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	44.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	44,12	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING E CHIMICA

Refining

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Industrial Evolution SpA	Roma	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA	100,00		P.N.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV(14)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(14) Società per la quale non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject SpA	Morrovalle (MC)	Italia	EUR	18.500.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Mater-Agro Srl	Novara	Italia	EUR	50.000	Novamont SpA Soci Terzi	85,00 15,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	20.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Oilfield Solutions Srl (ex Rewave Srl)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Asian Compounds Ltd[15]	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	HKD	1.000	Finproject Asia Ltd	100,00		
BBI Sverige AB	Torsby (Svezia)	Svezia	SEK	100.000	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Americas Inc	Dunedin (USA)	USA	USD	476	BioBag International	100,00	100,00	C.I.
BioBag Finland OY	Vantaa (Finlandia)	Finlandia	EUR	203.784	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag International AS	Indre Østfold (Norvegia)	Norvegia	NOK	3.565.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
BioBag Plastics Ltd	Dún Laoghaire (Irlanda)	Irlanda	EUR	1.000	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Polska Sp zoo (in liquidazione)	Wroclaw (Polonia)	Polonia	PLN	106.100	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag UK Ltd	Belfast (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	BioBag International	100,00		P.N.
BioBag Zenzo A/S	Hillerød (Danimarca)	Danimarca	DKK	400.000	BioBag International	100,00		P.N.
Dagöplast AS	Hiiumaa (Estonia)	Estonia	EUR	76.800	BioBag International	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(15) Società per le quali non sono verificate le condizioni di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.648.496.000	Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Finproject Asia Ltd(16)	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	USD	1.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Finproject Brasil Industria De Solados Eireli	Franca (Brasile)	Brasile	BRL	1.000.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Finproject Guangzhou Trading Co Ltd	Guangzhou (Cina)	Cina	USD	180.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Finproject India Pvt Ltd	Jaipur (India)	India	INR	121.767.880	Versalis Asia Pacific Finproject SpA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Finproject Romania Srl	Valea Lui Mihai (Romania)	Romania	RON	20.023.030	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong (Vietnam)	Vietnam	VND	19.623.250.000	Versalis Asia Pacific	100,00		P.N.
Foam Creations (2008) Inc	Quebec City (Canada)	Canada	CAD	1.215.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Foam Creations México SA de CV	León (Messico)	Messico	MXN	35.956.433	Foam Creations (2008) Finproject SpA	53,23 46,77	100,00	C.I.
Novamont France SAS	Parigi (Francia)	Francia	EUR	40.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Novamont GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	25.564	Novamont SpA	100,00		P.N.
Novamont Iberia SLU	Cornellà de Llobregat (Spagna)	Spagna	EUR	50.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Novamont North America Inc	Shelton (USA)	USA	USD	50.000	Novamont SpA	100,00	100,00	C.I.
Padanaplast America Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	70.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover (Germania)	Germania	EUR	25.000	Finproject SpA	100,00		P.N.
Versalis Americas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Versalis Asia Pacific Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	15.927.500	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis Oilfield S. Srl	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International Côte d'Ivoire Sarlu	Abidjan (Costa d'Avorio)	Costa d'Avorio	XOF	270.000.000	Versalis Oilfield S. Srl	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	45.001.000	Versalis Oilfield S. Srl Versalis SpA	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(16) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Asia Pacific Versalis International SA	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	15.237.236	Versalis Asia Pacific	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Zeal Ltd	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
VME Oilfield Chemicals Llc	Doha (Qatar)	Qatar	QAR	1.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ENILIVE E PLENITUDE

Enilive

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Enilive SpA	Roma	Italia	EUR	437.094.420	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Bioraffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Enilive SpA	100,00	70,00	C.I.
Enimoov SpA	Roma	Italia	EUR	59.944.310	Enilive SpA	100,00	70,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Aten Oil SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Enilive Iberia SLU	100,00	70,00	C.I.
Eni Energy (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Enilive SpA	100,00	70,00	C.I.
Enilive Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Enilive SpA Enilive Deutsch. GmbH	75,00 25,00	70,83	C.I.
Enilive Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Enilive SpA	100,00	70,00	C.I.
Enilive Deutschland GmbH	Monaco (Germania) di Baviera	Germania	EUR	90.000.000	Enilive SpA Eni International BV	89,00 11,00	73,30	C.I.
Enilive France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Enilive SpA	100,00	70,00	C.I.
Enilive Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Enilive SpA	100,00	70,00	C.I.
Enilive Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Enimoov Austria GmbH Enilive SpA	99,99 (..)	70,83	C.I.
Enilive Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Enilive Deutsch. GmbH	100,00	73,30	C.I.
Enilive Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Enilive SpA	100,00	70,00	C.I.
Enilive US Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Enilive SpA	100,00	70,00	C.I.
Enimoov Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Enilive Austria GmbH	100,00	70,83	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Plenitude SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	855.555.556	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Agrikroton Srl - Società Agricola	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Alirsila Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00		P.N.
Atis Floating Wind Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00		P.N.
Enerkall Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Miniwind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Italy SpA	Milano	Italia	EUR	9.296.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Società Agricola Bio Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Solar II Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Storage Italy Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Evogy Srl Società Benefit	Seriate (BG)	Italia	EUR	11.785,71	Evolvere Venture SpA	100,00		P.N.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Plen. En. Serv. SpA	100,00	70,00	C.I.
Fotovoltaica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
FV4P Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Gemsa Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
GPC Due Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	12.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Green Parity Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Krimisa Floating Wind Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00		P.N.
Lugo Società Agricola Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Messapia Floating Wind Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00		P.N.
Plenitude Energy Services SpA	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Plenitude On The Road Srl (ex Be Charge Srl)	Milano	Italia	EUR	500.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Società Agricola Casemurate Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Società Agricola Forestale Pianura Verde Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Società Agricola L'Albero Azzurro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Tate Srl	Milano	Italia	EUR	408.509,29	Eni Plenitude SpA SB	100,00		P.N.
Timpe Muzzunetti 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	2.500	Eni Plen. Ren. Italy SpA Soci Terzi	70,00 30,00	49,00	C.I.
Wind Salandra Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00	35,70	C.I.
Aleria Solar SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	70,00	C.I.
Almazara Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Alpinia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	70,00	C.I.
Argenta Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Argon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	70,00	C.I.
Armadura Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	68.000	Krypton SAS	100,00	70,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Krypton SAS	100,00	70,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	36.000	Krypton SAS	100,00	70,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	70,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	70,00	C.I.
Atlante Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Azursol Est SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Azursol Sud SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Belle Magiocche Solaire SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	10.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	70,00	C.I.
Boceto Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Brazoria Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	70,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Brazoria County Solar Project Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Brazoria HoldCo Llc	100,00	66,05	C.I.
Brazoria HoldCo Llc	Dover (USA)	USA	USD	183.915.813	Brazoria Class B Soci Terzi	94,36 5,64	66,05	C.I.
Brown Chapel Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
BT Kellam Solar Llc	Austin (USA)	USA	USD	1.000	Kellam Tax Eq. Partn.	100,00	65,73	C.I.
Burlington Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Cattlemen Class A Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne de la Verte Epine SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	1.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne de l'Orvin SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne des Ailes de Foulzy SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne de Viersat SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	200.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne du Pays entre Madon et Moselle SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	100.000	Plen. Zephyr France SAS Soci Terzi	91,00 9,00	63,70	C.I.
Centrale Eolienne la Garenne SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne Largeasse SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne le Mont de Malan SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne les Hauts Chemins SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne Neo Avel SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Eolienne Terrajeaux SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	1.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Photovoltaique de Mer SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	100	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Antugnac 2 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Prod. France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Arue 1 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	9.616	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Arue 2 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	1.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Arue 3 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	9.616	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Cessieu Nord Isere SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Centrale Solaire Corbas 1 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Corbas 3 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Helys SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	10.000	Plen. Zephyr France SAS Soci Terzi	60,00 40,00	42,00	C.I.
Centrale Solaire le Bernardan 2 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Prod. France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire les Huchanes SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Prod. France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Morcenx 1 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	1.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Morcenx 2 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	1.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Morhange 2 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 6 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	10.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 8 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 9 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 10 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 11 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	8.340	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 12 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	1.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 18 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 19 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	4.250	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 20 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 21 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 24 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 26 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	4.311	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 28 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	4.762	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Orion 31 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2,500	Plen. Zephyr France SAS	100.00	70.00	C.I.
Centrale Solaire Orion 34 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2,500	Plen. Zephyr France SAS	100.00	70.00	C.I.
Centrale Solaire Orion 38 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2,500	Plen. Zephyr France SAS	100.00	70.00	C.I.
Centrale Solaire Orion 43 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2,500	Plen. Zephyr France SAS	100.00	70.00	C.I.
Centrale Solaire Orion 50 SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2,500	Plen. Prod. France SAS	100.00	70.00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Centrale Solaire Poullignac SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.890	Plen. Zephyr France SAS Soci Terzi	86,51 13,49	60,55	C.I.
Centrale Solaire Saint Avit SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrale Solaire Valenciennes Aerodrome SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Centrales Solaires Delta SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Chapitel Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Chimney Creek Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Corazon Energy Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00	70,00	C.I.
Corazon Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Corazon Tax Eq. Part. Llc	100,00	66,81	C.I.
Corazon Energy Services Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00		P.N.
Corazon Tax Equity Partnership Llc	Dover (USA)	USA	USD	170.949.366	Corazon En. Class B Llc Soci Terzi	95,45 4,55	66,81	C.I.
Cornisa Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Daviess County Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Delta Stockage SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Prod. France SAS Soci Terzi	70,00 30,00	49,00	C.I.
Eagle Springs Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Ekain Renovables SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	70,00	C.I.
Emery Bull Creek Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Enera Conseil SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	9.690	Eni Plenitude France SAS	100,00	70,00	C.I.
Energías Ambientales de Outes SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	643.451,49	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Eni New Energy US Holding Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Eni New Energy US Inv.Inc	99,00 1,00	70,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Eni New Energy US Investing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude France SAS (ex Eni Gas & Power France SA)	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	51.393.573	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Iberia SLU	Santander (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Investment Colombia SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	1.010.840.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Investment Spain SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	100.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Operations France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.116.489,72	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	70,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Plenitude Renewables Australia Pty Ltd (ex Eni New Energy Australia Pty Ltd)	Perth (Australia)	Australia	AUD	4	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Batchelor Pty Ltd (ex Eni New Energy Batchelor Pty Ltd)	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni Plen Ren Aus. Pty Ltd	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	51.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	61.227.464	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Holding BV (ex Eni Energy Solutions BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Katherine Pty Ltd (ex Eni New Energy Katherine Pty Ltd)	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni Plen Ren Aus. Pty Ltd	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Luxembourg Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	10.253.560	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Manton Dam Pty Ltd (ex Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd)	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni Plen Ren Aus. Pty Ltd	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Spain SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	22.232	Eni Plenitude SpA SB Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl Energías Amb. de Outes	63,67 30,05 6,28	70,00	C.I.
Eni Plenitude Rooftop France SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Colombia SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	1.000.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA Soci Terzi	60,00 40,00	42,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Romania Srl	Cluj-Napoca (Romania)	Romania	RON	4.400	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Eni Plenitude Technical Services Spain SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA	100,00	70,00	C.I.
Eolica Cuellar de la Sierra SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	110.999,77	Eni Plen. Inv. Spain SLU	100,00	70,00	C.I.
Eoliennes Chemin Vert SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Eoliennes Courcome SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	70,00	C.I.
Five Mile Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Flat Bayou Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Fortaleza Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Fotovoltaica Fotozar 5 SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	7.616	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	70,00	C.I.
Fotovoltaica Fotozar 6 SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	7.545	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	70,00	C.I.
Garita Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Golden Acres Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Granville Invest SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Guajillo Energy Storage Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Hanks Crossing Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Holding Lanas Solar Sàrl	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	70,00	C.I.
Huisache BESS Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00		P.N.
Huisache Solar Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Inveese SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	100.000.000	Eni Plen. Inv. Colombia Soci Terzi	75,00 25,00	52,50	C.I.
Kellam Solar Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	70,00	C.I.
Kellam Tax Equity Partnership Llc	Dover (USA)	USA	USD	37.931.763	Kellam Solar Class B Soci Terzi	93,90 6,10	65,73	C.I.
Killington SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Krypton SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	70,00	C.I.
Ladronera Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Lanas Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Holding Lanas Solar Sàrl	100,00	70,00	C.I.
Lone Pine Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Maristella Directorship SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	70,00	C.I.
Membrio Solar SLU	Lodosa (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	70,00	C.I.
Miburia Trade SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	70,00	C.I.
Muddy Creek Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Olea Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	70,00	C.I.
Parc Eolien des Avaloirs SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	6.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
Plenitude Kazakhstan Llp (ex Arm Wind Llp)	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	48.175.700.000	Eni Plen. Ren. Hold. BV	100,00	70,00	C.I.
Plenitude Production France SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Plenitude Zephyr France SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	2.500	Plen. Prod. France SAS	100,00	70,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Plumlee SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
POP Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	70,00	C.I.
Quiver River Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Renopool 1 SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.015	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	70,00	C.I.
Richwood Invest SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	70,00	C.I.
Sandrini 100 Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	70,00	C.I.
Sandrini 200 Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	70,00	C.I.
Sandrini BESS Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	70,00	C.I.
SASU PV Les Poulettes SAS	Levallois-Perret (Francia)	Francia	EUR	5.000	Plen. Zephyr France SAS	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV1 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	87.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV2 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	79.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV3 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	77.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV4 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	76.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV5 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	177.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV6 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	188.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV7 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	349.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV8 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	157.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV9 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	167.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV12 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	131.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV13 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	175.100	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV14 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	53.601.900	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV15 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	99.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV16 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	132.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
SKGRPV17 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	210.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV19 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	791.400	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
SKGRPV20 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	89.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	70,00	C.I.
South Triangle Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Tallahatchie Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Tantalio Renovables SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Spain SLU	100,00	70,00	C.I.
Timber Road Blue Harvest Class A Llc	Dover (USA)	USA	USD	1	Eni New Energy US Inc	100,00	70,00	C.I.
Turner Creek Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Watertown Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	10	Eni New Energy US H. Llc	100,00	70,00	C.I.
Wind Grower SLU	Ourense (Spagna)	Spagna	EUR	593.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	70,00	C.I.
Wind Hero SLU	Ourense (Spagna)	Spagna	EUR	563.000	Eni Plen. T. S. Spain	100,00	70,00	C.I.
Xenon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.500.100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	70,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Share SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	121.719,25	AGI SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Aprilia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	85,00	C.I.
EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	98,00 2,00	83,30	C.I.
EniBioCh4in Jonica Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	85,00	C.I.
EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	85,00	C.I.
EniBioCh4in Po Energia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	85,00	C.I.
EniBioCh4in Quadruvium Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA	100,00	85,00	C.I.
EniBioCh4in SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.500.000	Enilive SpA Eni SpA	50,00 50,00	85,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance SpA	Roma	Italia	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eniquantic SpA	Roma	Italia	EUR	50.000	Eni SpA Soci Terzi	94,20 5,80		Co.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eniverse Ventures Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.400.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Enivibes Srl	Vimodrone (MI)	Italia	EUR	3.552.632,00	Eniverse Soci Terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Open Star Platform Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000,00	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	48.205.536	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Netherlands Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	101.755.495,30	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Netherlands Hold. BV	100,00		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agri-Energy Srl(†)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	50.000	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Azule Energy Angola SpA	Milano	Angola	EUR	20.200.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Mozambique Rovuma Venture SpA(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agiba Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Ashrafi Island Petroleum Co (†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Eni Energy Ashrafi BV Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 25,00 50,00		Co.
Azule Energy Angola (Block 18) BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	2.275.625,42	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Angola BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Exploration Angola (KB) Ltd	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Exploration (Angola) Ltd	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1.000.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Gas Supply Services Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy Holdings Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Azule Energy Ltd	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1	Azule Energy Holdings Ltd	100,00		
Azule Energy US Gas Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	12.800.000	Azule En. Gas Sup. S. Inc	100,00		
Bacton CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni CCUS H. Ltd	100,00		
Barentsmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
E&E Algeria Touat BV(†)	L'Aja (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	195.103.440	Eni En. Touat Hold. BV Soci Terzi	66,00 34,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Obaiyed Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Eni CCUS Holding Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	221.710.001	Eni UK Ltd Soci Terzi	50,01 49,99		P.N.
Eni Netherlands CCUS BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	100	Eni CCUS H. Ltd	100,00		
Eni Tellus CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	9.500.001	Eni CCUS H. Ltd	100,00		
El-Fayrouz Petroleum Co(†) **(in liquidazione)**	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Ghasha Midstream Assets LLC SPC	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	10.000	Eni Abu Dhabi BV Soci Terzi	10,00 90,00		P.N.
In Salah Gas Ltd	St. Helier (Jersey)	Paesi Bassi	GBP	180	Eni In Salah Ltd Soci Terzi	25,56 74,44		Co.
In Salah Gas Services Ltd	St. Helier (Jersey)	Paesi Bassi	GBP	180	Eni In Salah Ltd Soci Terzi	25,56 74,44		Co.
Isatay Operating Company Llp(†)	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Ithaca Energy Plc(#)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	16.537.324,55	Eni UK Ltd Soci Terzi	35,92 64,08		P.N.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 (a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Liverpool Bay CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	184.810.000	Eni CCUS H. Ltd	100,00		
Mangistau Power BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	USD	174.381.000	Eni International BV Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleiha Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Mellitah Oil & Gas BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
NOGAT BV(†)	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	30.657.500	Eni En. Holding NL BV Soci Terzi	15,00 85,00	15,00	J.O.
Noordgastransport BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.151.208,64	Eni En. Holding NL BV Soci Terzi	18,57 81,43		P.N.
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
North El Hammad Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	18,75 81,25		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0,02	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
QatarEnergy LNG NFE(5)	Doha (Qatar)	Qatar	USD	3.083.593.709	Eni Qatar BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG Investment (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SAU Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tecninco Engineering Contractors Llp(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi ASA(#)	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	63,04 36,96		P.N.
VIC CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co(†) **(in liquidazione)**	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

Global Gas & LNG Portfolio

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
SeaCorridor Srl(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000.000	Eni SpA Soci Terzi	50,10 49,90		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Blue Stream Pipeline Co BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62 (a)	J.O.
Damietta LNG (DLNG) SAE(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
DLNG Service SAE(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	1.000.000	Damietta LNG Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	98,00 1,00 1,00	50,00	J.O.
GreenStream BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	39.900.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Società EniPower Ferrara Srl(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	26,01	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

REFINING E CHIMICA

Refining

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Eni Storage Systems SpA(†)	Brindisi	Italia	EUR	50.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Green Hydrogen Venezia Srl(†)	Verona	Italia	EUR	10.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA(†)	Roma	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
South Italy Green Hydrogen Srl(†)	Roma	Italia	EUR	10.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	100.000.000	Eni Abu Dhabi R&T BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Supermetanol CA (†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 30,07 35,42	50,00 (a)	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.304.464	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,61 11,51 10,63 58,25		P.N.
Polymer Servizi Ecologici Scarl	Terni	Italia	EUR	10.000	Novamont SpA Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	37,22 5,65 57,13		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
BioBag Baltic OÜ	Tallinn (Estonia)	Estonia	EUR	3.846	BioBag International Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	791.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Chem-invest Llp(†)	Uralsk City (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	64.194.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ENILIVE E PLENITUDE

Enilive

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Enilive Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Agass Energy Solution Europe SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Aten Oil SLU Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Enilive Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	14,66	J.O.
City Carburoil SA(†)	Monteceneri (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Enilive Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Enilive SpA Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	0	Enilive France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
LG-Eni BioRefining Co Ltd	Seosan-Si (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	12.152.000.000	Enilive SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Pengerang Biorefinery Sdn Bhd(†)	Kuala Lumpur (Malesia)	Malesia	MYR	168.096.000	Enilive SpA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Enilive SpA Routex BV Soci Terzi	20,00 (a) 20,00 60,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Enilive Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
St. Bernard Renewables Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	1.000	Enilive US Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Enilive Mark. A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Enilive Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Enilive SpA 25.00; Soci Terzi 75.00

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Bettercity SpA	Bergamo	Italia	EUR	4.050.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
GreenIT SpA(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Hergo Renewables SpA(†)	Milano	Italia	EUR	50.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	65,00 35,00		P.N.
Siel Agrisolare Srl(†)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Eni Plen. Ren. Italy SpA Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
2022 Sol VII Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	84.683.532	Timber Road Blue Harvest Soci Terzi	75,25 24,75		P.N.
2023 Sol IX Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	210.182.466	Cattlemen Class A Llc Soci Terzi	73,50 26,50		P.N.
2024 Sol XV Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	207.554.932	Sandrini 200 Class B Llc Soci Terzi	37,98 62,02		P.N.
2024 Sol XVI Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	114.884.420	Sandrini 100 Class B Llc Soci Terzi	32,07 67,93		P.N.
2025 Bateria II Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	182.800.002	Sandrini BESS Class B Llc Soci Terzi	33,92 66,08		P.N.
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	82.351.634	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	99,00 1,00		P.N.
Clarensac Solar SAS	Fuveau (Francia)	Francia	EUR	25.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
EnerOcean SL(†)	Malaga (Spagna)	Spagna	EUR	493.320	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	37,70 62,30		P.N.
Evacuación San Serván 400 SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Renopool 1 SLU Soci Terzi	68,77 31,23		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Grijota Renovables SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Fotovoltaica Fotozar 6 Fotovoltaica Fotozar 5 Soci Terzi	8,67 8,66 82,67		P.N.
Guillena 400 Promotores SL(†)	Siviglia (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Almazara Solar SLU Atlante Solar SLU Chapitel Solar SLU Fortaleza Solar SLU Garita Solar SLU Soci Terzi	6,99 6,99 6,99 6,99 6,99 65,05		P.N.
Guillena Nivel II SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.010	Atlante Solar SLU Chapitel Solar SLU Almazara Solar SLU Fortaleza Solar SLU Garita Solar SLU Soci Terzi	9,99 9,99 9,98 9,98 9,98 50,08		P.N.
Infraestructuras Renovables de Entrenúcleos SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Killington SLU Granville Invest SLU Plumlee SLU Richwood Invest SLU Soci Terzi	12,24 12,23 12,23 12,23 51,07		P.N.
Infraestructuras San Serván SET 400 SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	90.000	Renopool 1 SLU Soci Terzi	42,31 57,69		P.N.
Instalaciones San Serván II 400 SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	11.026	Renopool 1 SLU Soci Terzi	52,38 47,62		P.N.
Mangistau Renewables BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	USD	80.822.000	Eni Plen. Ren. Hold. BV Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Novis Renewables Llc(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Parc Tramuntana SL(†)	Cerdanyola del Valles (Spagna)	Spagna	EUR	3.500	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Parque Eolico Marino La Janda SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Parque Eolico Marino Nordes SL(†)	La Coruña (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Parque Eolico Marino Tarahal SL(†)	Las Palmas de Gran Canaria (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
POW - Polish Offshore Wind-Co Sp zoo(†)	Varsavia (Polonia)	Polonia	PLN	5.000	Eni Plen. Ren. Hold. BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Promotores Caparacena 400 SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Ladronera Solar SLU Boceto Solar SLU Cornisa Solar SLU Soci Terzi	8,21 7,30 7,30 77,19		P.N.
ST Becerril Renovables SL(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Fotovoltaica Fotozar 6 Fotovoltaica Fotozar 5 Soci Terzi	17,37 17,36 65,27		P.N.
Tramuntana Energy LAB SL(†)	Cerdanyola del Valles (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Vårgrønn AS(†)	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	NOK	1.100.000	Eni Plen. Ren. Hold. BV Soci Terzi	65,00 35,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl(†)	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Dronus SpA	Trieste	Italia	EUR	472.093	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Energy Dome SpA	Milano	Italia	EUR	190.425,41	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Generative Bionics Srl	Genova	Italia	EUR	1.348.317	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Saipem SpA(#)(†)	Milano	Italia	EUR	501.669.790,83	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	21,19 (a) 2,77 76,04		P.N.
Sentris Srl	Milano	Italia	EUR	842.105	Eniverse Soci Terzi	47,50 52,50		P.N.
SunXT Srl	Roma	Italia	EUR	101.861,76	Eniverse Soci Terzi	32,89 67,11		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 21,80; Soci Terzi 78,20

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Avanti Battery Company	Natick (USA)	USA	USD	813,58	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	962,89	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Cool Planet Technologies Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Cosmos Innovation Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	USD	5	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc	Somerville (USA)	USA	USD	1.140,34	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
M2X Energy Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	66,23	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Mantel Capture Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	878,48	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Swift Solar Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	94,41	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Synhelion SA	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	36.473.974	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Thiozen Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	351,12	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Tidal Vision Products Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.397,87	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Fondiarie Scarl	Segrate (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	19,51 80,49		Co.
HEA SpA(†)	Bologna	Italia	EUR	50.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
LabAnalysis Environmental Science Srl	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	100.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Parco Urbano Scarl	Segrate (MI)	Italia	EUR	100.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	17,29 82,71		Co.
Yard Belleli Scarl	Napoli	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
BF SpA(#)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	261.883.391	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	5,32 94,68	F.V.
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	142.000	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Società Italiana Sementi SpA	San Lazzaro di Savena (BO)	Italia	EUR	40.790.314,24	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	17,24 82,76	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Alam El Shawish Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Eni En. Alam El Shaw. BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
BF International Best Fields Best Food Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	EUR	60.713.013,50	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	10,58 89,42	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	187.569.921,42	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Urban Renewal Company Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 (a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Company NV	L'Aja (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(a) Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO E POWER

Global Gas & LNG Portfolio

ALL'ESTERO

	Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Norsea Gas GmbH	Friedeburg-Etzel (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING E CHIMICA

Refining

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR"	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.025.665.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ENILIVE E PLENITUDE

Enilive

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Enilive France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Dépôts Pétroliers de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Enilive France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Gestión de Envases Comerciales e Industriales SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Enilive Iberia SLU Soci Terzi	16,40 83,60	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Cambourne (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 [a]	Enilive SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Enilive France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Enilive Iberia SLU Soci Terzi	15,45 84,55	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Enilive Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 86)

Argenta Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta Rilevanza
Azursol Est SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Azursol Sud SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Brown Chapel Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta Rilevanza
Burlington Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta Rilevanza
Centrale Eolienne de la Verte Epine SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne de l'Orvin SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne de Viersat SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne des Ailes de Foulzy SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne du Pays entre Madon et Moselle SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne la Garenne SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne Largeasse SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne le Mont de Malan SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne les Hauts Chemins SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne Neo Avel SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Eolienne Terrajeaux SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Photovoltaique de Mer SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Antugnac 2 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Arue 1 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Arue 2 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Arue 3 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Cessieu Nord Isere SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Corbas 1 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Corbas 3 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Helys SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire le Bernardan 2 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire les Huchanes SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Morcenx 1 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Morcenx 2 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Morhange 2 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 6 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione

Centrale Solaire Orion 8 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 9 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 10 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 11 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 12 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 18 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 19 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 20 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 21 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 24 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 26 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 28 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 31 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 34 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 38 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 43 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Orion 50 SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Poullignac SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Saint Avit SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrale Solaire Valenciennes Aerodrome SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Centrales Solaires Delta SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Chimney Creek Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta Rilevanza
Daviess County Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta Rilevanza
Delta Stockage SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Eagle Springs Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta Rilevanza
Emery Bull Creek Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta Rilevanza
Eni BTC Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni Natural Energies Congo SAU	Pointe-Noire	Exploration & Production	Sopravvenuta Rilevanza
Eni Natural Energies Kenya EPZ Ltd	Kinango	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Natural Energies Vietnam Llc	Ho Chi Minh City	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Netherlands Holding BV	Amsterdam	Corporate e società finanziarie	Costituzione
Eoliennes Chemin Vert SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Eoliennes Courcome SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Five Mile Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Flat Bayou Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Golden Acres Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza

Hanks Crossing Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Huisache Solar Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Lone Pine Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Muddy Creek Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Parc Eolien des Avaloirs SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Plenitude Production France SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
Plenitude Zephyr France SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
PT Eni Natural Energies Indonesia	Jakarta	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Quiver River Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Sandrini 100 Class B Member Llc	Dover	Plenitude	Costituzione
Sandrini 200 Class B Member Llc	Dover	Plenitude	Costituzione
Sandrini BESS Class B Member Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
SASU PV Les Poulettes SAS	Levallois-Perret	Plenitude	Acquisizione
South Triangle Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Tallahatchie Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Tecnofilm SpA	Sant'Elpidio a Mare (FM)	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Turner Creek Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Versalis Oilfield Solutions Srl	San Donato Milanese (MI)	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Watertown Energy Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza

IMPRESE ESCLUSE (N. 84)

Asian Compounds Ltd	Hong Kong	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Aten Oil Activos SLU	Madrid	Enilive	Fusione
Aten Oil Operaciones SLU	Madrid	Enilive	Fusione
Aten Oil Setor Activos SLU	Madrid	Enilive	Fusione
Aten Oil Setor Operaciones SLU	Madrid	Enilive	Fusione
Aten Oil Setor SLU	Madrid	Enilive	Fusione
Bacton CCS Ltd	Londra	Exploration & Production	Cessione del controllo
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Plenitude	Fusione
Be Power SpA	Milano	Plenitude	Fusione
Bonete Solar SLU	Madrid	Plenitude	Cancellazione
Borgia Wind Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Camelia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Cancellazione
Celtis Solar SLU	Madrid	Plenitude	Cancellazione
Corridonia Energia Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Desarrollos Empresariales Illas SLU	Madrid	Plenitude	Fusione
Dynamica Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Ecoener Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid	Plenitude	Fusione
Elettro Sannio Wind 2 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Energía Eólica Boreas SLU	Madrid	Plenitude	Fusione
Energías Alternativas Eólicas Riojanas SL	Madrid	Plenitude	Fusione
Eni CCUS Holding Ltd	Londra	Exploration & Production	Cessione del controllo
Eni Energy Bondco Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Energy Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Energy Capital Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Energy Exploration BV	L'Aja	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Energy Finance Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Energy France SAS	Neuilly-Sur-Seine	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Energy Group Resourcing Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Energy Hydrogen Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Energy International SAS	Neuilly-Sur-Seine	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Finance USA Inc	Dover	Corporate e società finanziarie	Cancellazione
Eni Insurance DAC	Dublino	Corporate e società finanziarie	Fusione
Eni Krueng Mane Ltd	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Lebanon BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza

Eni Maroc BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Netherlands CCUS BV	L'Aja	Exploration & Production	Cessione del controllo
Eni Plenitude Solar Abruzzo Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Eni Tellus CCS Ltd	Londra	Exploration & Production	Cessione del controllo
Eolica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Eolica Wind Power Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Eolo Energie - Corleone - Campofiorito Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Faren Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
FAS Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Finproject Asia Ltd	Hong Kong	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Finproject Guangzhou Trading Co Ltd	Guangzhou	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Fotovoltaica Escudero SLU	Madrid	Plenitude	Cancellazione
GPC Uno Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
HLS Bonete PV SLU	Madrid	Plenitude	Fusione
HLS Bonete Topco SLU	Madrid	Plenitude	Fusione
Liverpool Bay CCS Ltd	Londra	Exploration & Production	Cessione del controllo
Lugo Solar Tech Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Marano Solar Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Marano Solare Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Marcellinara Wind Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Matrìca SpA	Porto Torres (SS)	Chimica	Fusione
Micropower Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Molinetto Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Monte San Giusto Solar Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Montefano Energia Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Olivadi Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Parco Eolico di Tursi e Colobraro Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Pescina Wind Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Petroven Srl	Genova	Refining	Fusione
Pieve5 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Pollenza Sole Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Ravenna 1 FTV Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
RF-AVIO Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
RF-Cavallerizza Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
SAV - Santa Maria Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione

SKGRPV10 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Fusione
SKGRPV11 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Fusione
SKGRPV18 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Fusione
Società Agricola Isola d'Agri Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Cessione
Tasonis DirectorShip SLU	Madrid	Enilive	Fusione
Tecnofilm SpA	Sant'Elpidio a Mare (FM)	Chimica	Fusione
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Versalis Zeal Ltd	Takoradi	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Vivaro FTV Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
VRG Wind 127 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
VRG Wind 149 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
W-Energy Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Wind Turbines Engineering 2 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione
Windsol Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Fusione

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

(€ migliaia)	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
Tipologia di servizi:	Società capogruppo	Società controllate[1]	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate[1]	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate[1]	Gruppo Eni
Revisione legale dei conti	10.749	5.469	16.217	15	12.874	12.889	10.764	18.343	29.107
Servizi di attestazione	1.499	238	1.737	-	227	227	1.499	465	1.964
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri servizi	879	399	1.278	653	731	1.384	1.532[2]	1.131[3]	2.663
Totale corrispettivi	**13.127**	**6.106**	**19.233**	**668**	**13.833**	**14.501**	**13.795**	**19.939**	**33.734**

(1) Si intendono società controllate, di cui alla Direttiva Transparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili.

(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA e dalle società appartenenti al network PwC alla capogruppo sono relativi principalmente a: i) Financial and Tax Vendor Due Diligence in relazione all'iniziativa di cessione da parte di Eni SpA di una ulteriore quota di minoranza del capitale sociale di Eni Plenitude Spa Società Benefit e delle sue controllate; ii) l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, iii) servizi di assurance della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi e iv) verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe.

(3) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA e dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate sono relativi principalmente a: (i) emissione di comfort letter, (ii) procedure di verifica concordate e (iii) certificazione tariffe.

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato

pwc

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 39/2010 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

Agli Azionisti della

Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il "Gruppo"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2025, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2025, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs 38/2005.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione "Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato" della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni SpA (la "Società") in conformità alle

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240, Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Via Pisacane 1B Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Via Santa Maria 11 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001.

www.pwc.com/it

norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti, non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate, anche in considerazione degli impatti della transizione energetica e dei cambiamenti climatici	
Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 12 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 15 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione" e Nota 21 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato Le voci "Immobili, impianti e macchinari" e "Diritto di utilizzo beni in leasing" accolgono importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a "Pozzi, impianti e macchinari E&P" per Euro 33.554 milioni, "Attività esplorativa e di appraisal E&P" per Euro 1.549 milioni, "Immobilizzazioni in corso E&P" per Euro 5.946 milioni e diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 3.634 milioni.	Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate, nonché la coerenza delle stime e dell'informativa rispetto alle variabili finanziarie e non finanziarie (quali ad esempio quelle climatiche e connesse agli obiettivi di decarbonizzazione) contenute nel Piano Strategico 2026 - 2030 e nel Piano Strategico a lungo termine al 2050. Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio, la comprensione delle

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei social project il cui relativo fondo al 31 dicembre 2025 ammonta ad Euro 8.064 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è generalmente effettuato attraverso il metodo dell'unità di prodotto (UOP) determinato sulla base delle differenti tipologie di riserve di idrocarburi al fine di assicurare l'adeguata rappresentazione delle modalità di ottenimento dei benefici economici connessi all'utilizzo degli asset oggetto di ammortamento. Al 31 dicembre 2025 gli ammortamenti complessivi riferiti al settore E&P sono pari ad Euro 6.061 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato sono assoggettati, in accordo al principio contabile IAS 36 "Riduzione di valore delle attività", a specifiche valutazioni del loro valore recuperabile (c.d. "impairment test"), nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Al 31 dicembre 2025 le svalutazioni, al netto delle riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing, riferite al settore E&P, sono pari ad Euro 1.081 milioni.

Le stime delle riserve rilevano sia ai fini della determinazione degli ammortamenti che ai fini della definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere nell'ambito del processo di impairment.

principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, inoltre, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli delle quote di ammortamento.

Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti procedure di revisione:

(i) comprensione del framework normativo e regolatorio nonché degli accordi minerari sottostanti;

(ii) confronto tra i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, indagini in merito alle differenze riscontrate, nonché verifica della coerenza delle spese consuntivate rispetto a quelle previste e della relativa tempistica di sostenimento.

Le principali procedure di revisione svolte nell'ambito dell'impairment test sono state le seguenti:

(i) verifica della coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare dell'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e della relativa coerenza con i piani prospettici del Gruppo;

(ii) incontri con il management ai fini della discussione delle principali assunzioni utilizzate per la predisposizione degli esercizi di impairment in coerenza con il Piano Strategico 2026-2030 e il Piano Strategico a lungo termine al 2050;

(iii) verifica della ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di abbandono e ripristino siti;

La stima delle riserve di idrocarburi dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

(i) la qualità dei dati geologici e tecnico-ingegneristici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;

(ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo;

(iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;

(iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivi alla data della stima iniziale che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso nel periodo corrente;

(v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi esistenti alla data della stima.

Ai fini della determinazione del valore recuperabile degli asset minerari, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi e altri fattori.

I risultati del test di recuperabilità dei valori di bilancio degli asset minerari stimati sulla base dei piani aziendali sono soggetti a test di sensitività per valutarne la ragionevolezza e la variabilità degli esiti al variare dei principali parametri di stima. In particolare, la recuperabilità degli attivi è stata ricalcolata

(iv) verifica della ragionevolezza delle stime di produzione, dei prezzi e dei costi operativi e di sviluppo effettuate dal management nel corso dei precedenti esercizi, confrontandole con i valori consuntivi (cd "retrospective review"), finalizzate a verificare la capacità di elaborazione delle stime da parte del management;

(v) verifica delle analisi di sensitività effettuate dal Gruppo che includono (i) un taglio lineare del 10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa, (ii) un aumento di 100 punti base nel tasso di sconto dei futuri flussi di cassa, (iii) la considerazione delle curve di prezzo e del costo della CO2 dello Scenario Net Zero dell'IEA 2050 per tutte le CGU.

I nostri esperti, con competenze in materia di valutazione di risorse minerarie, coadiuvati da esperti di sistemi e processi, ci hanno supportato (i) nella comprensione, valutazione e verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti ai fini dell'adeguatezza delle stime, delle assunzioni e dei metodi utilizzati dagli esperti interni al Gruppo per la stima delle riserve di idrocarburi, (ii) nell'analisi del processo di identificazione, misurazione e rilevazione dei dati finanziari e non finanziari utilizzati dagli esperti interni al Gruppo nello sviluppo dei modelli di stima, (iii) nella verifica della completezza e accuratezza della produzione storica utilizzata dagli esperti interni al Gruppo nella stima dei volumi di produzione futuri, (iv) nella verifica della coerenza tra i dati geologici e tecnico-ingegneristici misurati e rilevati da terzi e utilizzati dagli esperti interni al Gruppo per la stima delle riserve di idrocarburi e, (v) nella verifica della completezza e accuratezza dei dati trasmessi agli esperti esterni al Gruppo, con i dati utilizzati dagli esperti interni al Gruppo, per la stima della valutazione delle riserve di idrocarburi.

assumendo tre scenari di stress del calcolo base come segue: (i) un taglio lineare del 10% nei prezzi degli idrocarburi per tutta la proiezione dei futuri flussi di cassa, (ii) un aumento di 100 punti base nel tasso di sconto dei futuri flussi di cassa, (iii) la considerazione delle curve di prezzo e del costo della CO2 dello Scenario Net Zero dell'IEA 2050 per tutte le cash generating unit (CGU).

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni, (ii) della complessità dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

È stata valutata la competenza tecnica degli esperti interni ed esterni e l'obiettività di quest'ultimi, coinvolti nel processo di valutazione delle riserve di idrocarburi.

I nostri esperti in materia di valutazioni ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano Strategico 2026 – 2030 e nel Piano Strategico a lungo termine al 2050 con le prospettive macroeconomiche del settore E&P e, in particolare, (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica della stima di un campione dei prezzi delle commodity, inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

È stata altresì verificata la coerenza tra gli obiettivi strategici di decarbonizzazione stabiliti dal management e le principali assunzioni sottostanti al Piano Strategico 2026-2030 e al Piano Strategico a lungo termine al 2050.

Infine, è stata verificata l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate nonché la coerenza della stessa, ove applicabile, con le informazioni contenute nella Rendicontazione di Sostenibilità e con le altre informazioni fornite dal management al mercato, in merito agli obiettivi di neutralità carbonica e ai correlati rischi climatici, inclusa la transizione energetica.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e adottati dall'Unione Europea nonché ai

provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs 38/2005 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il

nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;

- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;

- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;

- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;

- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati a un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione

contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti di Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 815/2019

Gli amministratori di Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 815/2019 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di

regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - European Single Electronic Format) (il "Regolamento Delegato") al bilancio consolidato al 31 dicembre 2025, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato al 31 dicembre 2025 è stato predisposto nel formato XHTML ed è stato marcato, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

Alcune informazioni contenute nelle note al bilancio consolidato quando estratte dal formato XHTML in un'istanza XBRL, a causa di taluni limiti tecnici, potrebbero non essere riprodotte in maniera identica rispetto alle corrispondenti informazioni visualizzabili nel bilancio consolidato in formato XHTML.

Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettere e), e-bis) ed e-ter), del DLgs 39/2010 e ai sensi dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998

Gli amministratori di Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2025, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 720B al fine di:

- esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998, con il bilancio consolidato;

- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione, esclusa la sezione relativa alla rendicontazione consolidata di sostenibilità, e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998;

- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione e in alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998 sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2025.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione, esclusa la sezione relativa alla rendicontazione consolidata di sostenibilità, e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998 sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e-ter), del DLgs 39/2010, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Il nostro giudizio sulla conformità alle norme di legge non si estende alla sezione della relazione sulla gestione relativa alla rendicontazione consolidata di sostenibilità. Le conclusioni sulla conformità di tale sezione alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione e all'osservanza degli obblighi di informativa previsti dall'articolo 8 del Regolamento (UE) 852/2020 sono formulate da parte nostra nella relazione di attestazione ai sensi dell'articolo 14-bis del DLgs 39/2010.

Roma, 23 marzo 2026

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota

(Revisore legale)

Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio

pwc

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 39/2010 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

Agli Azionisti della

Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Eni SpA (la "Società"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2025, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2025, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs 38/2005.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione "Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio" della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240, Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Via Pisacane 1B Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Via Santa Maria 11 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001.

www.pwc.com/it

materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti, non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave	Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate Nota 1"Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari" e Nota 21 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio La voce "Immobili, impianti e macchinari" accoglie importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a "Pozzi, impianti e macchinari E&P" per Euro 1.833 milioni e "Immobilizzazioni in corso e acconti E&P" per Euro 364 milioni. Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei social project il cui relativo fondo al 31 dicembre 2025 ammonta ad Euro 2.415 milioni. L'ammortamento degli investimenti afferenti all'attività mineraria è generalmente effettuato attraverso il metodo dell'unità di prodotto (UOP) determinato sulla base delle differenti tipologie di riserve di idrocarburi al fine di assicurare	Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate, nonché la coerenza delle stime e dell'informativa rispetto alle variabili finanziarie e non finanziarie (quali ad esempio quelle climatiche e connesse agli obiettivi di decarbonizzazione) contenute nel Piano Strategico 2026 - 2030 e nel Piano Strategico a lungo termine al 2050. Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza. Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, inoltre, la verifica

l'adeguata rappresentazione delle modalità di ottenimento dei benefici economici connessi all'utilizzo degli asset oggetto di ammortamento. Al 31 dicembre 2025 gli ammortamenti di "Pozzi, impianti e macchinari E&P" sono pari ad Euro 189 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio sono assoggettati, in accordo al principio contabile IAS 36 "Riduzione di valore delle attività", a specifiche valutazioni del loro valore recuperabile (c.d. "impairment test"), nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Al 31 dicembre 2025 le svalutazioni al netto delle riprese di valore di "Pozzi, impianti e macchinari E&P" e "Immobilizzazioni in corso e acconti E&P" sono pari ad Euro 196 milioni.

Le stime delle riserve rilevano sia ai fini della determinazione degli ammortamenti che ai fini della definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere nell'ambito del processo di impairment.

La stima delle riserve di idrocarburi dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

(i) la qualità dei dati geologici e tecnico-ingegneristici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;

(ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo;

dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli delle quote di ammortamento.

Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento e ripristino siti sono state svolte, tra l'altro, le seguenti procedure di revisione:

(i) comprensione del *framework* normativo e regolatorio nonché degli accordi minerari sottostanti;

(ii) confronto tra i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, indagini in merito alle differenze riscontrate, nonché verifica della coerenza delle spese consuntivate rispetto a quelle previste e della relativa tempistica di sostenimento.

Le principali procedure di revisione svolte nell'ambito dell'impairment test sono state le seguenti:

(i) verifica della coerenza della metodologia utilizzata dalla Società con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare dell'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e della relativa coerenza con i piani prospettici della Società;

(ii) incontri con il management ai fini della discussione delle principali assunzioni utilizzate per la predisposizione degli esercizi di impairment in coerenza con il Piano Strategico 2026-2030 e il Piano Strategico a lungo termine al 2050;

(iii) verifica della ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti;

(iv) verifica della ragionevolezza delle stime di produzione, dei prezzi e dei costi operativi e di sviluppo effettuate dal management nel corso dei precedenti esercizi, confrontandole

(iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;

(iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivi alla data della stima iniziale che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso nel periodo corrente;

(v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi esistenti alla data della stima.

Ai fini della determinazione del valore recuperabile degli asset minerari, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi e altri fattori.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni, (ii) della complessità dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

con i valori consuntivi (cd "retrospective review"), finalizzate a verificare la capacità di elaborazione delle stime da parte del management.

I nostri esperti, con competenze in materia di valutazione di risorse minerarie, coadiuvati da esperti di sistemi e processi, ci hanno supportato (i) nella comprensione, valutazione e verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti ai fini dell'adeguatezza delle stime, delle assunzioni e dei metodi utilizzati dagli esperti interni alla Società per la stima delle riserve di idrocarburi, (ii) nell'analisi del processo di identificazione, misurazione e rilevazione dei dati finanziari e non finanziari utilizzati dagli esperti interni alla Società nello sviluppo dei modelli di stima, (iii) nella verifica della completezza e accuratezza della produzione storica utilizzata dagli esperti interni alla Società nella stima dei volumi di produzione futuri e (iv) nella verifica della coerenza tra i dati geologici e tecnico-ingegneristici misurati e rilevati da terzi e utilizzati dagli esperti interni alla Società per la stima delle riserve di idrocarburi.

È stata valutata la competenza tecnica degli esperti interni coinvolti nel processo di valutazione delle riserve di idrocarburi.

I nostri esperti in materia di valutazioni ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano Strategico 2026 – 2030 e nel Piano Strategico a lungo termine al 2050 con le prospettive macroeconomiche del settore E&P e, in particolare, (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica della stima di un campione dei prezzi delle commodity, inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei tassi di attualizzazione adottati.

È stata altresì verificata la coerenza tra gli obiettivi strategici di decarbonizzazione stabiliti dal management e le principali assunzioni sottostanti al Piano Strategico 2026-2030 e al Piano Strategico a lungo termine al 2050.

Infine, è stata verificata l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'International Accounting Standards Board e adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs 38/2005 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non

intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;

- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;

- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;

- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o

circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati a un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di

comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 815/2019

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 815/2019 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - European Single Electronic Format) (il "Regolamento Delegato") al bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2025, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio d'esercizio alle disposizioni del Regolamento Delegato.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2025 è stato predisposto nel formato XHTML in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettere e), e-bis) ed e-ter), del DLgs 39/2010 e ai sensi dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2025, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 720B al fine di:

- esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998, con il bilancio d'esercizio;

- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998;

- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione e in alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998 sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2025.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998 sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e-ter), del DLgs 39/2010, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 23 marzo 2026

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota

(Revisore legale)

Relazione della società di revisione sull'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità

Relazione della società di revisione indipendente sull'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'articolo 14-bis del DLgs 39/2010

Agli Azionisti di

Eni SpA

Conclusioni

Ai sensi dell'articolo 8 del DLgs 125/2024 (il "Decreto"), siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("limited assurance engagement") della rendicontazione di sostenibilità del Gruppo Eni (di seguito anche il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 predisposta ai sensi dell'articolo 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della relazione sulla gestione.

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che:

- la rendicontazione di sostenibilità del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità ai principi di rendicontazione adottati dalla Commissione Europea ai sensi della Direttiva (UE) 2013/34/UE ("European Sustainability Reporting Standards" anche "ESRS");
- le informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia Europea" della rendicontazione di sostenibilità non siano state redatte, in tutti gli aspetti significativi, in conformità all'articolo 8 del Regolamento (UE) 852/2020 (il "Regolamento Tassonomia").

Elementi alla base delle conclusioni

Abbiamo svolto l'incarico di esame limitato in conformità al Principio di Attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità - SSAE (Italia). Le procedure svolte in tale tipologia di incarico

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: Milano 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240, Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40124 Via Luigi Carlo Farini 12 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Via Pisacane 1B Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Via Santa Maria 11 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001.

www.pwc.com/it

variano per natura e tempistica rispetto a quelle necessarie per lo svolgimento di un incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza ragionevole e sono altresì meno estese. Conseguentemente, il livello di sicurezza ottenuto in un incarico di esame limitato è sostanzialmente inferiore rispetto al livello di sicurezza che sarebbe stato ottenuto se fosse stato svolto un incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza ragionevole. Le nostre responsabilità ai sensi di tale Principio sono ulteriormente descritte nella sezione "Responsabilità della società di revisione per l'attestazione sulla rendicontazione di sostenibilità" della presente relazione.

Siamo indipendenti in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili all'incarico di attestazione della rendicontazione di sostenibilità nell'ordinamento italiano.

La nostra società di revisione applica il Principio internazionale sulla gestione della qualità (ISQM Italia 1) in base al quale è tenuta a configurare, mettere in atto e rendere operativo un sistema di gestione della qualità che includa direttive o procedure sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e regolamentari applicabili.

Riteniamo di aver acquisito evidenze sufficienti e appropriate su cui basare le nostre conclusioni.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale di Eni SpA per la rendicontazione di sostenibilità

Gli amministratori sono responsabili per lo sviluppo e l'implementazione delle procedure attuate per individuare le informazioni incluse nella rendicontazione di sostenibilità in conformità a quanto richiesto dagli ESRS (il "processo di valutazione della materialità") e per la descrizione di tali procedure nella nota "Processo e risultati dell'analisi di doppia materialità" della rendicontazione di sostenibilità.

Gli amministratori sono inoltre responsabili per la redazione della rendicontazione di sostenibilità, che contiene le informazioni identificate mediante il processo di valutazione della materialità, in conformità a quanto richiesto dall'articolo 4 del Decreto, inclusa:

- la conformità agli ESRS;
- la conformità all'articolo 8 del Regolamento Tassonomia delle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia Europea".

Tale responsabilità comporta la configurazione, la messa in atto e il mantenimento, nei termini previsti dalla legge, di quella parte del controllo interno ritenuta necessaria dagli amministratori al fine di consentire la redazione di una rendicontazione di sostenibilità in conformità a quanto richiesto dall'articolo 4 del Decreto, che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Tale responsabilità comporta altresì la selezione e l'applicazione di metodi appropriati per elaborare le informazioni nonché l'elaborazione di ipotesi e stime in merito a specifiche informazioni di sostenibilità che siano ragionevoli nelle circostanze.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

Limitazioni intrinseche nella redazione della rendicontazione di sostenibilità

Ai fini della rendicontazione delle informazioni prospettiche in conformità agli ESRS, agli amministratori è richiesta l'elaborazione di tali informazioni sulla base di ipotesi, descritte nella rendicontazione di sostenibilità, in merito a eventi che potranno accadere in futuro e a possibili future azioni da parte del Gruppo. A causa dell'aleatorietà connessa alla realizzazione di qualsiasi evento futuro, sia per quanto concerne il concretizzarsi dell'accadimento sia per quanto riguarda la misura e la tempistica della sua manifestazione, gli scostamenti fra i valori consuntivi e le informazioni prospettiche potrebbero essere significativi.

L'informativa fornita dal Gruppo in merito alle emissioni di Scope 3 è soggetta a maggiori limitazioni intrinseche rispetto a quelle Scope 1 e 2, a causa della scarsa disponibilità e precisione delle informazioni, sia di natura quantitativa sia di natura qualitativa, relative alla catena del valore.

Responsabilità della società di revisione per l'attestazione sulla rendicontazione di sostenibilità

I nostri obiettivi sono pianificare e svolgere procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la rendicontazione di sostenibilità non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, ed emettere una relazione contenente le nostre conclusioni. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme,

siano in grado di influenzare le decisioni degli utilizzatori prese sulla base della rendicontazione di sostenibilità.

Nell'ambito dell'incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza limitato in conformità al Principio di Attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità - SSAE (Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata dell'incarico.

Le nostre responsabilità includono:

- la considerazione dei rischi per identificare l'informativa nella quale è probabile che si verifichi un errore significativo, sia dovuto a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali;
- la definizione e lo svolgimento di procedure per verificare l'informativa nella quale è probabile che si verifichi un errore significativo. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- la direzione, la supervisione e lo svolgimento dell'esame limitato della rendicontazione di sostenibilità e l'assunzione della piena responsabilità delle conclusioni sulla rendicontazione di sostenibilità.

Riepilogo del lavoro svolto

Un incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza limitato comporta lo svolgimento di procedure per ottenere evidenze quale base per la formulazione delle nostre conclusioni.

Le procedure svolte si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale del Gruppo Eni responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella rendicontazione di sostenibilità, nonché analisi di documenti, ricalcoli e altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

Abbiamo svolto le seguenti principali procedure:

- comprensione del modello di business, delle strategie del Gruppo e del contesto in cui opera con riferimento alle questioni di sostenibilità;
- comprensione e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di rendicontazione, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dagli standard ESRS;
- comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative incluse nella rendicontazione di sostenibilità;
- comprensione del processo posto in essere dal Gruppo per l'identificazione e la valutazione degli impatti, rischi e opportunità rilevanti, in base al principio di doppia materialità, in relazione alle questioni di sostenibilità e, sulla base delle informazioni ivi acquisite, svolgimento di considerazioni in merito a eventuali elementi contraddittori emersi che possano evidenziare l'esistenza di questioni di sostenibilità non considerate dal Gruppo nel processo di valutazione della materialità;
- identificazione dell'informativa nella quale è probabile che si verifichi un errore significativo;
- definizione e svolgimento delle procedure, basate sul nostro giudizio professionale, per rispondere ai rischi di errore significativi identificati; in particolare:

a) con riferimento alle informazioni qualitative, abbiamo effettuato interviste e acquisito la relativa documentazione di supporto al fine di verificarne la coerenza con quanto riportato nella rendicontazione di sostenibilità;

b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo verificato la corretta aggregazione dei dati, il rispetto delle procedure adottate dal Gruppo e la corretta applicazione dei metodi di calcolo utilizzati. Le verifiche hanno compreso lo svolgimento di procedure analitiche e l'acquisizione di riscontri documentali a livello di capogruppo e per un campione di società facenti parte del perimetro di rendicontazione;

- comprensione del processo posto in essere dal Gruppo per identificare le attività economiche ammissibili e determinarne la natura allineata in base alle previsioni del Regolamento Tassonomia, e verifica della relativa informativa inclusa nella rendicontazione di sostenibilità;

- riscontro delle informazioni riportate nella rendicontazione di sostenibilità con le informazioni contenute nel bilancio consolidato ai sensi del quadro sull'informativa finanziaria applicabile o con i dati contabili utilizzati per la redazione del bilancio stesso o con i dati gestionali di natura contabile;

- verifica della struttura e della presentazione dell'informativa inclusa nella rendicontazione di sostenibilità in conformità con gli ESRS;

- ottenimento della lettera di attestazione.

Roma, 23 marzo 2026

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota

(Revisore legale)

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'Art. 153 D.Lgs. 58/98 e dell'Art. 2429 C.C.

Signori Azionisti,
la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Enrico Maria Bignami, Marcella Caradonna, Giulio Palazzo e Andrea Parolini, Sindaci effettivi nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 10 maggio 2023, il cui mandato scade con l'Assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025.
Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Corporate Governance. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal *Sarbanes Oxley Act*, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria, rendicontazione di sostenibilità e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. n. 39 del 27 gennaio 2010 e successive modifiche e integrazioni.
Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2025, il Collegio si è complessivamente riunito 19 volte sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una riunione. Il Collegio ha assistito, inoltre, nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di due Sindaci ad una riunione consiliare ciascuno. Nel 2025, il Sindaco Enrico Maria Bignami ha effettuato n° 4 attività individuali di controllo nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'*Internal Audit* ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*".
Inoltre, il Collegio Sindacale: (i) ha partecipato, o per il tramite del Presidente o di altri Sindaci effettivi, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza di cui è membro la Presidente del Collegio Sindacale; (ii) ha partecipato alle specifiche iniziative di *induction* e formazione svolte, sin da inizio mandato, per gli organi sociali.
In tale ambito il Collegio Sindacale:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Corporate Governance cui la Società aderisce, come illustrato nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari di Eni. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio ai sensi di legge e del succitato Codice di Corporate Governance;
- ha verificato la conformità delle delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione in merito alla distribuzione dei dividendi e all'emissione di prestiti obbligazionari;
- ha verificato l'adozione da parte di Eni di una apposita procedura per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni riguardanti la Società, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate (ivi inclusa la tenuta del registro delle persone aventi accesso a tali informazioni), e per la gestione delle operazioni rientranti nella disciplina "*Managers' Transactions*" (già note come "*Internal Dealing*"), vigilando sul rispetto della procedura medesima con riferimento alle deliberazioni dell'organo amministrativo;

- ha espresso parere favorevole ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del Codice civile relativamente ai compensi degli amministratori rivestiti di particolari cariche.

Autovalutazione del Collegio Sindacale

Secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili ed in linea con le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance, il Collegio Sindacale ha svolto un processo di autovalutazione relativo alla propria composizione e al proprio operato.

Il processo di autovalutazione ha confermato: (i) l'efficacia e l'efficienza dell'attività del Collegio; (ii) la complessiva adeguatezza della sua composizione in termini di esperienze, competenze e conoscenze diversificate; (iii) la costante e positiva interazione con il Consiglio di Amministrazione e i Comitati endoconsiliari, oltre che con i Collegi Sindacali delle società controllate.

Nel corso dell'ultimo anno di mandato è proseguito l'approfondimento e lo sviluppo delle competenze su tematiche di particolare rilevanza ai fini della vigilanza sul sistema di controllo interno e sulla gestione dei rischi, quali l'Information Technology – inclusa la cybersecurity – e la rendicontazione di sostenibilità. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state riesaminate e valutate positivamente le attività svolte dal Collegio quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile e quale Audit Committee ai fini della normativa statunitense.

Essendo giunto al termine del proprio mandato e in coerenza con quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale e dal Codice di Corporate Governance per il Consiglio di Amministrazione, il Collegio ha elaborato il documento "Orientamenti agli Azionisti sulla composizione quali-quantitativa ottimale del Collegio Sindacale", relativo al Collegio che sarà eletto dall'Assemblea di maggio 2026 e reso disponibile sul sito aziendale. Il documento offre agli Azionisti una sintesi dell'esperienza maturata dal Collegio uscente e degli esiti dell'autovalutazione, evidenziando i requisiti professionali e personali che, oltre a quelli previsti dalla legge, si sono rivelati essenziali per garantire l'efficace esercizio dell'attività di vigilanza evidenziata nel documento stesso. In linea con le raccomandazioni delle citate Norme di Comportamento, il documento si conclude con la descrizione dell'impegno richiesto al Collegio nel suo complesso, al fine di consentire, tra l'altro, la determinazione di una remunerazione adeguata per il Collegio che sarà nominato per il prossimo triennio.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sulle operazioni con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2025, è stato avviato il programma di acquisto di azioni proprie per il 2025. L'Assemblea, in particolare, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 c.c., a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino alla fine di aprile 2026 per un esborso fino a un massimo complessivo di 3,5 miliardi di euro e vincolando, a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo, quota parte delle riserve disponibili, ovvero degli utili distribuibili, attraverso l'imputazione a specifica riserva indisponibile finché le azioni proprie saranno in portafoglio. A seguito degli acquisti effettuati nel corso dell'esercizio per un controvalore complessivo di 1.520 milioni

di euro (oltre a 361 milioni di euro a fronte del precedente piano di *buy-back*), considerando le azioni proprie già in portafoglio nonché l'assegnazione di azioni ordinarie a dirigenti Eni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "*Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022*" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020, al 31 dicembre 2025 Eni SpA detiene n. 189.083.769 azioni proprie pari al 6,18% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di 2.782 milioni di euro al quale corrisponde una specifica riserva indisponibile di pari importo;

- ha valutato positivamente la conformità della Policy "*Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate*" – emessa il 18 novembre 2010 e aggiornata, da ultimo, nel 2025 nelle modalità applicative – ai principi indicati nel Regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. Inoltre, nella riunione del 29 gennaio 2026, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta Policy confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento (a tal proposito, l'art. 13 del decreto-legge n. 95/2025, convertito in Legge n. 118/2025 - c.d. Decreto Economia, in vigore dal 10 agosto 2025, al comma 1-bis prevede che "*non sussistono rapporti di correlazione per gli effetti di cui all'articolo 2391-bis del Codice Civile fra le pubbliche amministrazioni che non esercitano poteri di direzione e coordinamento e le società da queste ultime partecipate anche in modo indiretto.[…].*"). Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dei relativi corrispettivi, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e tenuto conto delle specificità delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti, sul processo di attestazione della conformità della rendicontazione di sostenibilità e sull'indipendenza della Società di revisione

La Società di revisione legale PwC SpA (di seguito anche "Società di revisione") ha rilasciato in data odierna, 23 marzo 2026, le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2025 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards – IFRS – adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni SpA e del gruppo al 31 dicembre 2025, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione, con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione ha rilasciato, inoltre, il giudizio senza rilievi sulla conformità del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di predisposizione dell'informativa finanziaria nel formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - European Single Electronic Format). La Società di revisione ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna, il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione.
Inoltre, sempre in data odierna, la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative *disclosure* contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC quale *foreign private issuer* quotato al NYSE. Nel Form 20-F è contenuta altresì l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del *Sarbanes Oxley Act* dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 6 settembre 2024, n. 125 di attuazione della direttiva 2022/2464/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 dicembre 2022, recante modifica del regolamento 537/2014/UE, della direttiva 2004/109/CE, della direttiva 2006/43/CE e della direttiva 2013/34/UE per quanto riguarda la rendicontazione societaria di sostenibilità.
Il revisore PwC ha rilasciato in data odierna, 23 marzo 2026, la relazione ai sensi dell'art. 14-bis del D.Lgs. 39/2010 sulla rendicontazione di sostenibilità attestandone la conformità a quanto richiesto dal D.Lgs. 125/2024 e agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione della rendicontazione medesima. In data odierna, il Collegio ha trasmesso tale relazione al Consiglio di Amministrazione.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale PwC SpA e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA, ed alle società controllate, dalla Società di revisione legale PwC SpA e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Non sono stati attribuiti a PwC incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni; inoltre, i servizi consentiti, diversi dalla revisione, sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014.
Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio Sindacale non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal *Sarbanes Oxley Act*, ricevendo aggiornamenti sull'attività di revisione e di attestazione della rendicontazione di sostenibilità e sugli esiti delle verifiche effettuate. In particolare, nell'ambito del rafforzamento e miglioramento continuo dei flussi informativi tra il Collegio Sindacale e la Società di revisione, nel rispetto delle rispettive responsabilità e competenze, il Collegio, in aggiunta ai regolari incontri con i rappresentanti di PwC coinvolti nell'incarico di revisione del gruppo Eni, ha effettuato, tra l'altro, approfondimenti con i team di specialisti di PwC che partecipano alle attività di revisione – con specifico riferimento al ruolo e alle verifiche svolte dagli esperti tecnici nel campo Oil & Gas di PwC incaricati del processo di valutazione dei dati non finanziari sottesi alla stima delle riserve di idrocarburi a supporto delle attività di audit del bilancio del Gruppo Eni – oltreché con la *leadership* di PwC. In modo condiviso con la Società di revisione, il Collegio Sindacale ha effettuato il periodico monitoraggio dei cd. "*Audit Quality Indicators*", su tematiche di indipendenza, competenze, organizzazione ed *effort* del revisore di Eni, quale strumento per apprezzare l'efficacia e la qualità delle attività di revisione legale nel tempo.

Nel corso delle riunioni, e dallo scambio informativo avuti con il revisore legale, non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.
Il Collegio Sindacale ha vigilato, infine, anche attraverso scambi informativi con la Società di revisione, sui principali impatti per il gruppo Eni connessi all'evoluzione dello scenario macroeconomico, nonché al contesto geopolitico, descritti nelle sezioni "*Fattori di rischio e incertezza*" e "*Commento ai risultati economico-finanziari*" della Relazione Finanziaria Annuale.

Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, in particolare mediante:

i) la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;
ii) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
iii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile al quale compete, tra l'altro, il presidio delle attività di istituzione, monitoraggio e valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria e di sostenibilità obbligatoria;
iv) l'esame delle Relazioni, semestrale ed annuale, del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e, per quelle non significative rilevate, sono state definite, e in parte già completate, le relative azioni correttive;
v) l'esame della Relazione annuale del *Chief Transition & Financial Officer* sulla valutazione del *Tax Control Framework* (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2024 – istituito secondo le Linee Guida Fiscali ("*Tax Strategy*") approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale – dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative;
vi) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di *Risk Management Integrato* volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione. Le Relazioni si sono focalizzate, tra l'altro, sugli esiti delle attività di *Risk Assessment* e monitoraggio dei principali rischi Eni per l'anno 2025. In particolare, è stato fornito un quadro delle principali azioni di mitigazione attuate e del trend dei "*Top Risk*", tra cui i rischi strategici (rischi legati al *climate change* – rischi connessi al processo di transizione

energetica e rischi fisici –, rischi di mercato relativi, in particolare, allo scenario dei prezzi delle commodity, alla contrazione della domanda e al contesto competitivo), il rischio geopolitico – in relazione, tra l'altro, al perdurare del conflitto in Ucraina – e i rischi "Paese" (tra cui, in particolare, il *Global Security Risk* e il *Credit & Financing Risk*). È stato effettuato un approfondimento sul profilo di rischio sottostante il Piano Strategico 2026-2030 e sulle principali azioni di *de-risking* dei rischi strategici, anche attraverso un modello di "Valutazione Integrata dei Rischi" che consente di valorizzare la capacità di resilienza della società ad uno scenario avverso rispetto ad un sub-portafoglio significativo di rischi per ciascun anno di Piano. I rischi collegati al Piano Strategico sono altresì oggetto di continuo monitoraggio in relazione agli sviluppi del contesto interno ed esterno. Infine, il Collegio ha esaminato le risultanze del modello di "*Integrated Country Risk*" sviluppato con l'obiettivo di valutare il rischio complessivo dei Paesi di maggiore rilevanza in cui Eni opera;

vii) l'esame delle Relazioni periodiche sulla *Compliance* Integrata dalle quali non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno degli strumenti normativi relativi agli ambiti di *Compliance* presidiati, sulla base degli esiti delle attività relative al processo di *Compliance* Integrata e tenuto conto degli adeguamenti di disegno già programmati o avviati dai relativi Process Owner;

viii) l'esame dei rapporti dell'*Internal Audit* e della Relazione annuale sulle attività svolte dall'*Internal Audit*: la relazione contiene una rappresentazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla funzione *Internal Audit* e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo che, sulla base di quanto rilevato, "*non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere nel suo complesso non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi Eni*";

ix) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – *Sarbanes Oxley Act* – come indicato nella precedente sezione "*Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti, sul processo di attestazione della conformità della rendicontazione di sostenibilità e sull'indipendenza della Società di revisione*" della presente Relazione;

x) gli scambi informativi, sia documentali che mediante specifici incontri, con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c.1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management sul funzionamento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi, anche con riferimento all'individuazione dei principali rischi strategici, operativi e di *compliance* cui sono esposte le società controllate, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate, senza rilevare criticità o punti di attenzione da riportare nella presente Relazione;

xi) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno reso opportuno, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;

xii) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla funzione Affari Legali secondo la sistematicità, che il Collegio ritiene tempestiva, prevista dalla normativa aziendale;

xiii) il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/2001, avviati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui il procedimento in merito all'incidente avvenuto in data 9 dicembre 2024 presso il deposito di carburanti di Calenzano in relazione al quale la Procura di Prato ha notificato informativa di garanzia, in qualità di soggetti indagati, nei confronti di responsabili e operatori di aree tecnico operative legate alle attività del deposito nonché di dipendenti di una ditta fornitrice, oltre che nei confronti di Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 231/01. Il procedimento pende tuttora nella fase delle indagini preliminari.
Il Collegio Sindacale monitora l'evoluzione dei diversi procedimenti attraverso la costante interlocuzione con la funzione legale della Società al fine di poter esprimere valutazioni per quanto attiene, in particolare, al funzionamento del generale sistema di controllo interno.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale

verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e, più in generale, del *Risk Management Integrato*, anche ai fini delle previsioni del Codice della crisi d'impresa e dell'insolvenza.

La Section 301 del *Sarbanes Oxley Act* del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia per quanto detto in precedenza per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per: (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione legale dei conti; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società, di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura per la gestione delle Segnalazioni ricevute da Eni SpA e da società controllate, emessa per la prima volta nel 2006 e modificata, da ultimo, nel novembre 2025. La procedura disciplina la gestione dei canali per il ricevimento, le attività di seguito e di reporting delle segnalazioni, inoltrate da Persone di Eni o da terzi aventi ad oggetto comportamenti – riferibili a Persone di Eni ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni – che si pongano in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modelli 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne (quali, *Policy* Anti-Corruzione, etc.). La procedura, il cui assetto è stato valutato conforme alle *best practice* da consulenti esterni indipendenti, in ragione della trasversalità delle tematiche trattate, fa riferimento alla *Policy Entity Compliance & Governance* "*Eni Risk and Internal Control Holistic framework*" ed è altresì, uno strumento rilevante ai fini della normativa interna Anti-Corruzione e risponde agli adempimenti previsti dal *Sarbanes Oxley Act* del 2002, dal Codice Etico, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla *Policy* Anti-Corruzione stessa, nonché, per gli aspetti afferenti ai Diritti Umani, dalla normativa in materia di informativa di sostenibilità.
A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2025 dall'*Internal Audit* Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2025 si rileva che, nel corso dell'esercizio, sono stati aperti n. 71 fascicoli di segnalazioni (71 nel 2024). Sulla base delle istruttorie concluse dall'*Internal Audit* nel corso del 2025 sono stati chiusi n. 79 fascicoli (63 nel 2024). In particolare, relativamente ai predetti 79 fascicoli di segnalazioni chiusi nel 2025, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'*Internal Audit* è risultato che 22 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (20 nel 2024). Per i restanti 57 fascicoli (43 nel 2024) gli accertamenti condotti, fermi restando i limiti propri delle attività di *Internal Audit* e dei relativi strumenti a disposizione, non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati ovvero non è stato possibile confermare o escludere la fondatezza delle segnalazioni. Ad esito degli accertamenti sono state adottate le opportune azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi o valutazioni disciplinari. Al 31 dicembre 2025, restavano aperti n. 13 fascicoli (21 al 31 dicembre 2024). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa e sull'attività di direzione e coordinamento

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sulle sue modifiche, e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate; (4) incontri con la Società di revisione ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa. In tale ambito il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza della struttura organizzativa, in coerenza con la strategia di decarbonizzazione e la trasformazione in atto, anche attraverso l'implementazione del cosiddetto "modello satellitare" che si basa sulla creazione di società indipendenti in grado di accedere al mercato dei capitali con una loro autonomia, così da poter finanziare la propria crescita rivolgendosi a investitori specializzati. Il Collegio Sindacale ha vigilato, inoltre, sull'evoluzione della macrostruttura Eni e sul processo, avviato nel 2023, di realizzazione del "Nuovo sistema normativo di Eni" che rappresenta l'insieme degli strumenti che definiscono per Eni SpA e per le sue società controllate i modelli di riferimento per le tematiche etiche, di compliance e *governance*, nonché i processi aziendali e le relative modalità operative. Il Sistema Normativo è progettato con architettura *risk-based* per rispondere all'obiettivo di rendere il Sistema stesso sufficientemente flessibile per tenere conto dell'evoluzione di Eni verso il predetto modello "satellitare". In particolare, il Collegio Sindacale ha ricevuto specifica informativa in merito allo stato di aggiornamento dell'intero corpo normativo Eni.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa

degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2025, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo "*Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile*", relativamente ai principali procedimenti giudiziari che interessano la società anche per i profili di cui al D.Lgs. 231/2001, che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi non sono pervenute denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile. Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio, il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025 e alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

23 marzo 2026

Rosalba Casiraghi,
Presidente del Collegio Sindacale

Enrico Maria Bignami,
Sindaco Effettivo

Marcella Caradonna,
Sindaco Effettivo

Giulio Palazzo,
Sindaco Effettivo

Andrea Parolini,
Sindaco Effettivo

Eni SpA

Sede Legale
Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2025: € 4.005.358.876,00 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

Altre Sedi
Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia
Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti
eni.com
+39-0659821
800940924
segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori
Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.com