



8844 1/386

Fattori di rischio e incertezza

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

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. Nel breve termine, i prezzi del petrolio sono influenzati dall'equilibrio tra domanda e offerta e dal livello delle scorte globali. Le variazioni immediate nella produzione, come l'aumento o la diminuzione da parte dei principali Paesi produttori possono causare forti oscillazioni dei prezzi. Inoltre, le tensioni geopolitiche introducono un elevato grado di incertezza. Anche i dati economici rilevanti con riflessi sui consumi possono influenzare i movimenti di prezzo nel breve termine. Infine, le attività speculative nel mercato dei futures del petrolio incrementano la volatilità.

Nel lungo termine, i prezzi del petrolio sono influenzati da tendenze più strutturali. La crescita economica e demografica globale, che determina un aumento della domanda di petrolio, spinge al rialzo i prezzi. La transizione verso fonti energetiche rinnovabili, le politiche per ridurre le emissioni di carbonio e un maggiore orientamento verso la sostenibilità e l'efficienza energetica possono invece ridurre la domanda di petrolio nel tempo.

Nel 2023 il Brent ha registrato un livello medio di 82,6 \$/bbl, in ribasso rispetto al 2022 (-18%) quando il prezzo era stato influenzato in misura significativa dalla guerra in Ucraina. La domanda aumentata di 2,3 milioni barili/giorno vs. 2022 a 101,7 milioni barili/giorno superando i livelli pre-pandemia (100,8 milioni barili/giorno), trainata dal non OCSE (+2,2 milioni barili/giorno). La Cina contribuisce per circa l'80% della crescita totale supportata dagli investimenti in capacità petrolchimica. Nel 2023 l'offerta aumenta di +1,9 milioni barili/giorno, crescita concentrata principalmente nei Paesi non-OPEC guidata dall'America, in particolare dagli USA. Cala il supply OPEC per la politica dei tagli introdotti a sostegno dei prezzi con l'Arabia Saudita che scende a livello di produzione più basso dal 2011 (escluso il periodo pandemico). Nel primo semestre dell'anno, nonostante le preoccupazioni riguardanti l'economia mondiale e le incertezze legate all'economia cinese, la crescente domanda e le politiche dell'OPEC+ hanno mantenuto i prezzi del Brent nell'intorno degli 80 \$/bbl. Nel terzo trimestre la domanda ha raggiunto nuovi massimi.

Questa tendenza in un contesto di mercato influenzato anche dalle politiche dell'OPEC+, ha portato a un marcato aumento del Brent, che a settembre ha superato i 90 \$/bbl. Il quarto trimestre è stato caratterizzato da prezzi sostenuti dal conflitto in Medio Oriente che ha mantenuto il mercato in uno stato di

incertezza; tuttavia, a fine anno i dubbi riguardo la compliance delle politiche OPEC+ e le preoccupazioni sul contesto macroeconomico hanno causato un indebolimento dei prezzi. L'OPEC+ nel corso del 2023 ha confermato il suo ruolo di market manager intervenendo in modo significativo nel mercato con l'intento di supportare la stabilità dei prezzi: dopo il taglio della produzione a ottobre 2022 di circa 2 milioni di barili/giorno, si sono aggiunti ad aprile 2023 un taglio produttivo volontario di 1,66 milioni di barili/giorno e agli inizi di giugno un ulteriore taglio volontario da parte di Arabia Saudita di 1 milione barili/giorno in vigore da luglio ed esteso successivamente fino a dicembre. A causa delle incertezze sulla tenuta dell'economia globale, che vede la contrazione dell'attività industriale in Europa, la ripresa della Cina inferiore alle attese e contrastanti segnali dagli USA, e dell'aumento degli yield sugli asset privi di rischio, gli operatori finanziari hanno a più riprese liquidato le posizioni lunghe sui futures del petrolio innescando brusche e significative correzioni. La curva dei prezzi a futuri del greggio si è progressivamente appiattita a fine 2023.

Le compagnie petrolifere internazionali quotate hanno mantenuto la disciplina finanziaria adottata in risposta alla crisi di mercato causata dal COVID-19, caratterizzata da un approccio prudente alle decisioni d'investimento, piani di spesa finalizzati al solo sostegno delle produzioni, rinunciando alla crescita e privilegiando nell'allocatione dei flussi di cassa generati in un ambiente di prezzi ancora elevati la ristrutturazione dei bilanci e la remunerazione degli azionisti. Inoltre, la sottovalutazione dei titoli azionari delle compagnie petrolifere (in termini di comuni multipli di borsa rispetto alla media degli indici azionari) rende più attrattivo l'investimento nel riacquisto delle azioni proprie rispetto a investimenti di crescita delle produzioni.

L'outlook per il 2024 è caratterizzato da elementi di incertezza in relazione alla crescita economica e alle tensioni geopolitiche. Nonostante il consensus degli economisti ritenga poco probabile uno scenario di hard landing (in conseguenza delle politiche monetarie restrittive) grazie alla solidità dell'economia USA, si prevede un periodo di debolezza delle economie occidentali (in particolare quelle europee), mentre la Cina andrà incontro ad un rallentamento strutturale del proprio tasso di crescita. Il prezzo del petrolio potrebbe essere sostenuto dalla continua crescita della domanda prevista aumentare di oltre 1 Mb/g nel 2024.

Permangono i rischi sistemici rappresentati principalmente dal perdurare della guerra in Ucraina, dalle controversie commerciali



88441/387

tra Stati Uniti e Cina e dall'instabilità in Medio Oriente che alimentano incertezza e volatilità sui mercati finanziari ed energetici. Il management sconta le incertezze macroeconomiche in una previsione di prezzo di 80 \$/bbl per il greggio Brent nel 2024/2025 e un valore di lungo termine nominale di circa 90 \$/bbl a partire dal 2032, in linea con le precedenti previsioni. Oltre tale orizzonte, in termini reali il prezzo del petrolio è previsto in declino per riflettere la decarbonizzazione dell'economia.

I prezzi del gas naturale hanno registrato una correzione ancora più accentuata, dopo aver raggiunto valori record durante l'estate 2022 in connessione con l'intensa attività di riempimento degli stoccaggi (e di altri fattori congiunturali come, ad esempio, i bassi contributi di generazione da nucleare in Francia e da idroelettrico) in vista di una possibile crisi invernale dovuta alla carenza delle forniture russe, raggiungendo il record storico di circa 300 €/MWh ai mercati spot continentali in Europa. Nei mesi successivi, i fondamentali del mercato sono mutati in modo sostanziale per effetto di una stagione invernale mite, dell'aumento della produzione USA e delle esportazioni di GNL che hanno raggiunto valori record grazie all'entrata in esercizio di nuova capacità di liquefazione (in particolare negli USA) e di un corrispondente incremento dei terminali di ricezione in Europa, della riduzione strutturale dei consumi industriali dovuta alle chiusure definitive di impianti energivori nel continente e alla delocalizzazione di produzioni, della competizione delle rinnovabili e calo della domanda elettrica, nonché per effetto di adeguati livelli di stoccaggio. Il lento ritmo della ripresa asiatica dove i consumi di GNL hanno registrato un incremento minore rispetto agli anni 2020-2021, ha riportato il mercato globale di gas naturale ad un equilibrio anche se fragile. Nel 2023, il prezzo medio del gas nel mercato europeo (spot Title Transfer Facility) è diminuito di circa l'85% rispetto al picco storico di agosto 2022 e di circa il 66% vs. il 2022 (a circa 41 €/MWh rispetto ai circa 121 €/MWh del 2022). Nel medio termine i prezzi sono attesi convergere sul valore di equilibrio di circa 35 €/MWh (24 €/MWh al 2030) in relazione all'avvio di rilevanti progetti GNL soprattutto negli USA e in Qatar.

I risultati del Gruppo, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e 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. La flessione dei prezzi degli idrocarburi del 2023 ha

influito negativamente sulla performance operativa del settore E&P per circa €5 miliardi e con un impatto sul flusso di cassa operativo del Gruppo di circa €3 miliardi. 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. L'analisi di sensitività per l'anno 2024 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,14 miliardi a fronte di variazioni del Brent di 1 \$/bbl rispetto al prezzo previsivo di 80 \$/bbl; si precisa che tale analisi di sensitività è ritenuta valida per variazioni di prezzo limitate rispetto alla previsione. La parte restante della produzione del Gruppo non è esposta 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.

L'attività Oil & Gas è un business a elevata intensità di capitale che necessita di notevoli risorse finanziarie per lo sviluppo delle riserve. Qualora il Gruppo non sia in grado di ottenere adeguati mezzi finanziari, il business potrebbe contrarsi

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 del petrolio e del gas naturale; (iv) la capacità di acquisire, scoprire e produrre nuove riserve; e (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.

Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla performance e sulle prospettive reddituali del Gruppo, poiché uno scenario di contrazione potrebbe limitare la capacità del Gruppo di finanziare i progetti di



88441/388

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 di sviluppo. 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 anti-economiche 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

Il settore della raffinazione oil e la Chimica sono business ciclici, i cui risultati dipendono dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dei relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle.

Nel 2023 il settore raffinazione di Eni ha beneficiato di condizioni di mercato ancora complessivamente favorevoli dopo l'anno record del 2022, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti trainata in particolare dai settori dell'aviazione e del trasporto su strada, ai colli di bottiglia nel sistema/ritardi negli start-up e alla sensibile riduzione del costo del gas. Questi fattori sono stati attenuati dalla riduzione della redditività del gasolio, che sconta il rallentamento dell'attività industriale. Il margine medio SERM nel 2023 si è attestato su livelli ancora storicamente sostenuti con una media di circa 10 \$/bbl. Tale indicatore, tuttavia, non riflette appieno i margini effettivi delle raffinerie Eni nel 2023, che sono stati influenzati negativamente dal restringimento dei differenziali tra greggi sour/heavy vs. greggi light/sweet a causa della rarefazione dell'offerta dei primi dovuta al regime sanzionatorio nei confronti del greggio russo Ural e ai tagli produttivi dell'OPEC. In normali condizioni di mercato le raffinerie complesse in grado di lavorare greggi pesanti beneficiano dei prezzi dei greggi meno pregiati a sconto rispetto al greggio benchmark Brent.

È prevedibile che i margini di raffinazione si indeboliscano nel medio termine per effetto dell'ingresso di nuova capacità principalmente in Medio Oriente e Asia con l'avvio di impianti di dimensioni mega. Il settore della raffinazione europea si conferma un business caratterizzato da fattori di debolezza strutturale a causa 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 per effetto delle politiche di decarbonizzazione dell'EU.

Il business della Chimica Eni gestito dalla Versalis è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità, pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (Cina, Medio Oriente e USA), accentuarsi dei fattori di debolezza strutturale della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali. Nel corso del 2023 gli svantaggi competitivi di Versalis sono stati aggravati dalla flessione della domanda di commodity nei principali mercati di sbocco (Italia, Europa) a causa del rallentamento economico dell'Eurozona e della caduta della produzione industriale nonché dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori in relazione alle tematiche ambientali.

In tale ambiente competitivo Versalis ha registrato per il 2023 una perdita operativa adjusted di €614 milioni ai quali si aggiungono svalutazioni d'impianti per circa €405 milioni in funzione delle minori prospettive di redditività del settore nell'attuale scenario.

Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocarburi, a beneficio dei business dei biocarburanti e della chimica da fonte rinnovabile e da riciclo, nonché aumentando la specializzazione verso polimeri a elevato valore aggiunto, caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

RISCHI CONNESSI AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Il contesto in cui Eni opera è influenzato in maniera rilevante dalle politiche di transizione energetica messe in atto dai governi di numerosi Stati. Queste politiche definiscono le linee d'azione per realizzare gli impegni presi dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi, in particolare con quanto contenuto nell'accordo raggiunto alla COP28 sul Global Stocktake, che fa riferimento esplicito, per la prima volta, alla necessità di ridurre l'utilizzo dei combustibili fossili ("transitioning away from fossil fuels"). Gli impegni al raggiungimento della neutralità carbonica e il possibile cambiamento delle preferenze dei consumatori 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/red-



88441/389

ditività delle tecnologie di decarbonizzazione rendono le decisioni di investimento a lungo termine sempre più rischiose. Inoltre, la crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul 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 "license to operate" delle società. In risposta a queste tendenze emergenti, Eni è impegnata nell'esecuzione di una strategia di riposizionamento del portafoglio basata sulla progressiva riduzione del peso degli idrocarburi a beneficio della crescita delle energie rinnovabili, dei biocarburanti sostenibili e dei chemicals ecocompatibili, così come dello sviluppo di tecnologie di cattura/abbattimento delle emissioni e di vettori energetici low carbon.

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 al rischio fisico (acuto e cronico) connesso al cambiamento climatico.

Normativo: a livello globale, in relazione agli impegni di decarbonizzazione dei Paesi, è ipotizzabile, nel medio-lungo termine, un'evoluzione normativa che porti alla diffusione di nuovi meccanismi di carbon pricing e/o obblighi di introduzione di quote minime di combustibili rinnovabili/low carbon nel mercato. Con riferimento al contesto europeo, Eni è soggetta all'European Emission Trading Scheme (EU ETS) e all'UK Emission Trading Scheme (UK ETS) per circa la metà delle sue emissioni dirette di GHG. Secondo tale meccanismo, l'impresa ha l'onere di acquistare quote di emissione a copertura dell'eccesso rispetto a quanto assegnato gratuitamente. Con riferimento all'area extra UE, diverse economie in via di sviluppo hanno annunciato l'implementazione di meccanismi di carbon pricing, seppur si prevede che, almeno in una fase iniziale, questi siano caratterizzati da contenuti prezzi della CO₂ con impatto non significativo sulle attività Eni.

Inoltre, la possibile adozione di provvedimenti finalizzati a diminuire il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni dell'attività estrattiva potrebbero ridurre le prospettive di crescita del business tradizionale con conseguente necessità di accelerare la diversificazione del portafoglio.

Legale: alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti giudiziari nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, sulla base di presunzione di responsabilità per gli impatti connessi al climate change, per presunte violazioni dei diritti umani, nonché per pratiche di cd. "greenwashing". I ricorrenti investitori istituzionali o esponenti della società civile hanno ottenuto sentenze di condanna (sebbene i diversi gradi di giudizio siano ancora da esperire) delle società petrolifere ad adottare piani di decarbonizzazione maggiormente incisivi, in altri casi hanno chiesto il riconoscimento della responsabilità del Board nella gestione della strategia climatica oppure hanno promosso risoluzioni assembleari che interferiscono

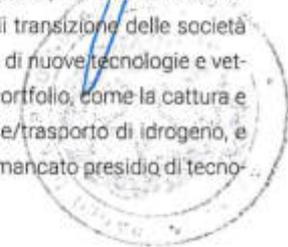
con i piani aziendali. Nel 2023 Eni è stata citata in giudizio da parte di alcune NGO e privati cittadini per presunte responsabilità per il cambiamento climatico, mentre è parte di alcuni procedimenti in California promossi da diversi soggetti economici che lamentano perdite di reddito dovute al cambiamento climatico e reclamano un risarcimento da parte delle compagnie petrolifere.

Questi eventi dimostrano come alcune istituzioni e stakeholder stiano mettendo in discussione la license to operate delle società petrolifere occidentali percepite da queste poco virtuose o restie ad adattare il proprio modello di business e i processi di capital allocation allo scenario di decarbonizzazione, creando nuovi profili di rischio per gli operatori in campo legale.

Reputazionale: nella crescente polarizzazione del dibattito pubblico sul cambiamento climatico, una parte della società civile (movimenti ambientalisti, ONG, giovani generazioni), istituzioni governative e altri stakeholder percepiscono le compagnie Oil & Gas tra i principali responsabili. Ciò porta a una sempre maggiore pressione sui Board delle compagnie petrolifere per accelerare le strategie e i piani di transizione e sul settore finanziario (asset manager, banche e società assicurative) per allineare i propri portafogli ai target "Net Zero". Recentemente, alcuni grandi banche e istituzioni finanziarie soprattutto europee hanno annunciato di interrompere il finanziamento diretto di nuovi progetti Oil & Gas. 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.

Mercato: attualmente, il mercato è caratterizzato da elevata incertezza a causa dell'azione simultanea di diverse variabili: le tensioni geopolitiche, le politiche per la decarbonizzazione (estremamente disomogenee a livello geografico), l'andamento di domanda e offerta. Tale scenario accentua la complessità delle decisioni di investimento e diminuisce la prevedibilità delle modalità e tempistiche della transizione energetica. Pertanto, qualora i meccanismi che regolano la domanda e l'offerta presente e futura delle diverse tecnologie (sia quelle attualmente disponibili che quelle in varie fasi di commercializzazione o sviluppo) si muovano in maniera più rapida rispetto alle aspettative del Gruppo, ne conseguirebbero effetti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita, sui risultati operativi, sul cash flow e sui ritorni per gli azionisti.

Tecnologico: nel medio-lungo termine, diverse tecnologie finalizzate a costruire un modello di consumo energetico low 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 questo, l'innovazione tecnologica riveste un ruolo chiave nei piani di transizione delle società Oil & Gas. Eni è impegnata nello sviluppo di nuove tecnologie e vettori energetici volti a trasformare il suo portafoglio, come la cattura e stoccaggio delle emissioni, la produzione/trasporto di idrogeno, e la fusione a confinamento magnetico. Il mancato presidio di techno-





8844 1/390

logie che si riveleranno essenziali per la transizione energetica e, d'altra parte, il fallimento o il ritardo nello sviluppo delle tecnologie in cui il Gruppo investe per la transizione potrebbe portare a un rischio finanziario significativo.

Fisici: in base agli studi della comunità scientifica, l'aumento della frequenza di fenomeni meteorologici acuti e cronici a elevato impatto sull'economia e sulla vita delle comunità, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, è correlato al cambiamento climatico. Gli eventi meteorologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione, compresi gli effetti sulla catena di fornitura.

Maggiori informazioni sono fornite alla Nota n.15 delle "Note al Bilancio Consolidato".

RISCHI CONNESSI AL DEBOLE CONTESTO ECONOMICO GLOBALE E AL QUADRO GEOPOLITICO

I risultati reddituali e i flussi finanziari attesi dal Gruppo nel 2024 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale. L'outlook 2024 presenta elementi di incertezza in relazione alle prospettive dell'economia mondiale e alle tensioni geopolitiche. Nonostante il consensus degli economisti attribuisca una contenuta probabilità a uno scenario di hard landing, la crescita globale risentirà del protrarsi della fase di debolezza delle economie occidentali (in particolare quelle europee), mentre la Cina potrebbe andare incontro ad un rallentamento strutturale del proprio tasso di sviluppo.

Aumentano i rischi sistemici, dovuti soprattutto all'intensificarsi delle tensioni geopolitiche legate principalmente al perdurare della guerra in Ucraina, alle controversie commerciali tra Stati Uniti e Cina e all'instabilità in Medio Oriente innescata dal conflitto tra Israele e Hamas. L'acuirsi delle tensioni, alimentando incertezza e volatilità sui 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, il flusso di cassa e la realizzazione dei piani industriali del Gruppo.

La principale esposizione di Eni nei confronti della Russia riguarda i contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine con società del Gruppo Gazprom. Nel 2023 le forniture di gas naturale da Gazprom a Eni verso i mercati UE si sono di fatto azzerate nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti (nel 2022 avevano coper-

to il 18% degli acquisti totali di gas naturale del Gruppo al servizio del mercato europeo). I piani commerciali del Gruppo per l'anno in corso avevano scontato questa possibilità, limitando coerentemente gli impegni di vendita. Il management assume che anche nel prossimo quadriennio le forniture di gas naturale dalla Russia saranno pressoché nulle. Per far fronte a questa situazione, il Gruppo attraverso varie iniziative commerciali, quali ad esempio l'utilizzo delle flessibilità contrattuali per aumentare i prelievi da altre geografie e l'aumento delle produzioni con la prossima entrata in esercizio di progetti GNL, ha adattato il portafoglio di forniture e sarà in grado nel medio termine di aumentare progressivamente gli impegni di vendita una volta assicurata la copertura delle esigenze di approvvigionamento interne (in particolare il feedgas per le centrali termiche di Gruppo) e i volumi per il settore retail gas gestito da Plenitude. Il complessivo processo di sostituzione del gas russo nel portafoglio Eni potrebbe far emergere eventuali rischi operativi e finanziari.

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 cosiddette strategiche relative alle produzioni delle riserve, ai margini di raffinazione e ad 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 2024 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,3 miliardi a fronte di variazioni di 5 centesimi del tasso di cambio USD/EUR rispetto all'assunzione del management per il 2024 pari a un cambio euro/dollaro di 1,08. 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



88441/392

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 nota n. 28 Impegni Garanzie e Rischi.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2023, circa 82% 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 da un minore grado di stabilità non solo politica, sociale ed economica ma anche normativa rispetto ai Paesi dell'OCSE. Tale instabilità e incertezza anche del quadro legislativo può causare eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici, disordine sociale, scioperi, atti di vandalismo alle infrastrutture, furti di petrolio dalle pipeline e altre forme di disordine civile e fenomeni simili 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.

Nello scenario corrente, il Gruppo Eni è esposto ad un maggiore profilo di rischio in relazione alla propria operatività in Venezuela, Egitto e Nigeria a causa delle difficoltà finanziarie di questi Paesi che si sono estese alle compagnie petrolifere statali e compagnie locali, che sono partner del Gruppo nell'esecuzione di progetti Oil & Gas o che acquistano la produzione equity del Gruppo.

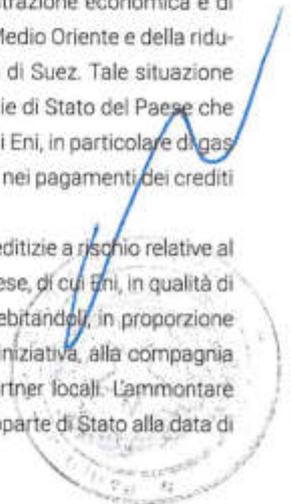
Per quanto riguarda la Libia, uno dei Paesi a più elevato rischio politico nel recente passato, la situazione di maggiore stabilità interna ha consentito il regolare svolgimento delle attività estrattive, nonché l'avvio di discussioni con la compagnia di Stato NOC per possibili futuri sviluppi di riserve gas nel Paese. Nel 2023 Eni e la National Oil Corporation (NOC) hanno siglato un accordo per avviare lo

sviluppo delle "Strutture A&E", progetto strategico volto ad aumentare la produzione di gas per rifornire il mercato interno libico, oltre a garantire l'esportazione di volumi in Europa. "Strutture A&E" è il primo grande progetto ad essere sviluppato nel Paese dall'inizio del 2000 e prevede la costruzione di un impianto di cattura dell'anidride carbonica (CCS) a Mellitah e stoccaggio della CO₂ nel giacimento offshore di Bahr Essalam, che consentirà una significativa riduzione dell'impronta carbonica complessiva, in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni. Stesso obiettivo è alla base del progetto "Bouri Gas Utilization", sanzionato a maggio 2023, che prevede una riduzione delle emissioni di circa 1,5 milioni di tonnellate CO₂ equivalente/anno e la valorizzazione di gas equity. Nel 2023 Eni ha prodotto in Libia 169 mila di barili olio equivalente/giorno pari a circa il 10% della produzione complessiva Eni dell'anno.

Il Venezuela attraversa una crisi strutturale economica e finanziaria causata dalla contrazione delle entrate del settore petrolifero a causa delle sanzioni USA volte a colpire il settore petrolifero del Paese, il Governo venezuelano e le Società di Stato del petrolio. L'outlook finanziario del Paese rappresenta un rischio per 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. Gli investimenti e le riserve in altri progetti Eni nel Paese sono stati completamente svalutati in precedenti reporting period a causa dei rischi connessi all'ambiente operativo. Alla data di bilancio, il capitale investito Eni nel Paese ammonta a circa €1 miliardo, relativo principalmente ai crediti commerciali scaduti verso la società di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") per le forniture del gas equity del giacimento Perla, la cui recuperabilità è resa difficoltosa dal regime sanzionatorio USA. Nel corso del 2023 l'aumento dei crediti connesso alle forniture di gas naturale del periodo è stato in parte compensato da alcuni rimborsi in kind, mediante assegnazione di carichi di greggio di proprietà PDVSA resosi possibile anche grazie a un sostanziale miglioramento del quadro sanzionatorio che ha consentito di aumentare la flessibilità e l'efficacia delle attività di recupero crediti in particolare nell'ultimo trimestre del 2023. L'esposizione verso il Venezuela rimane un fattore di rischio nel breve-medio termine.

L'Egitto sta attraversando una fase di contrazione economica e di difficoltà finanziarie a causa della crisi in Medio Oriente e della riduzione del traffico merci attraverso il Golfo di Suez. Tale situazione riduce il grado di solvibilità delle compagnie di Stato del Paese che acquistano la quota equity delle produzioni Eni, in particolare di gas naturale. Questo ha comportato un ritardo nei pagamenti dei crediti vantati da Eni per le forniture del 2023.

In Nigeria, il Gruppo ha delle esposizioni creditizie a rischio relative al finanziamento dei progetti Oil & Gas del Paese, di cui Eni, in qualità di operatore, sostiene i costi di sviluppo addebitandoli, in proporzione alle rispettive quote di partecipazione nell'iniziativa, alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e a eventuali partner locali. L'ammontare dei crediti scaduti nei confronti della controparte di Stato alla data di





8844 1/392

bilancio non è di entità tale da comportare una revisione della qualità del credito. Un'importante area di rischio è invece rappresentata dall'esposizione nei confronti di un partner compagnia petrolifera locale che ha sospeso i pagamenti per chiamate fondi da alcuni anni stante l'arbitrato in corso relativo alla contestazione sull'ammontare degli addebiti Eni. Tuttavia, tale controversia potrebbe risolversi nell'ambito del processo di vendita dell'interessenza Eni negli asset petroliferi onshore alla medesima controparte.

Altri rischi Paese in Nigeria sono connessi all'ambiente operativo in relazione al fenomeno delle continue sottrazioni di petrolio dalle pipeline che trasportano greggio di proprietà Eni, con conseguenti perdite di fatturato, danneggiamenti alle infrastrutture e sversamenti nel suolo. Inoltre, Eni è parte in un procedimento arbitrale in relazione alla conversione del titolo minerario nigeriano OPL 245 relativo all'esplorazione del blocco offshore omonimo, per il quale Eni aveva chiesto la conversione in licenza di sviluppo.

L'evoluzione del contesto economico, finanziario e politico dei 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

L'attività del Gruppo è soggetta alla normativa italiana, europea e internazionale in materia di tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Benché 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 imprevisi, ivi comprese le richieste di risarcimento dei danni a cose e persone, nonché il rischio reputazionale, sono connaturati alla natura delle attività poste in essere dal Gruppo.

Le attività industriali 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 innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive, inquinamento dei terreni e delle falde con possibili, rilevanti conseguenze sui dipendenti e altro personale coinvolto, le comunità circostanti e la proprietà. Tali eventi di rischio potrebbero assumere, in circostanze particolarmente avverse, proporzioni catastrofiche

per l'ambiente, la sicurezza delle persone e la proprietà, come nel caso dell'incidente petrolifero del pozzo Macondo occorso nel 2010 nel Golfo del Messico a una compagnia petrolifera internazionale. Tali rischi sono influenzati dalle specificità 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. Anche le day-to-day operations potrebbero comportare modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose od obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una rigida regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia 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 tali misure e precauzioni, 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 ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato 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 l'attuale normativa ambientale. 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. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere respon-



88441 | 393

sabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

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 giudiziari 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 in relazione alla responsabilità amministrativa dell'Ente 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 al resto delle 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 tradurre l'aumento dei prez-

zi del petrolio in un aumento dell'utile netto. Sfavorevoli variazioni dell'aliquota fiscale applicabile all'utile prima delle imposte del Gruppo nelle attività Oil & Gas avrebbero un impatto negativo sui futuri risultati economici e sui flussi di cassa.

Nel 2022 la pressione fiscale sulle compagnie petrolifere europee è stata inasprita in modo significativo a causa della percezione da parte delle istituzioni politiche e dell'opinione pubblica che le stesse beneficiassero in maniera sproporzionata del clima di incertezza economica e finanziaria connessa alla guerra russo-ucraina che aveva determinato un'elevata volatilità nei prezzi dell'energia, e nell'ottica di alleviare il costo della bolletta energetica per imprese e famiglie redistribuendo i profitti del settore Oil & Gas. Eni ha registrato incrementi della pressione fiscale in Regno Unito, avente carattere strutturale, e attraverso prelievi una tantum in Italia.

L'ultimo in ordine temporale è stata la legge di bilancio 2023 dello Stato italiano che ha introdotto a carico delle imprese del settore energetico un contributo solidaristico da versare nel 2023, calcolato applicando un'aliquota del 50% all'imponibile IRES 2022 che eccede un ammontare pari al 110% dell'imponibile medio registrato nei quattro anni precedenti. La base imponibile comprende anche la distribuzione di riserve in sospensione d'imposta che Eni ritiene estranee alla base imponibile generata in relazione allo scenario energetico 2022.

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

L'attuale 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 ubicate 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 una ripresa economica più debole del previsto derivante dalle conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina o nel caso in cui le politiche monetarie



8844 1/394

restrittive delle banche centrali provochino un "hard landing" dell'economia, il Gruppo potrebbe non riuscire a mantenere o aumentare i propri volumi di vendita e di redditività, con effetti negativi sull'attività, sulle prospettive, sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI, ALL'IMPOSSIBILITÀ DI RIMPIAZZO DELLE RISERVE E ALLE INCERTEZZE NELLE STIME DELLE RISERVE DI PETROLIO E DI GAS NATURALE E ALLE RISERVE NON ANCORA SVILUPPATE

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali richiedono elevati investimenti con tempi di ritorno medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario sia nella fase esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità insufficienti d'idrocarburi tali da giustificare lo sfruttamento economico, sia nella fase di sviluppo, in relazione al recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali sulla cui base è valutata la redditività dei progetti. L'attività è per sua natura esposta a rilevanti rischi operativi.

Rischi economici

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, mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sottoperformance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali, nonché dai rischi di aumento dei costi e di volatilità dei prezzi degli idrocarburi. I progetti di sviluppo delle riserve di idrocarburi convenzionali sono caratterizzati da lunghi tempi di realizzazione e di pay-back e dall'elevata esposizione finanziaria nella fase di costruzione/commissioning, che li espone al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di aumenti non pianificati dei costi d'investimento/operativi, di possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità del prezzo degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID). Inoltre, numerosi rischi di execution possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche imprevedute, 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 con gli Stati detentori delle licenze. L'insuccesso nell'ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni con nuove riserve scoperte o "better performance" dei giacimenti potrebbero avere impatti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita del Gruppo, sui 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'esposizione finanziaria durante la fase realizzativa e il differimento temporale dei cash flow positivi. Ogni ritardo nell'ottenimento del first oil o first gas comporta un peggioramento della redditività dei progetti. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta normalmente un insieme complesso di attività con lunghi tempi di esecuzione: 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. Durante la fase realizzativa, la Compagnia è esposta finanziariamente a causa del differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dall'inizio della produzione consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione, ritardi nel recupero di costi di investimenti 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. Per il 2024 sono prevedibili strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica nonché incrementi del costo dei fattori produttivi quali materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input, sebbene a un tasso inferiore rispetto a quello registrato nel 2023. Le daily rate di rig e altri mezzi navali di perforazione e sviluppo sono attese 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.



88441/395

Rimpiazzo delle riserve

La redditività futura di Eni dipende dall'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione, alle proiezioni di costi operativi e di sviluppo futuri e ai tempi di sostenimento dei costi. 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 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) le 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 che può 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 anche dal meccanismo di attribuzione previsto dai Production Sharing Agreements ("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 dallo stesso sostenuti per lo sviluppo e la gestione del giacimento stesso. Sulla base di tali meccanismi contrattuali previsti nei PSA, maggiori sono i prezzi di riferimento del Brent utilizzati per stimare le riserve certe di Eni, 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 che potrebbero avere un impatto negativo sulle prospettive di business, sui risultati operativi, sui flussi di cassa e sulla liquidità del Gruppo.

Rischi operativi

L'attività upstream è esposta a specifici rischi operativi. A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.), delle

caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità) e della tipologia di operazioni necessarie all'estrazione ed al trattamento dei prodotti, l'attività di upstream è esposta ai rischi di eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà, quali il rilascio incontrollato di petrolio o gas naturale da un pozzo a seguito di un incidente di pozzo (c.d. "blowout"), collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature e conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, esplosioni pozzi e di piattaforme o unità galleggianti di produzione e stoccaggio e altri eventi simili 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 e deep offshore a causa della maggiore complessità e difficoltà delle operazioni di contenimento e recupero delle fuoriuscite di petrolio in mare aperto. Al 31 dicembre 2023 la produzione offshore del Gruppo ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva pari a circa il 70%. Al riguardo, si segnala che il Gruppo 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 ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. Ciononostante, il verificarsi di eventi dannosi di ampie proporzioni, quali l'incidente che si verificò al pozzo Macondo nel Golfo del Messico nel 2010, non potrebbe se non in minima parte essere coperto 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.

Rischio competitivo

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, inoltre deve essere in grado di sviluppare e applicare nuove tecnologie 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 su larga scala o a elevata intensità di capitale che richiedono un'ampia disponibilità di risorse tecniche e finanziarie. Potrebbe perciò essere esposto al rischio di ottenere minori risparmi sui costi in un contesto deflazionistico rispetto ai suoi concorrenti più grandi, dato il suo potere di mercato potenzialmente inferiore rispetto ai fornitori, 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.





8844 1/396

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

Il Gruppo è attivo da alcuni anni 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.

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, 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. Nel 2023 il settore ha registrato un incremento dei costi di sviluppo a causa dell'aumento dei costi dei servizi e di alcune materie prime, della componentistica, nonché strozzature nella catena di approvvigionamento.

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 sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo 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, con conseguenti effetti pregiudizievoli sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

In aggiunta a quanto sopra, il business 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, (iii) l'evoluzione tecnologica e (iv) le variazioni climatiche.

Le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che alla data del presente documento sono state adottate dalla maggior parte dei Paesi in cui il Gruppo opera, possono incidere in maniera significativa 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, in determinati Paesi potrebbero indurre il Gruppo a modificare o ridurre i suoi piani di sviluppo, nonché incidere negativamente sull'economicità della produzione da alcune fonti, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Con riferimento ad eventuali malfunzionamenti e interruzioni di operatività, sia degli impianti di generazione sia delle reti elettriche alle quali gli stessi sono connessi, benché il Gruppo ritenga di essere dotato di adeguata struttura organizzativa, idonei contratti di manutenzione e coperture assicurative, 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 simili. 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. 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 sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

RISCHI CONNESSI ALLE SANZIONI ECONOMICHE E FINANZIARIE

Eni svolge la propria attività anche sul piano internazionale e, di conseguenza, è esposto al rischio di violazione di eventuali programmi sanzionatori di natura economica e finanziaria, con possibili conseguenze negative sulla sua attività, sulle sue prospettive nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria. In particolare, ad oggi risultano particolarmente rilevanti i programmi sanzionatori adottati nei confronti del Venezuela e della Russia. Con riferimento al Venezuela, a partire dal 2019 sono state adottate restrizioni da parte degli Stati Uniti d'America volte a colpire, in particolare, le operazioni nel settore petrolifero locale e/o con società controllate direttamente o indirettamente dal Governo venezuelano, con impatti anche sulle esportazioni di greggio dal Venezuela e sulla possibilità da parte delle compagnie internazionali operanti nel Paese di compensare i crediti vantati nei confronti della società petrolifera di Stato del Venezuela con carichi di greggio.

Per quanto concerne invece la Russia, in seguito all'invasione russa dell'Ucraina, a partire da febbraio 2022 sono state adottate sanzioni particolarmente severe da parte, inter alia, dell'Unione Europea, del Regno Unito e degli Stati Uniti d'America. L'impatto diretto di tali misure sulle attività di Eni è stato relativamente contenuto in considerazione della limitata esposizione del gruppo nel Paese.



88441 | 397

Si segnala che nel 2023 non sono state irrogate sanzioni nei confronti del Gruppo nell'ambito di programmi di sanzioni economiche e finanziarie.

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.

EVOLUZIONE DELLA REGOLAMENTAZIONE AMBIENTALE

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

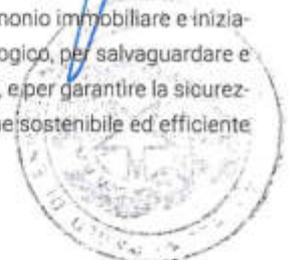
Negli ultimi anni, a fronte del crescente degrado dello stato di salute del pianeta, la protezione dell'ambiente è divenuta un'esigenza sempre più sentita dalla comunità internazionale, la quale ha progressivamente riconosciuto il valore dell'ambiente naturale, preoccupandosi di legiferare per garantirne la salvaguardia ed arginarne il deterioramento. Da qualche anno invece l'evoluzione della normativa ambientale si è ampliata fino ad includere la prevenzione e riduzione di impatti irreversibili. Le attività Eni di produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche, sono soggette al rispetto di un numeroso e complesso corpus normativo, che riguarda in particolar modo: le emissioni in atmosfera, lo sfruttamento del suolo e dell'acqua, la gestione dei rifiuti e i prodotti petroliferi in generale.

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la Società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà so-

stenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.). A livello europeo, il legislatore sta aggiornando e promuovendo diversi strumenti al fine di favorire una migliore applicazione tra gli Stati Membri. Tra questi ci sono le nuove linee guida pubblicate il 24 marzo 2021 su una omogenea interpretazione del termine "danno ambientale" ai sensi della direttiva 2004/35/UE, con l'obiettivo di fornire un'interpretazione comune della definizione chiave della disciplina, recepita in Italia con la parte VI del D.lgs. 152/2006. Inoltre, in riferimento alla tutela penale dell'ambiente, il 15 dicembre, la Commissione ha adottato la proposta di una nuova direttiva per reprimere la criminalità ambientale, in linea con un impegno fondamentale del Green Deal europeo. La proposta intende rendere più efficace la normativa obbligando gli Stati membri ad adottare misure di diritto penale.

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente, Eni ha sempre mantenuto aggiornato ed adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

Dal 3 giugno 2021, sono disponibili in Italia le linee guida per la prevenzione dei danni ambientali UNI/PdR 107:2021 "Ambiente Protetto - Linee guida per la prevenzione dei danni all'ambiente - Criteri tecnici per un'efficace gestione dei rischi ambientali". La prassi di riferimento definisce le Linee guida per un'efficace prevenzione dei danni all'ambiente in relazione ai vari scenari di rischio applicabili alle organizzazioni. Il 22 giugno 2021 la Commissione europea ha dato il via libera al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza italiano (PNRR) sbloccando i €191,5 miliardi di fondi per la ripresa e la decarbonizzazione dell'economia. All'interno del Piano, articolato in 6 missioni, vi è la missione 2 che è volta a supportare la realizzazione della transizione verde ed ecologica della Società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. In questa missione che si articola in 4 componenti specifiche sono compresi, tra gli altri, interventi per migliorare la capacità di gestione dei rifiuti; programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili; investimenti per lo sviluppo delle principali filiere industriali della transizione ecologica e la mobilità sostenibile, nonché azioni per l'efficiamento energetico e del patrimonio immobiliare e iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, per salvaguardare e promuovere la biodiversità del territorio, e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche.





88441398

A supporto della strategia di decarbonizzazione, è stato svolto un programma di energy assessment che ha coinvolto la maggioranza dei siti upstream, e che proseguirà nel 2024 per le consociate meno energivore e con il follow up degli assessment passati. Oltre ad identificare nuovi interventi di efficientamento energetico e verificare lo status di quelli già implementati, nel 2024 si pianificheranno per il quadriennio le adozioni e certificazioni dei sistemi di gestione ISO 50001 delle realtà più energivore non ancora certificate.

A Luglio 2023 il MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) ha formalmente inviato alla Commissione europea la proposta di aggiornamento del PNIEC, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Il PNIEC italiano fissa gli obiettivi nazionali al 2030 su efficienza energetica, fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni di CO₂. Il tragitto indicato dal PNIEC permette al 2030 di raggiungere quasi tutti i target comunitari su ambiente e clima, superando in alcuni casi gli obiettivi prefissi.

La proposta del Piano sarà oggetto nei prossimi mesi di confronto con il Parlamento e le Regioni, oltre che del procedimento di VAS. L'approvazione del testo definitivo dovrà concludersi entro giugno 2024.

Il testo prevede in sintesi un risparmio cumulato annuo al 2030 di circa 51,4 Mtep ed il raggiungimento di una quota del 40% di rinnovabili nei consumi finali lordi di energia che sale al 65% per i consumi solo elettrici. Il 37% di energia da rinnovabili per riscaldamento e raffrescamento, il 31% nei trasporti, 42% di idrogeno da rinnovabili per gli usi dell'industria. Il 5 aprile 2022 la Commissione europea ha presentato una proposta di direttiva che rivede in senso più restrittivo, aggiorna e modernizza la direttiva sulle emissioni industriali 2010/75/UE (Direttiva IED). A fine novembre 2023, il Consiglio e il Parlamento hanno raggiunto un accordo provvisorio con un testo di compromesso sulla revisione della direttiva. Il prossimo passaggio sarà l'adozione formale da parte delle due istituzioni. La revisione prevede anche l'aggiornamento di modalità e dati ambientali da comunicare attraverso la trasformazione del registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti (E-PRTR) in un nuovo portale integrato sulle emissioni industriali, con la conseguente abrogazione del Regolamento 166/2006/CE.

Il 23 febbraio 2022, la Commissione europea ha pubblicato la sua proposta di Direttiva sulla Corporate Sustainability Due Diligence. La futura Direttiva con relative norme nazionali di trasposizione, definisce obblighi per le imprese di grandi dimensioni di un sistema volto a monitorare, prevenire e mitigare gli impatti negativi effettivi e potenziali sull'ambiente, sulle condizioni di lavoro e sui diritti e libertà individuali sia dell'attività dell'impresa, sia della value chain a monte e a valle (fornitori, distributori, rivenditori, ecc.). A fine dicembre 2023 è stato raggiunto un accordo provvisorio tra le Istituzioni UE che deve essere approvato e adottato formalmente da entrambe le istituzioni. La Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) è un'altra iniziativa chiave del Green Deal per l'Europa e si inserisce in un più ampio quadro normativo che prevede obblighi di disclosure non finanziaria. Il

5 gennaio 2023 è entrata in vigore la direttiva 2022/2464/UE che aggiorna le norme UE sulle informazioni delle imprese sulla sostenibilità ampliando il campo di applicazione e introducendo obblighi di comunicazione dettagliata, anche in un'ottica di lotta al greenwashing. La CSRD modifica la direttiva 2013/34/UE sulle informazioni di carattere non finanziario delle imprese attraverso l'introduzione di disposizioni ad hoc sulla rendicontazione di sostenibilità delle imprese. I nuovi obblighi si applicheranno progressivamente a partire dal 2024.

L'11 dicembre 2019 la Commissione europea ha presentato "The European Green Deal", la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica. Sono in vigore dal 14 gennaio 2022 le nuove disposizioni del D.lgs. 196/2021 sulla plastica monouso in recepimento della direttiva 2019/904/UE. Il D.lgs. 8 novembre 2021, n. 196 prevede l'uscita dal mercato di determinati prodotti in plastica monouso (e di tutti i prodotti in plastica oxo-degradabile), misure finalizzate alla riduzione del consumo per altre tipologie di prodotti e l'obbligo di marcare alcune tipologie di prodotti (o gli imballaggi) per informare il consumatore sul corretto smaltimento e sul contenuto di plastica nel prodotto.

Con il DM 24 giugno 2022, n. 259, il Ministero della transizione ecologica ha approvato la Strategia nazionale per l'economia circolare in attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza. Tra gli obiettivi indicati nel documento: un nuovo sistema di tracciabilità digitale dei rifiuti, incentivi fiscali a sostegno delle attività di riciclo e utilizzo di materie prime secondarie; la revisione del sistema di tassazione ambientale dei rifiuti al fine di rendere più conveniente il riciclaggio rispetto al conferimento in discarica e all'incenerimento sul territorio nazionale; il diritto al riutilizzo e alla riparazione. Previ- sta inoltre la riforma del sistema di responsabilità estesa del produttore e lo sviluppo/aggiornamento dei regolamenti End of waste (cessazione qualifica di rifiuto).

Nel corso del 2023 sono state emanate diverse disposizioni inerenti al nuovo Registro Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI), previsto dall'art. 188-bis del D.lgs. 152/2006, in particolare il DM 59/2023 ed i DD 97/2023, 143/2023 e 251/2023. Il RENTRI consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica delle registrazioni ambientali e prevedrà la comunicazione dei dati ad un sistema centralizzato; a partire dal 13/2/2025 entreranno in vigore i nuovi modelli di registro e formulario; dalla stessa data i gestori di rifiuti e i produttori di rifiuti con più di 50 dipendenti dovranno tenere il registro in modalità esclusivamente digitale; il medesimo obbligo si applicherà ad ulteriori soggetti nei 12 mesi successivi e dal 13/2/26 anche i formulari per il trasporto dei ri-



88441399

fiuti dovranno essere tenuti in modalità esclusivamente digitale. Il 1° giugno 2023 è stato pubblicato il D.lgs. 213/2022, correttivo del D.lgs. 116/2020, che apporta modifiche alla Parte IV del D.lgs. 152/2006 che regola la disciplina generale dei rifiuti.

Il 1° settembre 2023 è stato pubblicato il DM 119/2023, che stabilisce le regole per l'esercizio in regime semplificato delle attività di preparazione per il riutilizzo, in attuazione dell'art. 214-ter del D.lgs. 152/2006; per i centri di preparazione per il riutilizzo la norma stabilisce requisiti, dotazioni, rifiuti impiegabili, quantitativi massimi ammessi e rifiuti esclusi.

Il 17 agosto 2023 è entrato in vigore il Regolamento 12 luglio 2023, n. 2023/1542/Ue, relativo a batterie e rifiuti di batterie; dal 18 agosto 2025 scatteranno le nuove norme per la gestione dei rifiuti da batterie e sarà abrogata la direttiva 2006/66/CE; inoltre, sono fissati obiettivi di raccolta per i rifiuti di batterie portatili (63% al 2027 e 73% al 2030) e per i rifiuti di batterie per mezzi di trasporto leggeri (51% al 2028 e 61% al 2031).

Dal 30 novembre 2022 è in vigore la norma tecnica UNI/TS 11820 per misurare la circolarità dei processi delle organizzazioni in attuazione della Strategia nazionale per l'economia circolare. La norma UNI/TS 11820, "Misurazione della circolarità - Metodi ed indicatori per la misurazione dei processi circolari nelle organizzazioni", definisce un set di indicatori di circolarità (sono 71) applicati a livello meso e micro, atti a valutare il livello di circolarità di una organizzazione o gruppo di organizzazioni. A fine 2023, a valle di alcuni test applicativi della norma tecnica UNI/TS 11820 per misurare la circolarità dei processi delle organizzazioni svolti da Aziende attive in differenti ambiti, è partito il processo di revisione della stessa norma. Il 26 ottobre 2022 la Commissione europea ha presentato una proposta di fusione delle due direttive europee sulla qualità dell'aria ambiente finalizzata a migliorare l'attuazione della disciplina e inasprire i livelli consentiti di inquinanti. La proposta legislativa consiste nella revisione della Direttiva Ambient Air Quality (2022/0347), che fonde le precedenti direttive in materia qualità dell'aria ambiente (2008/50/CE e 2004/107/CE). L'obiettivo ultimo è quello di migliorare ulteriormente la qualità dell'aria e di allineare maggiormente le norme dell'UE in materia alle raccomandazioni dell'OMS. Il Consiglio è pronto ad avviare negoziati con il Parlamento europeo per raggiungere un accordo sulla versione definitiva della direttiva. Una volta raggiunto un accordo provvisorio, il testo definitivo dovrà essere formalmente adottato da entrambe le istituzioni. Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi, efficacia esimente (art. 30 D.lgs. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato.

La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Nel 2021 Eni ha aggiornato lo strumento normativo adottando un'unica metodologia integrata per lo svolgimento delle analisi ambientali e valutazione degli impatti/rischi per l'Ambiente e l'Organizzazione, inclusi quelli di tipo 231. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui responsabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; e (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessment su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato e implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito dell'attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

RISCHIO IDRICO

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2024 - GRR), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i principali rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 2-10 anni. Già nel report dello scorso anno il GRR evidenziava l'intensificarsi delle crescenti interconnessioni fra crisi idriche e altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari, portando all'emergere di una potenziale "policrisi", la cui evoluzione sarà strettamente correlata al



8844 1/400

grado di cooperazione globale e all'impatto del cambiamento climatico e della transizione energetica sull'approvvigionamento di risorse naturali. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Secondo le Nazioni Unite (<https://www.unwater.org/water-facts>) i cambiamenti climatici si esplicitano nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. Entro il 2050, il numero di persone a rischio di inondazione aumenterà dall'attuale livello di 1,2 miliardi a 1,6 miliardi. Tra l'inizio e la metà degli anni 2010, 1,9 miliardi di persone, ovvero il 27% della popolazione mondiale, vivevano in aree potenzialmente carenti d'acqua. Nel 2050, questo numero aumenterà da 2,7 a 3,2 miliardi di persone (UN2020). È, inoltre, sottolineato come l'acqua sia un elemento cruciale nel rapporto tra Stati e nei potenziali conflitti. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Inoltre, Eni è impegnata a sviluppare progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Circa il 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico-sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come, ad esempio, il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare, prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved oil recovery). Sempre nel settore upstream, attraverso lo studio sistematico e di dettaglio dei flussi idrici sono stati individuati e avviati progetti di riduzione dei prelievi di acqua dolce a stress idrico, in particolare in Egitto. Anche nel downstream sono stati avviati progetti per ridurre i prelievi di acqua dolce di alta qualità nei siti top consumer a stress idrico sostituendoli con fonti di minor pregio quali acque reflue e acque da bonifica o attraverso ricicli interni. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2023 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water. Prima fra i peers, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica. A giugno 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sull'acqua, nel quale si impegna a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico.

GESTIONE EMERGENZE E SPILL

Le emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite principalmente a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli, mezzi e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi tre livelli sono: la gravità dell'evento, l'impatto reale o possibile, la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni. Eni è impegnata, sia all'estero che in Italia, nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che causati da effrazioni. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti. L'installazione del sistema di Leak Detection proprietario denominato "e-vpms" (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System), che permette il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte geolocalizzandoli con una precisione inferiore ai 50m, oltre ad aver favorito la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento, di riparazione e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili, è stato un elemento di dissuasione fondamentale.

In Nigeria, nel corso del 2023, nell'ambito della strategia di gestione degli spill, sono proseguiti i test di funzionamento del sistema e-vpms, installato su alcune trunkline e pipeline del network. In aggiunta è stato testato l'utilizzo di droni al fine di migliorare l'identificazione delle attività illegali e per meglio supportare le agenzie di sorveglianza e le autorità nella riduzione dei fenomeni effrattivi. Sono state inoltre potenziate le squadre dedicate alla riparazione dei punti di connessione illegali con conseguente diminuzione degli impatti ambientali legati agli stessi.

Per l'esposizione ai rischi naturali (in particolare terremoti, frane ed esondazioni) è stata ulteriormente sviluppata una metodologia di analisi di rischio quantitativa di spill da condotte.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,2 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assi-



88441/1025

curative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e nel caso di noleggio di time charter e di \$1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

Eni continua a collaborare con IPIECA e IOGP – International Association of Oil & Gas Producers – per rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino a valle di eventuali spill (di petrolio, ma anche di altre sostanze chimiche), anche partecipando alle iniziative regionali in collaborazione con IMO, il GI WACAF (West/Central/Southern Africa) e monitorando le attività dell'iniziativa OSPRI (Caspian Sea, Black Sea and Central Eurasia). Nell'ambito del gruppo di lavoro IPIECA e IOGP, nel corso del 2023 sono state aggiornate alcune Good Practice Guidance relative alla gestione delle emergenze oil spill e ne è stata data opportuna diffusione.

Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come, ad esempio, il dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blowout Events) disponibile a Gela, un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina.

RISCHI CONNESSI AL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE GGP

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) di Eni opera nel mercato all'ingrosso del gas soprattutto a livello 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 conseguente contesto competitivo. L'attuale fase di mercato risulta essere ancora influenzata, seppur in modo minore rispetto al 2022, dall'evoluzione del conflitto Russia-Ucraina. La domanda in Europa risulta essere ancora caratterizzata da misure di contenimento superiori ai target prefissati mentre la ripresa dei consumi a livello globale risulta essere lenta in particolare in Asia. Sul lato offerta, la robusta crescita delle produzioni USA, su livelli record, e dei volumi all'export grazie all'apertura di nuovi impianti di liquefazione e al corrispondente aumento della capacità di rigassificazione europea, ha di fatto incrementato la liquidità del mercato tenuto conto anche della possibilità di cargo diversion del GNL. L'evoluzione attesa dell'ambiente competitivo tenderà a comprimere i prezzi e a ridurre la volatilità limitando le opportunità di trading/arbitraggio che sono state alla base degli ottimi risultati del settore nel biennio 2022-2023.

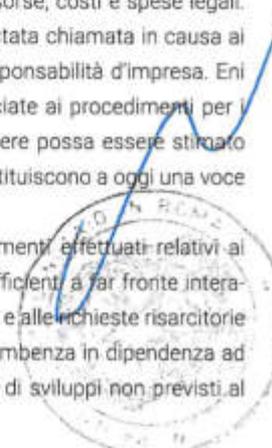
I fattori di mercato sono resi maggiormente complessi dalla presenza nel portafoglio di approvvigionamento di GGP dei contratti con

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 ne sta stipulando nuovi, 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/ship-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), nello scenario in cui Eni sia costretta a cessare i prelievi per adempiere a possibili regimi sanzionatori o in vista dell'obiettivo comunitario di cessare ben prima del 2030 la dipendenza dalle forniture d'idrocarburi dalla Russia, considerato che la data di scadenza di tali contratti è ben oltre il 2030, il Gruppo potrebbe sostenere oneri e passività di ammontare incerto, ma che potrebbero essere significativi.

RISCHI CONNESSI A PROCEDIMENTI GIUDIZIARI E ARBITRALI DEL GRUPPO

Eni è parte di procedimenti giudiziari civili o penali o arbitrali anche duraturi, con conseguente impiego di risorse, costi e spese legali. Per alcuni di questi procedimenti Eni è stata chiamata in causa ai sensi del D.lgs. 231/01 in materia di responsabilità d'impresa. 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. Tali oneri non costituiscono a oggi una voce significativa del bilancio consolidato.

Tuttavia, nel caso in cui gli accantonamenti effettuati relativi ai procedimenti pendenti risultassero insufficienti a far fronte interamente agli oneri, alle spese, alle sanzioni e alle richieste risarcitorie e restitutorie formulate in caso di soccombenza in dipendenza ad esempio di nuovi elementi informativi e di sviluppi non previsti al





88441/402

momento della stima del fondo di bilancio, 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 si può escludere che rischi valutati remoti o possibili dal Gruppo possano diventare probabili e determinino adeguamenti al valore dei fondi rischi, o che, in caso di soccombenza in contenziosi per cui i relativi fondi rischi erano ritenuti adeguati, il Gruppo potrebbe subire effetti negativi sulla propria situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria.

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 verificassero 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 e dai sistemi di elaborazione dati e da quelli dei propri consulenti e collaboratori per l'efficiente svolgimento delle attività industriali e commerciali, tra le quali in particolare la gestione dei rapporti con i clienti e con le controparti. Il Gruppo si avvale anche di un numero significativo di sistemi e di altre tecnologie forniti da soggetti terzi. Tali sistemi possono essere esposti al rischio di malfunzionamenti, interruzioni, virus, accessi non autorizzati da parte di terzi intenzionati ad estrarre o corrompere informazioni e interruzione dei sistemi informatici, determinando errori nell'esecuzione delle operazioni, inefficienze nei processi, ritardi o cancellazione, perdite di clienti, fermi alla produzione o impedimenti alla spedizione di prodotti e altre interruzioni dell'operatività del Gruppo.

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili, con impatti sia economici che reputazionali.

Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

- Eni è una Oil & Gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing sono in crescente aumento.

Le possibili conseguenze riguardano:

- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (ad es. sanzioni), dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Oltre all'utilizzo di sistemi informatici e sistemi di elaborazione dati al fine di supportare le proprie attività, il Gruppo utilizza tali sistemi per raccogliere e archiviare informazioni e dati sulla propria attività, sui propri clienti e sui propri dipendenti. Un accesso non autorizzato ai sistemi informatici del Gruppo che produca l'indisponibilità degli stessi o la perdita di riservatezza o la modifica non autorizzata di dati, potrebbe avere conseguenze significative dal punto di vista reputazionale, operativo, economico ovvero di compliance, ed è soggetto ad una serie di leggi in continua evoluzione su base globale che potrebbero sottoporre il Gruppo a cause legali, multe o altre conseguenze previste dalla normativa di volta in volta applicabile. In aggiunta, il perdurare dell'attuale situazione di conflitto militare tra Russia e Ucraina e altri conflitti potrebbe comportare, tra l'altro, un aumento degli attacchi a sistemi informatici.

In caso di eventi catastrofici, a bassa probabilità di accadimento, che determinino l'indisponibilità completa di uno o più data center in cui risiedono i sistemi informatici di Eni, l'impatto sul business può essere anche significativo. L'impatto massimo è relativo ad eventi catastrofici che coinvolgano il data center on premise, in cui risiedono, tra gli altri, alcuni dei sistemi critici di Eni.

Qualora dovessero verificarsi malfunzionamenti nei sistemi informatici e sistemi di elaborazione dati di Eni, il Gruppo potrebbe subire impatti sulle proprie attività produttive, oppure potrebbe ritardare i piani di evoluzione dei sistemi e della digitalizzazione dei processi con possibili conseguenze sui costi di tali progetti o sui benefici attesi.

Inoltre, nella misura in cui tali circostanze determinino perdita di dati o la comunicazione di informazioni riservate o proprietarie, il Gruppo potrebbe subire danni di tipo reputazionale nonché incorrere in responsabilità e subire ritardi nelle proprie attività produttive, con possibili conseguenze negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.



88441/403

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. 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 tutelati).

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 con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha 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 CMEM a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso per i clienti in condizioni di tutela. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva inizialmente fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. DL Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17; in particolare per le PMI non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è stata fissata al 1° gennaio 2021 (il servizio è stato poi assegnato a luglio 2021 tramite

gara definita da ARERA con delibera 491/2020/R/eel), mentre per le microimprese per l'elettricità e per le famiglie per gas e luce, era fissata al 1° gennaio 2022.

Con la Legge 21/2021 di conversione del DL Milleproroghe 183/2020 è stata ulteriormente modificata la data di superamento del mercato tutelato. In particolare, il termine è stato rinviato dal 2022 al 2023 per i clienti domestici nel mercato del gas naturale, e per le microimprese e i clienti domestici nel mercato dell'energia elettrica. Dal 1° gennaio 2021 era previsto il superamento della maggior tutela elettrica per le piccole imprese con più di 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio superiore a €2 milioni; ARERA ha regolato la procedura di gara per assegnazione del servizio con decorrenza 1.7.2021. Gli assegnatari del servizio sono stati principalmente gli operatori già presenti nel servizio di maggior tutela (tranne per un'area geografica, assegnata ad un operatore di libero mercato) e i risultati della gara hanno evidenziato un allineamento alla remunerazione del servizio di maggior tutela (in 6 aree su 9 la gara si è conclusa con rilancio pari a zero). Il disegno della gara si è mostrato funzionale non tanto alla liberalizzazione quanto alla continuità tariffaria nei confronti dei clienti finali. Con legge di bilancio 2022 (L. 233/21) è stato poi introdotto il termine del 10 gennaio 2024: data entro la quale verrà regolato da ARERA e assegnato il servizio a tutele graduali ai clienti domestici elettrici che in quel momento non avessero ancora scelto un fornitore del mercato libero, garantendo la continuità della fornitura di elettricità. Il quadro delineato vedeva quindi il superamento della tutela tariffaria confermato, senza deroghe, per i clienti domestici gas e le microimprese elettriche al 1° gennaio 2023, prevedendo però la possibilità di derogare questa data, fino al 10 gennaio 2024, per i clienti domestici elettrici. Con la delibera 491/2021/R/eel ARERA ha regolato la procedura di gara per assegnazione del servizio a tutele graduali per le microimprese con decorrenza 1.1.2023 (poi slittata al 1.4.2023). ARERA, con una segnalazione a Governo e parlamento di giugno 2022 ha richiesto ufficialmente lo slittamento della fine della tutela per i clienti domestici gas al 2024. L'8.09.2022 il MiTE ha pubblicato il DM su criteri e modalità per il superamento dei regimi di prezzi regolati e sui criteri per assicurare la fornitura di energia elettrica alle microimprese (≤ 15 kW) che, al 1° gennaio 2023 (poi slittato regolatoriamente al 1° aprile), non hanno un fornitore sul mercato libero. Il medesimo DM (art. 3 comma 5) ha previsto che alla scadenza del periodo di erogazione del Servizio Tutele Graduali (STG) il cliente che non abbia optato per una offerta da mercato libero, sarà rifornito dal medesimo esercente al STG sulla base della sua offerta di mercato libero più conveniente. Sul tale contesto si è inserito il DL 18 novembre 2022, n. 176 (Aiuti Quater) che ha stabilito all'art. 5 l'ulteriore proroga nel settore del gas naturale:

• rinvio al 10 gennaio 2024 del termine per la rimozione della tutela di prezzo nel settore gas previsto dalla Legge Annuale per la Concorrenza n. 124/2017 (art. 1 comma 59);



8844 1/400

proroga al 10 gennaio 2024 (in luogo del 1° gennaio 2023) del termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili una tariffa agevolata per la fornitura di gas naturale (modifica art. 22, co. 2-bis.1, D.lgs. 164/2000).

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.

Inoltre, il DL 181/23 ha modificato, altresì, il contenuto della clausola sociale prevedendo l'obbligo, per i soli esercenti il servizio di maggior tutela, di continuare ad utilizzare i servizi di contact center prestati da soggetti terzi sino alla conclusione delle procedure competitive o fino alla scadenza dei contratti in essere se antecedente a tale data.

La pubblicazione degli esiti della procedura di gara è avvenuta il 6 febbraio. Plenitude non risulta aggiudicataria di nessuna delle aree. Sarà fondamentale che vengano adeguatamente monitorate le modalità con cui i vincitori gestiranno i clienti per evitare pratiche scorrette.

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 condi-

zioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione GNL, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Sono stati recentemente ridefiniti i criteri di regolazione del trasporto in Italia, in Francia e in Belgio per il quadriennio 2024-2027, 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 in futuro potrà determinare impatti sui costi logistici. Ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione e dello stoccaggio, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business.

Inoltre, lo scenario di crisi energetica concretizzatosi nel 2022 ha indirizzato i legislatori, a livello europeo e di singolo Paese, verso evoluzioni – seppur temporanee – della normativa e della conseguente regolazione che possono incidere sulle dinamiche dei mercati, con la finalità di contenere i prezzi per i clienti finali e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti (ad esempio, possibili obblighi di riduzione dei consumi finali, cap ai prezzi dei derivati su prodotti gas all'ingrosso negoziati nei mercati regolamentati, eventuali obblighi di stoccaggio, obblighi di notifica ex ante alla Commissione Europea di nuovi contratti di approvvigionamento).

Superata la crisi energetica ed i relativi interventi, nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate al phase-out del carbone nella generazione elettrica, in vista degli obiettivi di decarbonizzazione. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo e dei successivi e più ambiziosi interventi di decarbonizzazione, nei prossimi anni la regolamentazione del settore gas sarà presumibilmente interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati e/o di nuovi obblighi o vincoli in capo agli operatori del settore che accompagneranno l'evoluzione delle normative europee, nel contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico (tra cui i collegati obiettivi di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati, di promozione di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas, di riduzione delle emissioni di metano). Questi cambiamenti determineranno pressioni sul settore del gas naturale ma, al contempo, apriranno e supporteranno nuove opportunità di business nell'ambito dei gas decarbonizzati e rinnovabili, che Eni è pronta a perseguire.

Per quanto riguarda il settore elettrico Eni, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market") hanno comportato l'assegnazione di un prodotto annuale con periodo di consegna fino al 2024, assicurando a Eni un premio in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, nonché per il progetto di un nuovo impianto è stato sviluppato dalla consociata Enipower nel sito di Ravenna (consegna inizialmente prevista a partire dal 2023 e successivamente prorogata a inizio 2024, e un periodo di con-



88441/405

segna di quindici anni). Per gli anni 2022, 2023 e 2024 permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati da alcuni operatori presso il TAR e Tribunale Europeo (il Tribunale Europeo si è già espresso rigettando i ricorsi degli operatori). A fine 2023, Terna ha posto in consultazione la revisione della Disciplina del Capacity Market avviando il processo che porterà alle aste per gli anni successivi al 2024. Rispetto ai premi riconosciuti nell'ultima asta 2022 per la consegna al 2024, è possibile che le aste future porteranno ad una riduzione del premio riconosciuto ai soggetti partecipanti per effetto di uno o più dei seguenti accadimenti: la riduzione da parte di Terna del fabbisogno di adeguatezza, una maggior concorrenza in fase d'asta, la mancata revisione da parte di ARERA dei parametri economici del meccanismo, in particolare per tener conto della dinamica inflazionistica che riduce il valore reale del premio precedentemente determinato da ARERA.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie: i prezzi negativi e la riforma del Mercato Infragiornaliero introdotti nel settembre 2021, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che del dispacciamento, il completamento della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento. Si segnala inoltre la possibile riduzione dei ricavi nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento ("MSD") per effetto degli incentivi riconosciuti da ARERA a Terna per la riduzione dei costi di MSD.

Va inoltre segnalato che gli interventi emergenziali adottati dal Governo per compensare il fenomeno del caro energia, allo stato attuale, risultano terminati. Infatti, oltre alla sospensione dei crediti di imposta per le imprese, a partire dal terzo trimestre 2023, l'azzeramento degli oneri di sistema – ripristinati a partire dal secondo trimestre 2023 per il settore elettrico, viene meno anche la riduzione dell'Iva al 5% per le utenze gas – teleriscaldamento, che era ancora in essere fino al quarto trimestre 2023. Attualmente, dunque, sono previste solo alcune misure a favore delle famiglie più vulnerabili (es. contributo straordinario per i titolari di bonus elettrico confermato per il primo trimestre 2024 dalla legge di bilancio).

Con riferimento agli interventi di efficienza energetica, nel 2024 l'aliquota del cosiddetto Superbonus passa dal 110% al 70%.

Per quanto riguarda la regolamentazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (non programmabili, quali vento per la tecnologia eolica e sole per la tecnologia fotovoltaica), molti sono i temi in discussione che potrebbero rappresentare fattori di rischio per il settore.

Note le criticità connesse alla complessità degli iter autorizzativi – in via di razionalizzazione, armonizzazione e digitalizzazione – la Legge 28 novembre 2023, n. 201 (art. 3) ha prorogato da 16 a 24 mesi le disposizioni dell'art. 26 della Legge Concorrenza 2021 (118/2022) sull'adozione di uno o più decreti legislativi in materia

di semplificazione, spostando quindi il termine per l'esercizio della delega al 25 agosto 2024.

Inoltre, l'attesa del Decreto sulle Aree Idonee e burden sharing regionale, del quale è auspicabile l'approvazione in tempi rapidi per garantire gli investimenti nel settore, e del decreto sull'incentivazione degli impianti a fonti rinnovabili vicini alla competitività (FERX), che conferma l'introduzione di meccanismi di adeguamento all'inflazione per le tariffe, rappresenta un elemento di incertezza per il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica attesi.

Relativamente allo sviluppo della generazione elettrica offshore, in particolare con tecnologia floating, scelta da Eni Plenitude per gli sviluppi in JV, è fortemente atteso un quadro di regole certo con riferimento alla finalizzazione degli strumenti di pianificazione dello spazio marittimo e alla pubblicazione – da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – delle linee guida/vademecum relativi agli adempimenti necessari ai fini dell'avvio del procedimento unico per l'autorizzazione di tali impianti, come da previsioni del Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (art. 23). Inoltre, forte impatto per i progetti in pipeline avrà la definizione del Decreto sull'incentivazione rivolto agli impianti innovativi o ancora lontani dalla competitività di mercato (FER2) e un adeguamento del quadro normativo relativo alle aree portuali: un primo positivo passo in tal senso è rappresentato dalle previsioni del DL 181/2023 che ha avviato l'iter per l'individuazione di due aree portuali del Mezzogiorno per lo sviluppo degli investimenti del settore della cantieristica navale per la produzione, l'assemblaggio e il varo di piattaforme galleggianti e delle relative infrastrutture elettriche.

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 effetti pregiudizievoli sull'attività e sulle prospettive del Gruppo.

Nell'ambito dello svolgimento della propria attività, con particolare con riferimento ai mercati finali in cui il Gruppo commercializza gas, energia elettrica e prodotti presso clienti retail e business, il Gruppo gestisce in maniera sostanziale e continuativa dati personali e, pertanto, deve ottemperare alle disposizioni normative e regolamentari di volta in volta applicabili.

In forza delle leggi vigenti in materia di privacy, tutti i soggetti che trattano dati personali sono tenuti al rispetto delle disposizioni applicabili e dei provvedimenti in materia. In caso di violazioni, tali soggetti possono essere chiamati, seppur a vario titolo, a rispondere per le conseguenze derivanti da illecito trattamento dei dati e da ogni altra violazione di legge (quali carenze o inidonea informativa e notificazione, violazione delle norme in materia di adozione di misure di sicurezza, false rappresentazioni). Il verificarsi di tali



88441/406

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. Alla Data del Prospetto Informativo la Società ha provveduto alla nomina del DPO e adeguato il proprio sistema di gestione dei dati personali agli adempimenti richiesti dal GDPR.

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 sull'immagine del Gruppo, sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Non è possibile escludere che, in futuro, le procedure e le misure adottate dal Gruppo si rivelino inadeguate, non conformi e che non siano tempestivamente o correttamente implementate da parte dei dipendenti e collaboratori (anche a causa della continua evoluzione della normativa e delle procedure stesse) 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 anti-corruzione 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 i codici anti-corruzione internazionali, non è possibile escludere completamente il rischio di violazione delle leggi anti-corruzione e la conseguente applicazione delle sanzioni previste, con possibili ripercussioni negative sulla reputazione, sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Eni.



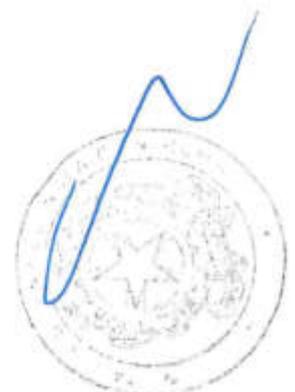
88441/107

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.

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio





88441/108

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2023 di Eni è redatta in conformità al D.lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2023 di Eni è redatta in conformità al D.lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI) incluso lo standard GRI specifico per il settore Oil & Gas, come indicato nel capitolo "Principi e Criteri di Reporting". Inoltre, la DNF include gli obblighi informativi a carico delle società quotate, previsti dall'art.8 del Regolamento UE 852/2020. In continuità con le precedenti edizioni, il documento è articolato secondo le tre leve del modello di business integrato, Neutralità carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo, il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder. I contenuti del capitolo "Neutralità carbonica al 2050" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board. Inoltre, sono citati nei vari capitoli i principali Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che costituiscono un riferimento importante per Eni nel condurre le proprie attività. La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale con l'obiettivo di soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non. Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione, alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e alla Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti qualora le tematiche richieste dal D.lgs. 254/2016 siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, i principali risultati e target, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana. All'interno della DNF sono dettagliate le Politiche aziendali, i Modelli di gestione e organizzazione, un approfondimento sui rischi ESG (Environmental, Social and Governance), la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno, le principali performance con relativi commenti e l'analisi di materialità 2023. Anche nella DNF 2023 sono state inserite le metriche "core" definite dal World Economic Forum² (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del 2020. In linea con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for 2023 - A Just Transition, il report di sostenibilità di carattere volontario che ha l'obiettivo di approfondire l'informativa non finanziaria. Durante l'anno è prevista la pubblicazione di un report dedicato ai diritti umani (Eni for 2023 - Human Rights³). Di seguito una tabella di riepilogo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal D.lgs. 254/2016, gli ambiti e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione, della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e della Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti.

(1) Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e criteri di reporting".

(2) Il riepilogo con le metriche "core" del WEF è esposto direttamente nel Content Index in una colonna dedicata.

(3) L'aggiornamento del report Eni for - Human Rights sarà pubblicato successivamente a Eni for.



8844 1/410

LA MISSION AZIENDALE E L'IMPEGNO PER UNA JUST TRANSITION

La mission di Eni conferma l'impegno per una Just Transition come principale sfida del settore energetico attraverso il bilanciamento tra la necessità di garantire l'accesso universale all'energia, a fronte di un continuo aumento della popolazione mondiale, delle disuguaglianze e dei conflitti e l'urgenza di contrastare il cambiamento climatico, agendo sin da subito su tutte le leve disponibili e accelerando il processo di transizione verso un mix sostenibile e socialmente equo. Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e gli obiettivi della COP 21 di Parigi e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo, che riguarda la neutralità carbonica al 2050. Inoltre, la mission integra gli "Obiettivi di sviluppo sostenibile" delle Nazioni Unite ai quali Eni intende contribuire, consapevole che lo sviluppo del business non possa prescindere da essi. L'impegno di Eni è quello di raggiungere zero emissioni nette al 2050 in un'ottica di condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori, la catena del valore, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa. La transizione energetica è prima di tutto una transizione tecnologica: solo con una forte capacità industriale e innovativa, nonché con la volontà di unire forze e competenze, Eni sarà in

grado di attuare la transizione migliorando al contempo le opportunità per le persone. In questa prospettiva, Eni lavora affinché il processo di decarbonizzazione offra opportunità di conversione delle attività esistenti e di sviluppo di nuove filiere produttive con rilevanti opportunità per i lavoratori, le economie e le comunità dei Paesi in cui opera. Allo stesso tempo Eni è impegnata a gestire i potenziali impatti negativi su lavoratori, comunità, consumatori e fornitori che possono essere collegati alla transizione energetica, anche grazie al coinvolgimento di tutte le parti interessate, in particolare di sindacati e rappresentanti dei lavoratori, istituzioni, rappresentanti delle comunità ed organizzazioni del settore. Inoltre, per contribuire al raggiungimento degli SDG e alla crescita dei Paesi in cui opera, Eni è impegnata nell'implementazione di progetti di sviluppo locale anche grazie ad alleanze con attori nazionali e internazionali di cooperazione allo sviluppo. Tale approccio, esplicitato nella mission, è confermato anche dall'applicazione, dal 1° gennaio 2021, del Codice di Corporate Governance 2020 che individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo guida per 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 (si veda pagg. 32-43).

PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI, DI INDIRIZZO E MODELLI DI GESTIONE SUI TEMI DEL D.LGS. 254/2016

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 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 a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati 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 Governance⁴, sul Modello 231⁵, sui principi del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria⁶ e sul CoSO Report Framework⁷.

Il 26 gennaio 2023 il CdA di Eni SpA ha aggiornato le linee fondamentali della Policy Sistema Normativo, a valle di un progetto di aggiornamento e revisione che ha portato ad un'evoluzione dell'architettura, degli strumenti e delle regole del Sistema Normativo in linea con le esigenze operative e di governo richieste dalla nuova strategia di Eni, basata su una sempre maggiore diversificazione di attività e di tipologie di forme societarie gestite. Si conferma un'architettura basata

su 4 livelli, con strumenti sia di direzione e coordinamento verso le società controllate sia di operatività aziendale. Ruoli e responsabilità sono stati aggiornati coerentemente con la nuova architettura e strumenti del Sistema Normativo.

Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

- le **Policy Ethics, Compliance & Governance (ECG)**⁸ si compongono di "Linee fondamentali" e "Modalità Applicative" e definiscono (i) i valori e principi di Eni (Ethics); (ii) un quadro sistematico (modello) di riferimento per l'attuazione di requisiti normativi specifici, regolamenti o framework internazionali (Compliance); (iii) le regole di riferimento del governo societario, sulla base dei requisiti normativi e statutari, di best practice e di framework internazionali (Governance). Individuano ruoli, responsabilità, comportamenti, flussi informativi, principi e/o standard di controllo volti al perseguimento degli obiettivi definiti e alla gestione dei rischi. Tali strumenti normativi sono trasversali ai processi aziendali;

(4) Il 23 dicembre 2020, il CdA di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice, per cui ruoli, responsabilità e strumenti normativi devono tenere conto delle nuove raccomandazioni in materia, nonché delle decisioni assunte dal CdA in merito alle modalità applicative delle stesse raccomandazioni.

(5) L'ultima versione del Modello 231 è stata approvata dal CdA in data 18 novembre 2021.

(6) Sarbanes-Oxley Act, Legge statunitense del 2002.

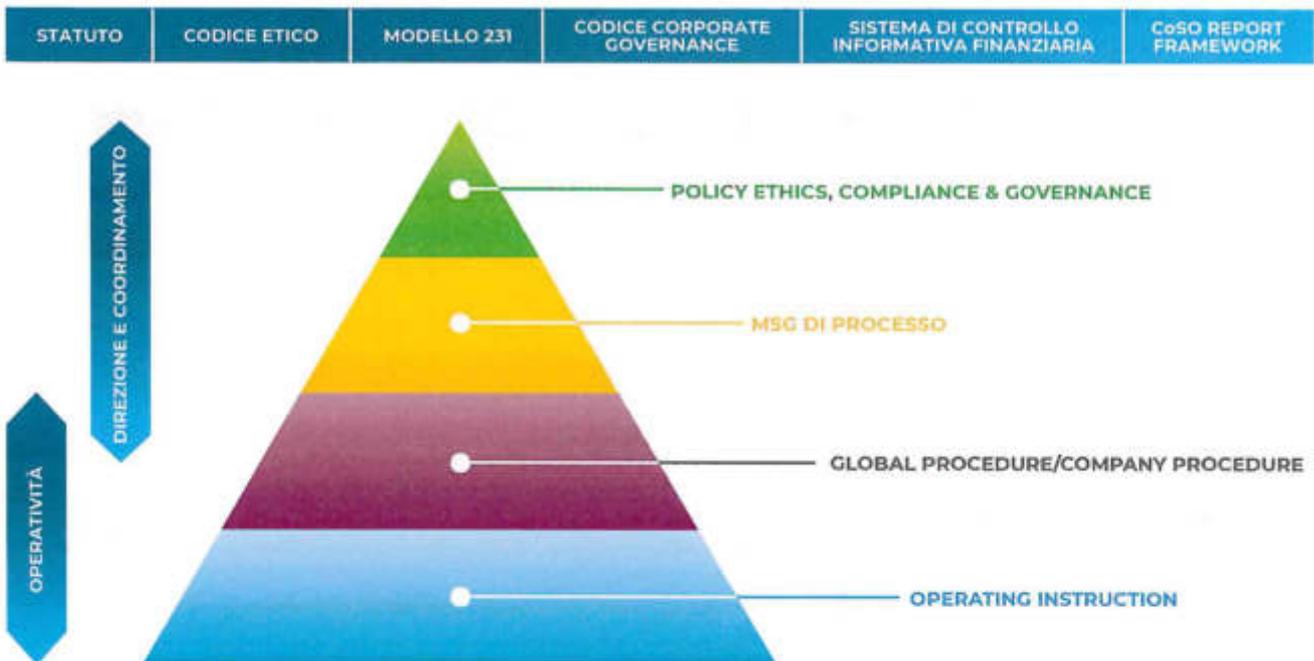
(7) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)".

(8) Le Policy ECG sono inderogabili, a meno di incompatibilità con specifiche normative applicabili alle società o di specificità organizzative per le società controllate quotate.



88441/411

QUADRO GENERALE DI RIFERIMENTO PER IL SISTEMA NORMATIVO



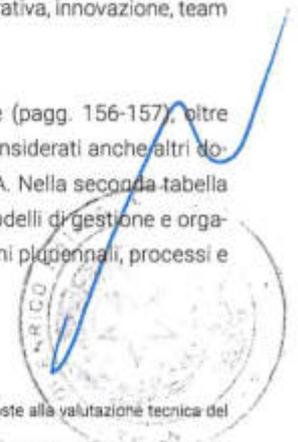
- le **Management System Guideline** ("MSG") di Processo⁹ definiscono le linee guida finalizzate ad un'adeguata gestione del processo di riferimento, in considerazione dei principi di riferimento specifici del processo, dei principali rischi ad esso associati e dei presidi di controllo individuati per mitigarli, descrivendo: (i) ruoli e responsabilità; (ii) sottoprocessi; (iii) misure di mitigazione;
- le **Global Procedure**¹⁰ definiscono il disegno di dettaglio dei sottoprocessi in ottica end-to-end/modalità operative relative a tematiche ECG, distinguendo tra (i) i requisiti operativi da applicare a Eni SpA e alle società controllate; (ii) le modalità operative che descrivono il funzionamento di Eni SpA e rappresentano una best practice di riferimento per le società controllate. Laddove valutato necessario, le Global Procedure possono anche essere specifiche per singolo business;
- le **Company Procedure** sono procedure emesse e applicabili a ciascuna società. Le Company Procedure di Eni SpA definiscono il disegno di dettaglio dei sottoprocessi in ottica end-to-end/modalità operative relative a tematiche ECG, nei casi in cui non vi sia necessità di assicurare attività di direzione e coordinamento. Le società controllate adottano le Global Procedure elaborando una Company Procedure, recependo i requisiti operativi e adattando alle esigenze locali le modalità operative. Inoltre, le società controllate possono emettere proprie Company Procedure che disciplinano sottoprocessi/attività specifiche della propria realtà;
- le **Operating Instruction** descrivono modalità di esecuzione di specifiche attività, metodologie e/o aspetti tecnici che impattano: (i) una singola area/famiglia professionale, indipendentemente dalla collocazione societaria delle risorse appartenenti alla stessa (Operating Instruction Professionali); (ii) specifiche aree di business/funzioni/filiali/siti/unità organizzative aziendali (Operating Instruction Locali).

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sistema dedicato accessibile dal sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Inoltre, nel 2020 Eni ha aggiornato il proprio Codice Etico in cui ha rinnovato i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione.

Nella prima delle due tabelle successive (pagg. 156-157), oltre alle Policy ECG e al Codice Etico, sono considerati anche altri documenti Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA. Nella seconda tabella (pagg. 158-159) sono invece riportati i modelli di gestione e organizzazione, tra cui sistemi di gestione, piani pluriennali, processi e gruppi di lavoro interfunzionali.

(9) Le MSG di processo sono di norma inderogabili fatte salve specifiche esigenze delle società controllate non quotate, preventivamente sottoposte alla valutazione tecnica del Process Owner.

(10) I requisiti operativi delle Global Procedure sono di norma inderogabili fatte salve specifiche esigenze delle società controllate non quotate, preventivamente sottoposte alla valutazione tecnica del Process Owner.





8844 1/412

POLICY E POSIZIONI PUBBLICHE DI ENI SULLE TEMATICHE DEL D.LGS. 254/2016

CAMBIAMENTO CLIMATICO

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

OBIETTIVO: Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI PUBBLICI: Capital Market Day/Piano strategico 2024-27; Eni's responsible engagement on climate change within business association; Posizione di Eni sulle biomasse; Codice Etico Eni.

PRINCIPI

- Perseguire una strategia di crescita e creazione di valore, in grado di rispondere alle esigenze di sicurezza e competitività delle forniture energetiche, conseguendo nel contempo gli obiettivi di decarbonizzazione che riguardano la neutralità carbonica al 2050;
- Assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni relativamente al posizionamento Eni in tema di cambiamento climatico e transizione energetica;
- Promozione di un mix energetico a basso impatto carbonico e di un costante impegno nella ricerca e sviluppo;
- Garantire che le biomasse siano certificate secondo standard di sostenibilità riconosciuti in ambito EU o internazionale, dove applicabili specifici schemi di certificazione;
- Promuovere il ruolo delle Natural Climate Solutions come leva di compensazione delle emissioni GHG residue hard-to-abate;
- Garantire trasparenza nella comunicazione dei temi connessi al cambiamento climatico e nella rendicontazione delle emissioni GHG.

PERSONE

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Valorizzare le persone Eni

DOCUMENTI PUBBLICI: Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Policy Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro; Policy Diversity & Inclusion; Codice Etico Eni.

PRINCIPI

- Stabilire relazioni lavorative caratterizzate da correttezza, eguaglianza, non discriminazione, attenzione e rispetto per la dignità della persona;
- Riconoscere la collaborazione come elemento fondante per relazioni solide e durature attraverso le quali raggiungere gli obiettivi aziendali;
- Promuovere lo sviluppo di una cultura basata sulla diffusione delle conoscenze e credere nella formazione per la diffusione dei valori etici e il rafforzamento di una corporate identity comune;
- Riconoscere alle nostre persone una remunerazione congrua alle responsabilità acquisite e al contributo fornito;
- Vietare senza alcuna eccezione ogni forma di violenza e molestie, anche sessuali, sul lavoro all'interno della Società;
- Promuovere la dignità dei lavoratori e delle lavoratrici lungo tutta la catena del valore;
- Valorizzare la diversità per determinare un ambiente di lavoro che ponga in essere tutte le azioni necessarie a scongiurare episodi di discriminazione;
- Garantire un ambiente di lavoro fisicamente e socialmente equo;
- Promuovere la cultura della pluralità per un contesto di lavoro partecipativo basato su valori di trasparenza, sostenibilità e ascolto.

SALUTE E SICUREZZA

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Tutelare la salute e la sicurezza delle persone di Eni e dei contrattisti che lavorano per Eni

DOCUMENTI PUBBLICI: Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Codice Etico Eni.

PRINCIPI

- Garantire la sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono una priorità assoluta ed un diritto fondamentale del lavoro;
- Sviluppare e promuovere soluzioni tecnologiche ed innovative per accrescere la sicurezza e la salute dei lavoratori;
- Adottare misure di sicurezza volte a proteggere le persone e gli asset nel rispetto dei diritti umani delle comunità locali;
- Assicurare una gestione della salute e sicurezza sul lavoro basata sui principi di precauzione, prevenzione, protezione e gestione del rischio.
- Operare in un'ottica di miglioramento continuo e responsabilizzazione di tutti i livelli aziendali;
- Promuovere la salute e il benessere psico-fisico e sociale delle proprie persone, attraverso un sistema di gestione che comprende la medicina del lavoro e l'igiene industriale, l'assistenza sanitaria e la gestione delle emergenze mediche, la promozione della salute, con una particolare attenzione alla salute di genere e alle situazioni di maggiore vulnerabilità;
- Promuovere la cultura della salute e l'accesso ad adeguati servizi sanitari.

RISPETTO PER L'AMBIENTE

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Salvaguardare l'ambiente, usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

DOCUMENTI PUBBLICI: Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici; Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO; Posizionamento di Eni sull'acqua; La posizione Eni sulle biomasse; Codice Etico Eni.

PRINCIPI

- Includere soluzioni innovative volte a ridurre l'impatto delle nostre operazioni mediante un uso efficiente delle risorse naturali, la tutela della biodiversità e della risorsa idrica;
- Impegno a partecipare attivamente al processo di prevenzione dei rischi e salvaguardia dell'ambiente;
- Promuovere lo sviluppo scientifico e tecnologico finalizzato alla tutela dell'ambiente;
- Impegno a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO e alla conservazione di biodiversità e servizi ecosistemici in linea con gli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica;
- Identificazione degli aspetti prioritari seguendo un approccio basato su valutazioni di rischio che tiene conto sia delle complessità di ciascun progetto, che del valore dell'ambiente naturale e del contesto sociale locale;
- Prioritizzazione delle misure di mitigazione preventive rispetto alle correttive attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione;
- Impegno ad effettuare periodicamente una valutazione del rischio idrico analizzando le aree in cui sono collocati gli asset.



88441/413

DIRITTI UMANI**OBIETTIVO:** Rispettare i diritti umani**DOCUMENTI PUBBLICI:** Codice Etico Eni; Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da società controllate.**PRINCIPI**

- Assicurare il rispetto dei diritti umani internazionalmente riconosciuti nelle proprie attività e in quelle dei partner commerciali, in linea con UNGP e Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali;
- Sottoporre le proprie attività a un processo di due diligence sul rispetto dei diritti umani. Valutare e monitorare costantemente i propri impatti reali e potenziali e migliorare l'efficacia dell'azione di prevenzione e mitigazione;
- Rispettare i diritti delle persone e 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 in linea con gli standard internazionali;
- Coinvolgere le Terze Parti nella prevenzione o mitigazione degli impatti negativi sui diritti umani;
- Verificare e offrire, anche in collaborazione con altri, rimedi a eventuali impatti negativi causati (o che abbia contribuito a causare).

FORNITORI**OBIETTIVO:** Sviluppo della supply chain in ottica sostenibile**DOCUMENTI PUBBLICI:** Codice Etico Eni; Codice di condotta fornitori; Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Posizione Eni sui Conflict Minerals; Eni's Slavery and Human Trafficking Statement.**PRINCIPI**

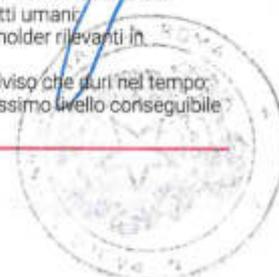
- Adottare processi accurati di qualifica, selezione e monitoraggio dei nostri fornitori e partner, basati sui principi di trasparenza e integrità e non tollerare pratiche collusive, nel pieno rispetto della legalità;
- Selezionare partner commerciali che rispettino il Codice di Condotta Fornitori Eni;
- Promuovere collaborazioni strategiche di lungo periodo basate su un approccio integrato, coordinato e trasparente, incoraggiando un'equa ripartizione dei rischi e delle opportunità;
- Richiedere ai fornitori di proibire ogni forma di moderna schiavitù, lavoro minorile, discriminazione o prevaricazione, stabilire condizioni di lavoro chiare ed eque in un ambiente di lavoro sano e sicuro e rispettare i diritti culturali, economici e sociali delle comunità locali e gruppi vulnerabili;
- Promuovere la comunicazione e la sensibilizzazione tra i fornitori, richiedendo loro di propagare il rispetto dei diritti umani lungo l'intera catena di fornitura.

TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE**OBIETTIVO:** Contrastare ogni forma di corruzione senza alcuna eccezione**DOCUMENTI PUBBLICI:** MSG "Anti-Corruzione"; Gestione delle segnalazioni ricevute da Eni SpA e da Società Controllate; Tax strategy; Posizione di Eni sulla trasparenza contrattuale; Codice Etico Eni.**PRINCIPI**

- Svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi;
- Vietare qualsiasi forma di corruzione senza alcuna eccezione;
- Garantire sempre la conformità a leggi, norme e regolamenti per la prevenzione della corruzione e del riciclaggio applicabili;
- Effettuare iniziative di sensibilizzazione, comunicazione e formazione periodica in materia anti-corruzione e anti-riciclaggio;
- Garantire la comunicazione relativa alla MSG Anti-Corruzione alle Terze Parti a Rischio attraverso la previsione di apposite clausole contrattuali e/o dichiarazioni e promuovere iniziative di formazione e sensibilizzazione ad esse dedicate;
- Accertare l'affidabilità etica e reputazionale dei nostri potenziali business partner.

COMUNITÀ LOCALI**OBIETTIVO:** Promuovere la relazione con le comunità locali e contribuire a uno sviluppo sostenibile anche attraverso partnership pubblico-private**DOCUMENTI PUBBLICI:** Codice Etico Eni; Policy Rispetto dei diritti umani in Eni; Alaska Indigenous Peoples.**PRINCIPI**

- Lavorare insieme alle comunità, alle organizzazioni locali e ai soggetti promotori di sviluppo per favorire una crescita locale autonoma, duratura e sostenibile;
- In ogni attività, fin dalle prime valutazioni di fattibilità delle nuove iniziative di business e in collaborazione con le comunità locali e altri stakeholder rilevanti, considerare gli aspetti ambientali, sociali, in materia di salute e sicurezza e di rispetto dei diritti umani;
- Promuovere forme di consultazione continua e trasparente allo scopo di informare le comunità locali e altri stakeholder rilevanti in considerazione anche delle loro aspettative nelle attività di Eni;
- Instaurare relazioni e partnership solide ed efficienti con le comunità in cui Eni opera, per costruire un valore condiviso che duri nel tempo;
- Rispettare i diritti delle persone e delle comunità locali dei Paesi in cui Eni opera, con particolare riferimento al massimo livello perseguibile di salute.





8844 1/2024

MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

CAMBIAMENTO
CLIMATICO

- **Assetto organizzativo funzionale al processo di transizione energetica con due Direzioni Generali:** Natural Resources, per l'ottimizzazione e la progressiva decarbonizzazione del portafoglio Upstream ed Energy Evolution, per l'espansione delle attività bio, rinnovabili e di economia circolare e dell'offerta di nuove soluzioni e servizi energetici;
- **Funzione centrale** dedicata che sovrintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico e partecipa alla pianificazione di lungo termine con lo scopo d'individuare gli obiettivi di decarbonizzazione e il relativo portafoglio di iniziative;

PERSONE

- **Processo di gestione e pianificazione occupazionale** funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali;
- **Strumenti per la gestione e sviluppo** per coinvolgimento, crescita e aggiornamento professionale, scambio di esperienze intergenerazionali e interculturali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e professionale nelle aree tecniche core, valorizzazione e inclusione delle diversità; sviluppo di strumenti innovativi per la Gestione HR;
- **Supporto e sviluppo delle competenze distintive** necessarie e coerenti con le strategie aziendali, focus su tematiche di transizione energetica e di digital transformation, anche tramite il ricorso a Faculty/Academy;

SALUTE

- **Sistema di gestione della salute** implementato in collaborazione con provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali;
- **Assistenza ed emergenza sanitaria** per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi; attività di preparazione e risposta alle emergenze sanitarie, compresi i piani di risposta alle epidemie e pandemie;

SICUREZZA

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori certificato ai sensi della Norma ISO 45001 con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative;
- **Sistema di gestione della sicurezza di processo** con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset);

RISPETTO PER
L'AMBIENTE

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza; adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 o EMAS per la gestione ambientale;
- **Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment)** in tutti i progetti;
- **Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze** su specifiche tematiche ambientali ed energetiche;
- **Analisi di misura di circolarità sito-specifiche**, mappatura di elementi di circolarità già presenti nei siti e nel business, misurazione, secondo i KPI del modello Eni e degli standard di misura riconosciuti, ed individuazione di possibili interventi di miglioramento;

DIRITTI
UMANI

- **Processo di gestione dei Diritti Umani** (due diligence) regolato da strumenti normativi interni allineati agli United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPR) e alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali;
- **Attività interfunzionali su Business e Diritti Umani** per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali;
- **Analisi degli impatti sui diritti umani (Human Rights Impact Assessment e Human Rights Risk Analysis) e relativi Piani d'Azione** per i progetti industriali considerati maggiormente a rischio;

FORNITORI

- **Programma Sustainable supply chain:** iniziative volte al coinvolgimento dei fornitori Eni, ed in generale delle imprese lungo le filiere industriali, nel percorso di misurazione, definizione di piani di sviluppo e attuazione di azioni di miglioramento del proprio profilo ESG;
- **Vendor Development:** funzione dedicata alla definizione di strumenti a supporto del percorso di crescita e trasformazione dei fornitori Eni lungo le direttrici di "Transizione energetica e sostenibilità", "Solidità economico-finanziaria" ed "Eccellenza Tecnologico digitale";

TRASPARENZA,
LOTTA ALLA
CORRUZIONE
E STRATEGIA
FISCALE

- **Modello 231:** definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori);
- **Compliance Program Anti-Corruzione**, sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione;
- **Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni SpA** (certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016) e del **Sistema di Gestione della Compliance di Eni SpA** (certificato ai sensi della Norma ISO 37301:2021);

COMUNITÀ
LOCALI

- **Referente di sostenibilità a livello locale**, che si interfaccia con la sede centrale per definire i **programmi di sviluppo per le comunità locali (Local Development Programme)** in linea con i piani di sviluppo nazionale, promuovendo i Diritti Umani, ad integrazione dei processi di business;
- **Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment)** in tutti i progetti di business e di studi specifici su Diritti Umani ove necessario;

INNOVAZIONE E
DIGITALIZZAZIONE

- **Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata** strutturata per garantire un rapido ed effettivo deployment delle tecnologie sviluppate;
- **Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica** secondo le best practice (pianificazione e controllo per fasi secondo la maturità della tecnologia);



88441/415

- **Gestione della rendicontazione delle emissioni di gas serra** coerente con i principali standard internazionali (ad esempio, GHG Protocol del WBCSD e WRI e IPIECA O&G Guidance);
 - **Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001**, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti Mid-Downstream e in fase di estensione a tutta Eni;
 - **Organizzazione della ricerca e sviluppo tecnologico** finalizzata alla realizzazione ed applicazione di tecnologie a bassa impronta carbonica, in piena integrazione con le fonti rinnovabili, all'utilizzo delle biomasse e alla valorizzazione dei materiali di scarto.
-
- **Sistema di gestione della qualità della formazione** aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015;
 - **Sistema di knowledge management** per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali;
 - **Nuove iniziative di mobilità internazionale** per favorire una maggiore esposizione al business anche grazie ad un'**istruzione operativa dedicata** più flessibile, in coerenza con le crescenti esigenze del work life balance;
 - **Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale**: modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire il coinvolgimento del personale, in accordo con le convenzioni ILO (International Labour Organization);
 - **Sistema di welfare** per la conciliazione vita-lavoro.
-
- **Medicina del lavoro** per la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, in relazione all'ambiente di lavoro, ai fattori di rischio professionali e alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa;
 - **Promozione della salute** iniziative di diffusione della cultura della salute identificate a seguito di analisi degli indicatori di salute disponibili per la popolazione generale;
 - **Salute Globale** con iniziative volte al mantenimento, protezione e/o miglioramento dello stato di salute delle Comunità e attività di valutazione degli impatti sulla Salute - Health Impact Assessment.
-
- **Preparazione e risposta alle emergenze** con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente;
 - **Sistema di gestione della sicurezza di prodotto** per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita;
 - **Applicazione processo di analisi, gestione e monitoraggio del Fattore Umano** nella prevenzione degli incidenti;
 - **Regole d'Oro sulla Sicurezza**, 2 principi e 10 regole d'oro per promuovere comportamenti di sicurezza virtuosi e consapevoli atti a garantire la salvaguardia dei lavoratori, sia dipendenti che contrattisti.
-
- **Gruppi di lavoro** per la definizione del posizionamento strategico e degli obiettivi di Eni per la salvaguardia della risorsa idrica e della biodiversità;
 - **Metodologia unica e integrata**, applicabile in Italia e all'estero, per l'analisi ambientale, la valutazione degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione, anche con valenza 231;
 - **Environmental Golden Rules**, 4 principi e 6 regole d'oro per promuovere comportamenti virtuosi più consapevoli e responsabili, nei confronti dell'ambiente da parte dei dipendenti e dei fornitori di Eni;
 - **Programma di engagement**, per dipendenti e contrattisti nei siti operativi, per la diffusione della cultura ambientale.
-
- **Set di misure di prevenzione e mitigazione** per presidiare i processi maggiormente sensibili per il rispetto dei diritti umani;
 - **Processo di gestione delle segnalazioni (whistleblowing)** volto anche all'individuazione delle segnalazioni aventi ad oggetto fatti o comportamenti contrari (o in contrasto) con la responsabilità assunta da Eni di rispettare i diritti umani di singoli individui o di comunità e all'adozione di azioni volte a mitigarne gli impatti;
 - **Piano di formazione e-learning** sulle principali aree di interesse sui diritti umani.
-
- **Processo di Procurement Sostenibile** che prevede la verifica delle caratteristiche ESG nonché dell'affidabilità tecnico-operativa, etica e reputazionale del fornitore in tutte le fasi del processo di procurement (qualifica, procedimento di gara, assegnazione e gestione del contratto) prevedendo meccanismi premianti e piani d'azione volti a promuovere un percorso di sviluppo sostenibile.
-
- **Unità anti-corruzione e anti-riciclaggio** collocata nella funzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD;
 - **Partecipazione di Eni alle attività Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)** a livello internazionale e, nell'ambito dei multistakeholder group locali di EITI, a livello locale per promuovere un uso responsabile delle risorse, favorendo la trasparenza;
 - **Modello di Compliance Integrata**: definisce, per i vari ambiti di compliance, le attività a rischio valutandone, con un approccio preventivo, il livello di rischio, modulando in ottica risk-based i controlli e monitorandone nel tempo l'esposizione.
-
- **Piattaforma Stakeholder Management System** finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder locali e dei grievance;
 - **Grievance Mechanism** strumento dedicato prevalentemente alle comunità locali, che regola il processo di invio, in forma scritta o verbale, delle istanze o lamentele in relazione alle attività svolte, nonché della relativa gestione e risoluzione;
 - **Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business** e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework).
-
- **Continuo aggiornamento delle procedure** relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali;
 - **Funzioni di Open Innovation** (Open Innovation & Ecosystems Development; Joule, la scuola di Eni per l'impresa; Eniverse; Eni Next) che operano in maniera sinergica per studiare e supportare il mercato dell'innovazione e sperimentare soluzioni innovative e sostenibili rispondenti ad esigenze di business.



88441/416

APPROCCIO RESPONSABILE E SOSTENIBILE

La Mission esprime con chiarezza l'impegno di Eni nel sostenere una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il pianeta e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG).

IMPEGNI

	CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO 7 9 12 13 15 17	Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività impegnandosi a raggiungere l'azzeramento netto delle emissioni GHG dei prodotti e processi entro il 2050.
	PERSONE 3 4 5 8 10	Eni si impegna a sostenere il percorso di Just Transition attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione (professionale e non) delle proprie persone e riconoscendo i valori della diversità e l'inclusione di tutte le diversità.
	SALUTE 2 3 6 8	Eni considera la tutela della salute delle proprie persone, lavoratori, famiglie e comunità, nei Paesi in cui opera, un requisito e diritto umano fondamentale e ne promuove il benessere psico-fisico e sociale ponendolo al centro dei propri modelli operativi.
	SICUREZZA 3 8 9 11 14	Eni ritiene che la sicurezza sul lavoro sia un diritto fondamentale e un valore essenziale condiviso da dipendenti, appaltatori e stakeholder locali per prevenire gli incidenti e proteggere l'integrità degli asset.
	RISPETTO PER L'AMBIENTE 3 6 9 11 12 14 15	Eni promuove la tutela dell'ambiente e della biodiversità attraverso l'identificazione, la prevenzione e la mitigazione dei potenziali impatti e attraverso la gestione efficiente delle risorse con azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica e all'adozione dei principi di circolarità.
	DIRITTI UMANI 1 2 3 8 10 16	Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani (DU) nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto presso i propri partner e stakeholder. Tale impegno si fonda sulla dignità di ogni essere umano e sulla responsabilità delle imprese di contribuire al benessere degli individui e delle comunità locali.
	FORNITORI 3 5 7 8 9 10 12 13 16 17	Eni si impegna a sviluppare la propria supply chain in chiave sostenibile, coinvolgendo e supportando le imprese con strumenti concreti per facilitare il percorso di crescita e miglioramento sulle dimensioni ESG.
	TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE 16 17	Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi.
	ALLEANZE PER LO SVILUPPO 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17	Le alleanze per lo sviluppo rappresentano l'impegno di Eni per una transizione equa con un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità.
	INNOVAZIONE TECNOLOGICA 7 9 12 13 16	Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business.



88441/ut

PRINCIPALI RISULTATI 2023

- -40% Net Carbon Footprint UPS e -30% Net Carbon Footprint Eni vs. 2018
- -21% Net GHG Lifecycle Emissions vs. 2018
- -4% Net Carbon Intensity vs. 2018

PRINCIPALI TARGET

- Net Zero Carbon Footprint UPS nel 2030 e Eni nel 2035
- Net Zero GHG Lifecycle Emissions e Carbon Intensity nel 2050

- +0,5 p.p. popolazione femminile vs. 2022
- Tasso di sostituzione donne maggiore di quello di uomini
- +0,7 p.p. personale femminile in posizioni di responsabilità vs. 2022
- +1,2 p.p. popolazione under 30 vs. 2022
- +23% di ore di formazione vs. 2022

- +4 p.p. vs. 2020 della popolazione femminile entro il 2030
- +3,8 p.p. personale femminile in posizioni di responsabilità vs. 2020
- +6,5 p.p. popolazione under 30 al 2030 vs. 2020
- +2 p.p. al 2030 presenza dipendenti non italiani in posizione di responsabilità vs. 2020
- +20% ore di formazione al 2027 vs. 2023

- €57,9 min per attività Salute, incluse spese per iniziative di Salute delle Comunità
- 70% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico
- 49 sensori testati presso i siti on-shore Italia per iniziative digitali di monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor

- -€279 min per le attività Salute 2024-2027
- 85% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico entro il 2027
- 100 sensori al 2027 testati includendo siti off-shore Italia ed estero per iniziative digitali di monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor

- Total Recordable Injury Rate = 0,40
- 5 applicazioni del modello THEME in sito
- Digitalizzazione dei processi HSE
- >2K risorse formate sul corso "La Process Safety in Eni"

- Mantenimento del TRIR ≤0,40 nel quadriennio 2024-2027
- Estensione dell'iniziativa Smart Safety a 60 ditte contrattiste
- Implementazione iniziative di technical behavioral safety coaching

- 90% riutilizzo delle acque dolci
- +25% rifiuti generati da attività produttive vs. 2022
- 60% di reiniezione di acqua di produzione del settore E&P

- Impegno a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico
- Riutilizzo dell'acqua dolce in linea con il trend degli ultimi 5 anni
- Acqua di produzione reiniettata in linea con il trend degli ultimi 5 anni a parità di area di consolidamento
- Sviluppo di nuove tecnologie per il recupero dei rifiuti e implementazione su scala industriale
- Impegno, negli interventi di bonifica, ad implementare soluzioni tecnologiche sostenibili ed ispirate ai principi di circolarità

- 100% dei nuovi progetti valutati a rischio DU soggetti ad analisi specifiche
- 170 partecipanti appartenenti alle Forze di Sicurezza al workshop Security & Human Rights in Iraq

- 100% dei nuovi progetti valutati a rischio DU soggetti ad analisi specifiche
- 100% completamento nei tempi previsti delle azioni previste dagli Action Plan
- Mantenimento del posizionamento nel 10° decile Corporate Human Rights Benchmark
- Aggiornamento dei salient issue di Eni

- 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali
- 100% dei fornitori strategici headquarter valutati sul percorso sviluppo sostenibile
- Procedimenti con valutazione ESG per l'85% del procurato Italia e per circa il 20% del procurato estero
- 1.600 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es

- Mantenere il 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali
- 100% dei fornitori worldwide strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile entro il 2025
- Procedimenti con valutazione ESG per oltre il 90% del procurato Italia e per il 50% del procurato estero entro il 2024
- 65% del valore totale dei contratti attivi assegnato a fornitori iscritti su Open-es entro il 2025
- 2.000 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es entro il 2024

- Superamento audit di sorveglianza ISO 37001:2016
- Ottenimento della certificazione ISO 37301:2021 del Sistema di Gestione per la Compliance di Eni SpA
- Avvio erogazione del nuovo corso e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione ai dipendenti a medio e alto rischio

- Erogazione del corso sul Compliance Program Anticorruzione a tutta la popolazione a medio alto rischio
- Mantenimento delle certificazioni ISO 37001:2016 e ISO 37301:2021

- 35,5K nuovi studenti supportati nell'accesso all'educazione; 19K persone supportate nell'accesso alla formazione professionale e sostenute nel potenziamento economico^(a); 62K persone sostenute nell'accesso all'acqua potabile; 330K persone sostenute nell'accesso ai servizi sanitari

- Beneficiari al 2030 per settore: 103K accesso all'educazione; 15,9M accesso al clean cooking; 86K accesso all'elettricità^(b); 21K sviluppo economico; 596K accesso all'acqua potabile; 1M accesso ai servizi sanitari; 85K attività di protezione dell'ambiente e della biodiversità

- 70% della spesa R&D dedicata ad attività di decarbonizzazione

- Mantenimento del 70% della spesa R&D su temi relativi alla decarbonizzazione ogni anno per il quadriennio 2024-2027

(a) I beneficiari includono solo le persone formate e/o supportate per l'avvio o il rafforzamento di specifiche attività economiche, non i beneficiari per la costruzione di infrastrutture (strade, edifici civili, ecc.) o per le nuove attività di agri-business in corso di avvio. In alcuni casi i beneficiari non sono oggetto di formazione ma ricevono input, fondi o altro per avviare le attività economiche.

(b) Si considera l'accesso all'elettricità fornita attraverso le iniziative per lo sviluppo locale, non attraverso la fornitura di Eni al mercato locale.



88441/218

PRINCIPALI RISCHI ESG E LE RELATIVE AZIONI DI MITIGAZIONE

Per l'analisi e la valutazione dei rischi, Eni si è dotata di un Modello di Risk Management Integrato con l'obiettivo di consentire al management di assumere decisioni consapevoli con una visione complessiva e prospettica⁽¹⁾. 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; sono inoltre rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono la prioritizzazione per rilevanza. I principali rischi ("top risk"), inclusi quelli ESG, vengono sottoposti con cadenza semestrale al Collegio Sindacale (CS), al Comitato Controllo e Rischi (CCR) e al CdA. Il profilo di rischio aziendale è valutato rispetto agli obiettivi del Piano Strategico quadriennale, anche in ottica di medio-lungo termine. In questo contesto il rischio Climate Change si conferma tra i principali rischi riflettendosi anche su altri rischi del portafoglio in ragione del crescente rilievo degli aspetti legali e normativi e dello scrutinio verso il settore da parte degli stakeholder (ad esempio Rischio coinvolgimento in indagini e contenziosi HSE). Prosegue quale primaria azione di de-risking l'implementazione del piano di transizione declinato secondo le seguenti linee di intervento: decarbonizzazione Upstream; sviluppo di iniziative Car-

bon Capture and Storage per i cicli industriali "hard-to-abate"; crescita dei biocarburanti con diversificazione dei feedstock facendo leva sull'integrazione verticale con la filiera agribusiness; trasformazione e riposizionamento del business della chimica verso prodotti specializzati quali chimica bio-based e circolarità; crescita del portafoglio clienti con progressiva decarbonizzazione dell'offerta e sviluppo della capacità rinnovabile; iniziative per accelerare lo sviluppo di tecnologie breakthrough orientate alla decarbonizzazione. Proseguendo nell'analisi del portafoglio rischi, il "rischio biologico" riferito alla diffusione di pandemie ed epidemie, continua a ridursi grazie al venire meno dell'emergenza sanitaria globale legata al COVID-19, mentre resta alto il livello di allerta in ambito Cyber con il monitoraggio attivo degli eventi anche al di fuori del perimetro Eni, per intercettare possibili minacce e garantire reattività immediata. Per gli effetti derivanti dal contesto geopolitico si rinvia al paragrafo dedicato all'interno della RFA (pag. 134). Nella tabella sottostante si riporta una vista sintetica dei rischi ESG di Eni classificati in funzione degli ambiti del Decreto legislativo 254/2016. Per ogni evento di rischio sono riportati la tipologia di rischio – Top Risk e non – e i riferimenti di pagina dove sono esposte le principali azioni di trattamento.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
TEMI TRASVERSALI	<ul style="list-style-type: none"> Rischi connessi alle attività di ricerca e sviluppo e all'ecosistema dell'innovazione Cyber Security Rapporti con gli stakeholder locali Global security risk e Instabilità politica e sociale Rischi connessi alla Corporate Governance 		DNF - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 164-170; Sicurezza, pagg. 178-180; Rispetto per l'ambiente, pagg. 180-186
		■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Cyber Security, pag. 146
		■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 135-136; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 138-139
			DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 195-197
		■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 135-136
	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31		

■ Top risk

(1) Per maggiori informazioni si veda il capitolo Risk Management Integrato a pagg. 26-31.



88441 / 419

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	CAMBIAMENTO CLIMATICO Art. 3.2, commi a) e b)	<ul style="list-style-type: none"> • Rischio Climate Change: <ul style="list-style-type: none"> - Rischi connessi alla transizione energetica - Rischi fisici 	■	<p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio climate change, pagg. 132-134</p> <p>DNF - Neutralità carbonica al 2050 (risk management), pagg. 165-166</p>
ECCELLENZA OPERATIVA	PERSONE Art. 3.2, commi c) e d)	<ul style="list-style-type: none"> • Rischio Biologico ovvero diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business 	■	<p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 138-139; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 136-137</p>
		<ul style="list-style-type: none"> • Rischi su salute e sicurezza delle persone: <ul style="list-style-type: none"> - Infortuni a lavoratori e contrattisti - Incidenti di process safety e asset integrity 	■	<p>DNF - Persone, pagg. 171-177, Sicurezza, pag. 178-180</p>
		<ul style="list-style-type: none"> • Rischi connessi al portafoglio competenze 		
	RISPETTO PER L'AMBIENTE Art. 3.2, commi a), b) e c)	<ul style="list-style-type: none"> • Blowout 	■	<p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 138-139; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 136-137; Evoluzione della regolamentazione ambientale pagg. 141-143; Rischio idrico pagg. 143-144; Gestione emergenze e spill pagg. 144-145</p>
		<ul style="list-style-type: none"> • Incidenti di process safety e asset integrity 	■	
		<ul style="list-style-type: none"> • Rischio normativo settore energy 	■	
		<ul style="list-style-type: none"> • Permitting 	■	
		<ul style="list-style-type: none"> • Rischi in materia ambientale (es. scarsità idrica, oil spill, rifiuti, biodiversità) 		
	<ul style="list-style-type: none"> • Coinvolgimento in indagini e contenziosi HSE 	■	<p>DNF - Rispetto per l'ambiente, pagg. 180-186</p>	
	DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)	<ul style="list-style-type: none"> • Rischi connessi alla violazione dei diritti umani 		<p>DNF - Diritti Umani (gestione dei rischi), pagg. 186-189</p>
FORNITORI Art. 3.1, comma c)	<ul style="list-style-type: none"> • Rischi connessi alle attività di procurement 		<p>DNF - Fornitori (gestione dei rischi), pag. 190-191</p>	
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE Art. 3.2, comma f)	<ul style="list-style-type: none"> • Rischi Compliance (antibribery, privacy, ...) 		<p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pagg. 140-141; 145-150</p> <p>RCG - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi</p> <p>DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-194</p>	
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	COMUNITÀ Art. 3.2, comma d)	<ul style="list-style-type: none"> • Rischi connessi al local content 		<p>RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 135-136; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 138-139</p> <p>DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 195-197</p>

■ Top risk





8844 1/420

 **NEUTRALITÀ CARBONICA
AL 2050**

Consapevole della necessità di traggardare la neutralità carbonica entro il 2050 in coerenza con gli obiettivi climatici internazionali, Eni ha intrapreso una trasformazione industriale basata su un mix di leve e tecnologie che le permetteranno di raggiungere l'azzeramento netto al 2050 delle emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate alla propria catena del valore, sia in termini assoluti che di intensità. Nell'ottica di assicurare trasparenza nei confronti dei propri stakeholder, Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e conferma l'impegno verso la piena implementazione delle raccomandazioni della Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD) del Financial Stability Board, che ha adottato sin dal 2017, primo anno di rendicontazione utile. L'informativa sulla Neutralità Carbonica al 2050 è quindi strutturata secondo le quattro aree tematiche indicate dalla TCFD: Governance, Risk Management, Strategia, Metriche e Target. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per ulteriori approfondimenti si rimanda ad "Eni for - A Just Transition" e alla risposta Eni al questionario CDP Climate Change 2023. 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 (con particolare attenzione alla recente esplicitazione dello stesso nelle Linee Guida OCSE destinate alle imprese multinazionali a far data da giugno 2023, alla CSRD e agli ESRS, e alla CS3D proposal). Tale esercizio potrà portare ad una integrazione degli strumenti e della disclosure aziendale sul clima.

GOVERNANCE

Ruolo del CdA. La strategia di decarbonizzazione è parte integrante della strategia d'impresa di Eni e trova attuazione anche tramite un sistema strutturato di Corporate Governance, in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA, in particolare, esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano Strategico (piano quadriennale e piano di medio-lungo termine), che include i target industriali di business, i risultati economici finanziari e i target di sostenibilità, tra cui anche i target emissivi. L'esposizione economico finanziaria di Eni al rischio carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit. Dal 2021, lo scenario NZE (Net Zero Emis-

sions) della International Energy Agency (IEA) è incluso tra gli scenari per le valutazioni di portafoglio (cfr. nota n. 15 delle Note del Bilancio Consolidato). Infine, il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change. Inoltre, con riferimento alla composizione del Consiglio, si segnala che sulla base dell'autovalutazione condotta, è risultato un Consiglio bilanciato e diversificato, con un giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio in termini di conoscenze, esperienze e competenze, nonché sul contributo individuale che i singoli Consiglieri ritengono di poter apportare al CdA, in base alla loro preparazione, motivazione e senso di appartenenza, anche in materia di transizione energetica e di sostenibilità, temi che hanno caratterizzato il lavoro del nuovo Consiglio già a partire dall'avvio del mandato, anche attraverso mirate iniziative di formazione. In particolare, su questi temi, il CdA è supportato a partire dal 2014 dal Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS), comitato endoconsiliare istituito su base volontaria, che svolge funzioni istruttorie, consultive e propositive relative a processi, iniziative e attività tese a presidiare l'impegno di Eni per lo sviluppo sostenibile lungo la catena del valore (per gli argomenti approfonditi nell'anno si veda pagg. 38-40). Il CSS, inoltre, facilita il confronto e la formazione su queste tematiche (la cui rilevanza è riconosciuta in crescita prospettica da tutti i Consiglieri), oltre che sui temi di strategia e di business. In merito alla formazione del CdA, subito dopo la nomina dei nuovi organi, è stata realizzata una sessione di Board Induction per amministratori e sindaci che ha riguardato tra l'altro, approfondimenti sulle attività Eni connesse al percorso di decarbonizzazione e alla sostenibilità ambientale e sociale. Specifiche sessioni di induction aperte alla partecipazione di tutti gli amministratori e sindaci, si sono svolte in occasione delle riunioni del CSS, per la trattazione di tematiche di interesse generale, quali: (i) il piano di transizione energetica Eni e i relativi obiettivi di trasformazione del portafoglio energetico; (ii) le strategie perseguite in tema di mobilità sostenibile e decarbonizzazione del settore dei trasporti; (iii) il modello Eni di sostenibilità integrata, che ne declina le priorità nella Mission e nei processi aziendali, secondo un approccio sistemico, con uno specifico focus anche sulle relative modalità di reporting, su base obbligatoria e volontaria, e sulle recenti evoluzioni del framework normativo di riferimento. Inoltre, il CSS ha approfondito diversi temi connessi al cambiamento climatico tra cui: strategia delle Majors nella transizione energetica; posizionamento Eni negli indici e nei rating ESG; tecnologie di accumulo energetico; aggiornamento sugli strumenti di finanza sostenibile; azioni e leve a supporto dell'Oil & Gas nella sua transizione.



88441/2023

Ruolo del management. Tutte le strutture aziendali sono coinvolte nella definizione o attuazione della strategia di neutralità carbonica che si riflette nell'assetto organizzativo di Eni con le due Direzioni Generali: Natural Resources, attiva nell'ottimizzazione e progressiva decarbonizzazione del portafoglio Upstream, delle iniziative in ambito di Natural Climate Solutions e progetti di stoccaggio della CO₂, ed Energy Evolution, attiva nell'espansione delle attività bio, rinnovabili e di economia circolare e dell'offerta di nuove soluzioni e servizi energetici. Dal 2019 le tematiche relative alla strategia sul clima e alla pianificazione di lungo termine sono gestite dall'area CFO attraverso strutture dedicate con lo scopo di sovrintendere al processo di individuazione degli obiettivi di decarbonizzazione di Eni e del relativo portafoglio di iniziative. L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica si riflette nei Piani di Incentivazione Variabile, approvati dal CdA, destinati all'AD e al management aziendale. In particolare, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario, in linea con quello precedente, prevede specifici obiettivi di decarbonizzazione, transizione energetica ed economia circolare, con peso complessivo pari al 35%, coerenti con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine, in linea con quello precedente, è anch'esso strettamente connesso agli obiettivi di trasformazione strategica di Eni includendo obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica coerenti con il Piano di Incentivazione di Lungo Termine, con un peso complessivo pari al 25% per l'AD e, secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite, per tutto il management aziendale.

RISK MANAGEMENT

Il processo per identificare e valutare i rischi climate-related è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni (vedi sezione "Risk Management Integrato" della RFA pagg. 26-31) sviluppato per assicurare che le decisioni prese tengano conto dei rischi in un'ottica integrata, complessiva e prospettica. Il 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 sia gli impatti sugli obiettivi quantitativi e qualitativi di Eni che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio; tali rischi sono inoltre rappresentati su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza. I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando le raccomandazioni della TCFD che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa, legale e tecnologica e aspetti reputazionali) sia al rischio fisico (acuto e cronico), attraverso un approccio integrato e trasversale che coinvolge le funzioni competenti nonché le linee di business. Vengono altresì considerati i rischi connessi all'esecuzione delle azioni strategiche pianificate per mitigare il rischio di cambiamento climatico. Per quanto riguarda il rischio fisico, Eni ha adottato un processo di risk management strutturato per l'individuazione e l'analisi degli asset esposti a variazioni potenziali prospettiche di eventi naturali (acuti e cronici) nel medio-lungo termine, che possano impattare le condizioni di operabilità e sicurezza degli asset stessi. Tale processo prevede che possano essere considerati diversi scenari climatici prospettici, coerenti con scenari emissivi differenti e orizzonti temporali di breve (5/10 anni), medio (10/20 anni) e lungo periodo (20/30 anni). Sulla base di dati forniti da data provider specialistici, si valuta il rischio inerente degli asset (inteso come l'esposizione intrinseca che un asset ha rispetto ad uno specifico evento naturale dovuta unicamente alla sua posizione e all'evoluzione dello scenario climatico) e il rischio residuo (inteso come il livello di rischio valutato dopo aver considerato le mitigazioni già in essere o previste). Gli asset che risultano ancora a rischio, a valle delle azioni di mitigazione, vengono analizzati in maniera più dettagliata nell'ambito del processo di Asset Integrity. Si riporta in tabella una sintesi dei principali rischi e opportunità climatiche correlati alla transizione individuati da Eni.

Per l'analisi approfondita di contesto per singolo driver si rimanda alla sezione fattori di Rischio a pagg. 130-150 della RFA.





8844 1/422

	RISCHI CLIMATICI	OPPORTUNITÀ CLIMATICHE
SCENARIO LOW CARBON	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza sullo sviluppo dei mercati per nuovi prodotti • Cambiamento delle preferenze dei consumatori (es. declino della domanda globale di idrocarburi) • Perdita di risultato e cash flow • Rischio di "stranded asset" • Impatti sui ritorni per l'azionista 	<ul style="list-style-type: none"> • Interventi di efficientamento energetico e riduzione emissioni con l'adozione di Best Available Technology • Riduzione dei costi attraverso una gestione efficiente della risorsa idrica e degli scarti • Utilizzo di materie prime sostenibili per bioraffinerie e chimica
TEMI NORMATIVI E LEGALI	<ul style="list-style-type: none"> • Introduzione di nuovi obblighi di disclosure climatica • Incertezza sull'evoluzione dei framework normativi con potenziali impatti sulla strategia di lungo termine • Procedimenti in materia di climate change e greenwashing 	<ul style="list-style-type: none"> • Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon, CCS e chimica bio/circolare • Sviluppo di nuovi prodotti e servizi attraverso R&S e open innovation (es. fusione magnetica)
EVOLUZIONE TECNOLOGICA	<ul style="list-style-type: none"> • Redditività e rischi specifici di tecnologie per la transizione • Ritardi nello sviluppo delle tecnologie e delle filiere tecnologiche necessarie a rispondere ai target di decarbonizzazione • Mancato presidio di tecnologie che si rivelano importanti ai fini della transizione energetica 	<ul style="list-style-type: none"> • Partnership per lo sviluppo di soluzioni tecnologiche per la riduzione delle emissioni • Accesso a finanziamenti attraverso strumenti di finanza sostenibile • Accesso a nuovi capitali attraverso il modello satellitare
REPUTAZIONE	<ul style="list-style-type: none"> • Cambiamento delle preferenze dei consumatori • Deterioramento dell'immagine del settore a fronte di accuse di greenwashing • Deterioramento dell'appeal del settore/azienda per talent attraction & retention • Ricadute sull'andamento del titolo • Minore attrattività del settore nei confronti degli investitori/finanziatori e potenziale rischio disinvestimento 	<ul style="list-style-type: none"> • Design di asset resilienti al cambiamento climatico attraverso studi di scenario e processi per il monitoraggio dei rischi fisici
FISICI ACUTI E CRONICI	<ul style="list-style-type: none"> • Possibili ricadute sulle condizioni di operabilità e sicurezza degli asset di Eni 	

STRATEGIA E OBIETTIVI

Il percorso che porterà Eni alla Neutralità Carbonica nel 2050 si compone di una serie di obiettivi che prevedono prima l'azzeramento delle emissioni nette (Scope 1+2) del business Upstream al 2030 e di tutta Eni al 2035, per poi raggiungere l'azzeramento netto al 2050 di tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate al ciclo di vita dei prodotti energetici venduti:

- Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1+2) @2030, con target intermedi di -50% @2024, -65% @2025 vs. 2018 e Net Zero Carbon Footprint Eni @2035;
- -35% delle Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) @2030 vs. 2018, -55% @2035, -80% @2040 e Net Zero @2050;
- -15% della Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -50% @2040 e Net Zero @2050.

Le emissioni residue verranno compensate attraverso offset, principalmente da Natural Climate Solutions, che al 2050 contribuiranno per circa il 5% della riduzione complessiva delle emissioni di filiera. Questo percorso è costituito da una moltitudine di leve funzionali alle dinamiche di mercato, in linea con l'evoluzione della società e del cd. trilemma energetico e cioè dell'esigenza di coniugare i tre obiettivi chiave della sostenibilità ambientale, sicurezza degli approvvigionamenti ed equità energetica.

In questi anni è stato fatto uno sforzo significativo che ha permesso già di raggiungere importanti milestone e che costituiscono la base per trarre gli obiettivi futuri:

- è in corso un progressivo ribilanciamento del portafoglio upstream a favore della componente gas, anche grazie alle recenti operazioni straordinarie (es. Neptune Energy, BP Algeria). Tali operazioni riflettono l'impegno a trarre un livello produttivo della componente gas (che dal 2024 include i condensati) maggiore del 60% al 2030, e superiore al 90% dopo il 2040;
- lo sviluppo della bioraffinazione continua con l'avvio dell'impianto di Chalmette negli Stati Uniti, con gli accordi per la conversione della raffineria di Livorno, e gli accordi per il potenziale sviluppo di impianti in Corea del Sud e in Malesia. Tali azioni sono funzionali al raggiungimento di una capacità di raffinazione "bio" a più di 5 milioni di tonnellate entro il 2030. L'agribusiness di Eni crescerà fino a rappresentare oltre il 35% del feedstock processato nelle bioraffinerie italiane di Eni al 2027;
- prosegue l'incremento di capacità rinnovabile installata di Plenitude con l'obiettivo di installare oltre 15 GW entro il 2030, per arrivare a 60 GW al 2050 nell'ambito di una crescita della base clienti a più di 20 milioni nel 2050;



88441/423

- Plenitude, attraverso Be Charge, si afferma tra i più importanti operatori nel panorama dei servizi di ricarica per veicoli elettrici in Italia e in Europa con i suoi 19.000 punti di ricarica per veicoli elettrici installati al 2023. Lo sviluppo del business per la mobilità sostenibile prevede l'installazione di più di 40.000 punti di ricarica per veicoli elettrici al 2027 e circa 160.000 al 2050;
- l'acquisizione di una posizione di leadership nel Regno Unito e in Italia per lo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO₂ per le emissioni hard-to-abate. Eni si pone l'obiettivo di raggiungere una capacità gross di reiniezione di CO₂ di oltre 15 MTPA prima del 2030 e in aumento fino a circa 40 MTPA dopo il 2030;
- trasformazione e riposizionamento del business della chimica verso prodotti specializzati quali chimica bio-based e circolarità;
- attività di ricerca e sviluppo in tecnologie breakthrough, come la fusione magnetica, con il primo impianto operativo atteso nei primi anni del 2030.

L'evoluzione verso un portafoglio di prodotti decarbonizzati sarà supportata da una progressiva crescita della quota di investimenti dedicati a nuove soluzioni energetiche e servizi, la quota di spesa dedicata alle attività Oil & Gas sarà gradualmente ridotta e i principali progetti di investimento saranno valutati in coerenza con i target prefissati di abbattimento delle emissioni e con l'impegno a eliminare gradualmente gli investimenti in attività o prodotti "unabated" altamente emissivi come condizione necessaria per raggiungere la neutralità carbonica entro la metà del secolo. La spesa destinata alle attività zero e low carbon sarà pari a euro 12,8 miliardi nel quadriennio 2024-27.

Il piano di decarbonizzazione è integrato nella strategia di finanziamento di Eni, che allinea sostenibilità economica ed ambientale, e ha visto nel 2023 la finalizzazione di diversi strumenti finanziari sustainability-linked in particolare:

- l'emissione obbligazionaria collocata presso il pubblico retail italiano da €2 miliardi e durata di 5 anni;
- l'emissione obbligazionaria Euro Medium Term Note da €750 milioni e durata di 4 anni;
- l'emissione obbligazionaria convertibile da €1 miliardo e durata di 7 anni;
- la sottoscrizione di una linea di credito committed da €3 miliardi e durata di 5 anni.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Eni è storicamente impegnata a ridurre le proprie emissioni GHG. A partire dal 2016, è stata tra i primi del settore ad aver definito una serie di obiettivi volti a migliorare le performance emissive degli asset operati. A partire dal 2020, Eni ha aumentato le proprie am-

bizioni definendo indicatori su base equity che l'accompagneranno nel percorso verso il Net Zero al 2050. Tali indicatori considerano tutti i prodotti energetici venduti, inclusi gli acquisti da terzi, e tutte le emissioni che essi generano lungo l'intera filiera.

Per rafforzare ulteriormente il proprio impegno, i nuovi indicatori sono contabilizzati attraverso l'adozione di una metodologia sviluppata in collaborazione con esperti indipendenti, che considera tutti i prodotti energetici venduti, inclusi gli acquisti da terzi, e tutte le emissioni che essi generano lungo l'intera filiera (approccio well-to-wheel). Tale metodologia si affianca alla rendicontazione secondo gli standard internazionali (GHG Protocol, IPIECA). Tutti gli indicatori sono oggetto di verifica da terza parte nell'ambito del processo di verifica dei dati GHG di Eni (si veda Eni for 2022 - Performance di sostenibilità per relazione del revisore e GHG Statement).

Di seguito sono riportate le performance dei principali indicatori equity su base netta (compensati tramite crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions - NCS):

Net GHG Lifecycle Emissions: l'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG assolute Scope 1, 2 e 3 associate a tutti i prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi. Nel 2023, l'indicatore è in riduzione di circa il 5% rispetto al 2022, guidato principalmente dal calo delle vendite di gas del settore GGP. I crediti di carbonio hanno compensato 5,9 MtCO₂eq. (vs. 3 MtCO₂eq. nel 2022)⁽¹²⁾.

Net Carbon Intensity: l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le Net GHG Lifecycle Emissions e il contenuto di energia dei prodotti energetici venduti da Eni. Nel 2023 si registra una leggera riduzione dell'indicatore (-1%) grazie soprattutto al minor impatto emissivo del mix di portafoglio del gas di terzi e alla progressiva crescita della produzione di energia rinnovabile.

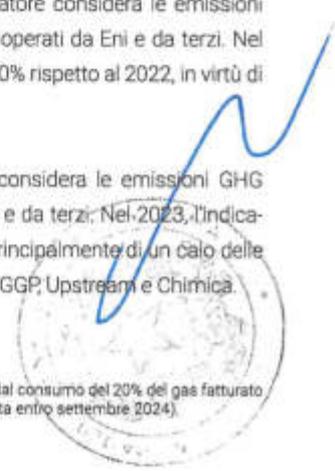
Tali metriche sono integrate da **specifici indicatori** per il monitoraggio delle emissioni operative:

Net Carbon Footprint Upstream: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 degli asset upstream operati da Eni e da terzi. Nel 2023, l'indicatore è migliorato di circa il 10% rispetto al 2022, in virtù di un calo delle emissioni.

Net Carbon Footprint Eni: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 delle attività operate da Eni e da terzi. Nel 2023, l'indicatore è migliorato di circa il 13% in virtù principalmente di un calo delle emissioni correlato al business Power⁽¹³⁾, GGP, Upstream e Chimica.

(12) Il dato sui crediti di carbonio per il 2023 (5,9 MtCO₂eq.) include 2,4 MtCO₂eq. di crediti utilizzati per la compensazione delle emissioni generate dal consumo del 20% del gas fatturato ai clienti di Plenitude (1,2 miliardi di metri cubi di gas, di cui 768 milioni di metri cubi compensati a febbraio 2024; la restante parte sarà compensata entro settembre 2024).

(13) Per effetto delle minori produzioni e della variazione della quota di partecipazione di Eni.





8844 1/624

Da quest'anno è stato introdotto un ulteriore indicatore: **Net GHG Emissions**. L'indicatore comprende tutte le emissioni Scope 1+2 del gruppo e le emissioni Scope 3 da utilizzo dei prodotti venduti (cat. 11) calcolate in quota equity della produzione upstream, coerentemente con gli standard internazionali e di settore (GHG Protocol, IPIECA). Questo indicatore si differenzia rispetto al Net GHG Lifecycle Emissions che, invece, tiene conto di tutte le emissioni Scope 1+2+3 dei prodotti energetici venduti da Eni secondo un approccio lifecycle, ed è applicato a un perimetro esteso che comprende anche i prodotti generati da terzi (es. gas naturale prodotto da terzi e venduto da Eni).

Le differenze di perimetro e di metodologia tra questi due indicatori determinano un risultato della somma delle emissioni Scope 1, 2 e 3 Eni pari a 200 MtCO₂eq. secondo il suddetto approccio e di circa il doppio secondo la metodologia lifecycle, ossia 398 MtCO₂eq. Nel 2023 le Net GHG Emissions sono risultate sostanzialmente in linea (+3%) rispetto al 2022.

Con riferimento specifico agli **asset operati/cooperati**, si riporta di seguito una sintesi dell'andamento degli indicatori principali relativi a flaring e metano, contabilizzati al 100% secondo il criterio dell'operatore.

I volumi di **idrocarburi inviati a flaring di routine nell'Upstream**¹⁴ si sono ridotti nel 2023 di circa l'8% rispetto al 2022, principalmente per gli interventi di efficientamento e flaring down in Egitto, in Nigeria ed in Ghana.

Le **emissioni di metano del settore Upstream** sono in significativa riduzione (-21%) rispetto al 2022, grazie all'implementazione delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair) delle emissioni fuggitive e delle campagne di monitoraggio del metano, svolte in linea con i requisiti della Oil & Gas Methane Partnership 2.0 sugli asset Upstream¹⁵, nonché all'impatto delle operazioni di portafoglio.

L'intensità emissiva di metano Upstream è in miglioramento e pari a 0,06%, in linea con l'impegno di mantenimento al di sotto dello 0,2%. Si riportano di seguito le performance di ulteriori **indicatori relativi agli asset operati/cooperati**:

Le **emissioni dirette di GHG Scope 1** di Eni nel 2023 sono state pari a 38,7 mln di tonnellate di CO₂eq. in lieve riduzione rispetto al 2022, prin-

cipalmente per effetto del calo delle emissioni nei business chimica, power e GGP, in parte compensato dall'incremento nel settore Upstream. L'indice di intensità emissiva Upstream Scope 1 risulta sostanzialmente in linea rispetto al 2022 (+0,5%).

Le **emissioni indirette GHG Scope 2** di Eni nel 2023 sono diminuite del 8% circa rispetto al 2022, per i minori consumi del settore Chimica e Upstream. Tali emissioni sono legate agli acquisti di energia da terzi e destinata al consumo degli asset operati e per Eni sono marginali in quanto la generazione elettrica avviene prevalentemente tramite proprie installazioni.

Gli **interventi di efficienza energetica** effettuati nell'anno consentono un risparmio effettivo di energia primaria rispetto ai consumi di baseline di oltre 394 ktep/anno derivanti principalmente da progetti in ambito upstream (oltre 86%), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 1 milione di tonnellate di CO₂eq. Se si considerano anche le emissioni Scope 2, ovvero derivanti da energia elettrica e termica acquistate, il risparmio netto di CO₂ derivante da progetti di energy saving ammonta a circa 1,03 milioni di ton di CO₂eq. Nel 2023 i consumi di fonti primarie di Eni sono complessivamente aumentati per l'ingresso di nuovi asset upstream in Algeria (In Amenas e In Salah), con incremento dei consumi di fuel gas. L'energia totale consumata è stata pari a 516,2 milioni di GJ, di cui E&P 234 milioni di GJ, Plenitude & Power 159 milioni di GJ, R&M e Chimica 110 milioni di GJ, Global Gas & LNG Portfolio 12 GJ e Corporate e Altre attività 1,4 milione di GJ.

Il **business delle rinnovabili** nel 2023 ha raggiunto una capacità installata da fonti rinnovabili di 3,1 GW (+35% rispetto al 2022), in aumento di circa 0,8 GW rispetto al 31 dicembre 2022, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate in Spagna (Bonete) e negli Stati Uniti (Kellam), allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna e Kazakhstan, nonché all'acquisizione di 3 impianti fotovoltaici negli Stati Uniti con una capacità totale pari a circa 0,38 GW (accordo firmato a dicembre 2023 e closing dell'operazione a febbraio 2024). La produzione di energia rinnovabile ha raggiunto i 4,2 TWh (+50% rispetto al 2022), principalmente grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente. La **produzione di biocarburanti** è in aumento (+48% rispetto al 2022) beneficiando del contributo della bioraffineria di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso la

(14) L'obiettivo di zero routine flaring al 2025 è soggetto all'esecuzione dei progetti in Libia.

(15) Nel 2023 Eni ha ottenuto da UNEP il riconoscimento del livello di reporting "Gold Standard" OGMP 2.0.



88441/425

bioraffineria di Gela. La **capacità di bioraffinazione** è in aumento grazie all'acquisizione della partecipazione del 50% nella bioraffineria di Chalmette negli Stati Uniti.

Per il 2023 l'impegno economico di Eni in attività di **ricerca scientifica e sviluppo tecnologico** ammonta a €166 milioni, di cui circa €135 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 CO₂, della riduzione dell'impronta carbonica dei processi, della valorizzazione del gas in ottica di produzione di idrogeno blu e della produzione di idrogeno verde.

Disclosure climatica: la trasparenza nella rendicontazione relativa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2023, nella fascia di leadership del programma CDP Climate Change. Il punteggio ottenuto da Eni, pari ad A-, risulta superiore sia alla media globale (C) che di settore, che si attesta sullo score B in una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo). Inoltre, Carbon Tracker, think tank indipendente focalizzato sui temi della transizione, nel 2023 ha collocato Eni prima tra i peer per la completezza della metodologia emissiva GHG, dei target intermedi di medio-lungo termine e del perimetro emissivo esteso a tutta la compagnia. Recentemente, la coalizione di investitori Climate Action 100+, principale iniziativa di shareholder engagement sui temi del climate change, ha confermato Eni, per il terzo anno consecutivo, come una delle società più allineate ai requisiti del proprio Net Zero Company

Benchmark in termini di target di riduzione delle emissioni GHG, governance e disclosure climatica. L'assessment di CA100+ rappresenta uno dei principali riferimenti per il dialogo con gli investitori sui temi correlati alla strategia climatica.

Impegno nelle partnership: le partnership sono uno dei driver strategici del percorso di decarbonizzazione di Eni, che da tempo collabora con il mondo accademico, la società civile, le istituzioni e le imprese per favorire la transizione energetica, consentendo di valorizzare e generare conoscenze, condividere best practice e sostenere iniziative in grado di creare contemporaneamente valore per l'azienda e per i suoi stakeholder. Nell'ambito delle proprie partnership e attività di advocacy, Eni ha sviluppato delle linee guida sull'engagement responsabile in materia di cambiamenti climatici, alle quali si attiene all'interno delle associazioni di cui fa parte. Inoltre, valuta periodicamente l'allineamento tra il proprio posizionamento e quello delle associazioni a cui partecipa. Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, "l'Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI) riveste un ruolo chiave nell'accelerare la risposta del settore Oil & Gas alle sfide poste dal cambiamento climatico. Costituita nel 2014 da 5 società, tra cui Eni, OGCI conta oggi dodici società Oil & Gas, che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Gli AD delle società partecipanti siedono in prima persona nello Steering Committee dell'iniziativa. Inoltre, Eni partecipa al fondo fiduciario multi-donor, lanciato dalla Banca Mondiale alla COP28, a supporto delle NOCs per la riduzione delle emissioni di metano e del flaring (Global Flaring and Methane Reduction). Sempre all'ultima COP, Eni ha aderito all'Oil & Gas Decarbonisation Charter, un'iniziativa che prevede un impegno per l'O&G al raggiungimento di emissioni "Net Zero Scope 1 and 2" operate al 2050, "near zero methane emissions" al 2030 e "ending routine flaring" al 2030.

INDICATORI^(a) RELATIVI AI PRINCIPALI TARGET

		2023	2022	2021	Obiettivo
Net Carbon Footprint upstream (Scope 1+2)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	8,9	9,9	11,0	IPS Net Zero @2030
Net Carbon Footprint Eni (Scope1+2)		26,1	29,9	33,6	ENI Net Zero @2035
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) ^(b)		398	419	456	Net Zero @2050
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3) ^(c)	(gCO ₂ eq./MJ)	65,6	66,3	66,5	Net Zero @2050
Capacità installata da fonti rinnovabili ^(d)	(MW)	3.056	2.256	1.188	>15 GW @2030
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,10	1,10	>5 mln tonnellate/anno @2030

(a) Indicatori contabilizzati su base equity.

(b) Emissioni GHG associate al ciclo di vita (lifecycle) dei prodotti energetici venduti da Eni. Per maggiori informazioni si veda la nota metodologica.

(c) Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude.





88441/426

ALTRI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023		2022	2021
		Totale ^(a)	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
EMISSIONI GHG					
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	38,69	27,53	39,39	40,08
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) per tipologia di fonte					
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		28,67	18,62	29,77	30,58
di cui: CO ₂ equivalente da flaring		6,87	2,39	6,71	7,14
di cui: CO ₂ equivalente da venting		3,04	0,45	2,72	2,12
di cui: CO ₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano		0,17	0,08	0,2	0,24
Indice di efficienza operativa (Scope 1 + Scope 2)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia boe)	31,90	48,79	32,67	31,95
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)		20,69	21,72	20,64	20,19
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)	(gCO ₂ eq./kWh _{eq})	389,0	388,7	392,9	379,6
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	232	232	233	228
Emissioni dirette di metano Eni (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	39,1	16,6	49,6	54,5
di cui: fuggitive upstream		6,0	2,0	7,2	9,2
Intensità emissiva di metano upstream	(%)	0,06	n.a.	0,06	0,09
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm ³)	2,1	n.a.	2,1	2,2
di cui: di routine Upstream		1,0	n.a.	1,1	1,2
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,73	0,52	0,79	0,81
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(d)		174	n.a.	164	176
Net GHG Emissions (Scope 1+2+3) ^(e)		200	n.a.	194	210
ENERGIA					
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ^(f)	(GWh)	4.242	3.624	2.836	1.166
Consumo di fonti primarie	(milioni di GJ)	497,5	316,2	484,4	529,1
di cui: gas naturale/fuel gas		473,9	237,1	395,1	429,0
di cui: altre fonti primarie		23,6	79,1	89,3	100,1
Energia primaria acquistata da altre società		17,1	13,4	17,6	21,7
di cui: energia elettrica		15,0	11,3	15,1	18,3
di cui: altre fonti ^(g)		2,0	2,0	2,5	3,4
Consumo di idrogeno		1,6	1,6	1,3	1,7
Consumo totale di energia		516,2	331,7	503,2	552,5
Consumo di energia da fonti rinnovabili		1,3	1,3	1,2	1,5
di cui: energia elettrica da fotovoltaico		0,1	0,1	0,03	0,6
di cui: biomasse		1,2	1,2	1,1	0,9
Export di energia elettrica ad altre società		192,7	173,2	177,8	183,0
Export di calore e vapore ad altre società		5,2	4,7	5,7	5,4
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	123,0	123,0	115,5	116,4
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	1,45	n.a.	1,41	1,45
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)	(tep/MWh _{eq})	0,16	0,16	0,18	0,16
PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI					
Produzioni vendute di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	635	n.a.	428	585
R&S					
Spesa in R&S	(milioni di euro)	166	166	164	177
di cui: relative alla decarbonizzazione		135	135	114	114
Domande di primo deposito brevettuale ^(h)	(numero)	28	28	23	30
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		14	14	13	11

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati/cooperati. Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) cooperate relative al settore Upstream ammontano a ca 15,4 milioni di tonnellate.

(b) 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 (associazione senza fini di lucro dell'ONG per le questioni ambientali e sociali).

(c) Net Carbon Footprint Eni (Scope 1+2) più emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti. Dato contabilizzato su base equity, per maggiori informazioni si veda il capitolo Nota Metodologica.

(d) In linea con gli obiettivi strategici aziendali, tale indicatore viene rendicontato su base equity. Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude.

(e) Sono compresi il vapore, il calore e l'idrogeno.

(f) I dati 2023 relativi ai nuovi primi depositi brevettuali, totali e da fonti rinnovabili, includono il contributo della società Novamont per un totale di 9, tutti relativi a fonti rinnovabili.



88441 / 427



Il business di Eni ambisce all'eccellenza operativa attraverso un impegno continuo per la valorizzazione, la salute e la sicurezza delle persone, l'integrità degli asset, la tutela dell'ambiente, il rispetto dei diritti umani, la trasparenza e l'integrità del business. Questi elementi consentono ad Eni di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel proprio percorso di trasformazione.

PERSONE



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 propria strategia di lungo termine. 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 importante 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 necessarie. Nel 2023 sono proseguite le iniziative volte alla diffusione e assimilazione nei processi e nella cultura interna un nuovo modello di capacità e comportamenti volto alla gestione efficace della transizione, avviando anche processi di revisione dei modelli professionali e l'aggiornamento delle competenze per favorire la crescita di professionalità più complete e integrate. Relativamente alla gestione delle proprie risorse, Eni ha avviato un nuovo modello di gestione delle risorse che definisce percorsi di sviluppo lungo tutto il ciclo di vita aziendale, diversificati e coerenti con il nuovo modello di business al fine di valorizzare le diverse professionalità e i talenti in una logica inclusiva, favorendo la motivazione, il senso di appartenenza e la proattività delle persone. In tale ambito nel corso del 2023, sono stati finalizzati i processi di nomina di circa 350 profili senior, è stata completata la revisione dei modelli professionali e l'autovalutazione delle competenze riguardanti circa 3.500 risorse, mentre sono state avviate le attività di aggiornamento dei modelli che coinvolgeranno ulteriori 7.500 risorse, nonché avviate le attività per le restanti aree professionali. Inoltre, sono state riprese le iniziative di mobilità interna, registrando per il 2023 un incremento di circa il 10% rispetto all'anno precedente, anche grazie al miglioramento del sito di job posting interno e delle iniziative di mobilità internazionale, rafforzando una cultura trasversale che valorizzi la ricchezza dello scambio continuo e del confronto tra contesti.

LA CULTURA DELLA PLURALITÀ E DELLO SVILUPPO DELLE PERSONE

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 bilanciamento del lavoro con le istanze personali e familiari delle persone di Eni.

L'attenzione ad una cultura inclusiva è dichiarata nella Mission e nel corpo normativo, ampliato, a novembre 2023, con l'emissione della prima Policy specifica, che comprende il modello D&I, i principi di riferimento e gli impegni assunti nelle proprie attività in Italia e all'estero. I principi e gli impegni riguardano, in particolare: (i) la valorizzazione della diversità, con l'impegno a riconoscere l'espressione delle caratteristiche individuali e a scongiurare episodi di discriminazione in relazione a: colore, sesso, religione, origine etnica, opinione politica, origine sociale o nazionale, disabilità, identità di genere, orientamento sessuale, status sociale, età o qualsiasi altra forma di diversità contemplata dal diritto internazionale. In tale ottica, Eni supporta lo sviluppo di un business internazionale basato su equità, dignità, pari opportunità, diffusione di valori etici ed integrazione; (ii) l'equità, garantendo e valorizzando un ambiente di lavoro fisicamente e socialmente equo, fornendo a ciascuna persona gli strumenti necessari per avere pari accesso alle risorse e alle opportunità aziendali, libertà di espressione e promuovendo la parità di genere e l'empowerment femminile sul lavoro, nelle pratiche di business, e nei rapporti con le comunità, integrando una prospettiva di parità di genere nei processi e nelle attività promosse, anche attraverso la realizzazione di assessment specifici; anche le iniziative di comunicazione e commerciali sono attenzionate per promuovere una visione inclusiva dell'azienda senza stereotipi di genere; (iii) l'unicità, che favorisce l'ascolto di ciascun dipendente nell'ottica di sviluppare una cultura organizzativa che valorizzi le caratteristiche distintive di ognuno; (iv) l'inclusività, che promuove la cultura della pluralità per un contesto di lavoro partecipativo, supportando l'ascolto, il dialogo e la diffusione di un mindset inclusivo e collaborativo, a partire da un forte commitment del management volto alla valorizzazione delle diversità.

Il coordinamento complessivo è assicurato da un'unità dedicata che sviluppa la strategia in materia di D&I e coordina il portfolio di iniziative, mentre le altre funzioni aziendali, assicurano la realizzazione di iniziative di inclusione, anche con la definizione di obiettivi (performance management) per lo sviluppo del capitale umano. Affinché si consolidi l'impegno individuale e la responsabilizzazione delle persone, vengono organizzate azioni di ascolto, sensibilizzazione, comunicazione sui temi D&I. In particolare nel 2023 si segnalano le iniziative: (i) D&I Matters, corso formativo focalizzato



88441 / 428

su alcuni ambiti di diversità, analizzati secondo la lente dei pregiudizi inconsapevoli e sulle azioni per il superamento degli stereotipi stessi; (ii) EniforInclusion, format interno di comunicazione che prevede la condivisione di storie di inclusione con il coinvolgimento di persone Eni e di testimonial esperti esterni; (iii) Design Our Inclusion, progetto basato sulla metodologia del Design Thinking volto a misurare l'impatto delle iniziative in corso e la sensibilità aziendale sulle tematiche D&I oltre, e soprattutto, a generare nuove idee e co-progettare nuove iniziative con le persone Eni; (iv) Community D&I, canale diretto di comunicazione con i colleghi Eni in tutto il mondo, che conta circa 2000 iscritti, e il cui piano di comunicazione prevede la condivisione di informazioni circa eventi D&I organizzati internamente o da associazioni di cui Eni è partner (es. Parks, Valore D), oltre ad informazioni circa giornate internazionali su temi D&I; (v) coinvolgimento dei Business di Eni all'estero attraverso l'ascolto diretto e la definizione di un piano di attività specifico per il contesto internazionale in cui Eni opera; (v) rafforzamento della presenza e dell'empowerment femminile anche mediante attività per l'attrazione di talenti femminili e promozione delle materie tecnico-scientifiche (STEM) tra le studentesse, con la valorizzazione della presenza femminile verso posizioni di responsabilità aziendali. Inoltre, sono state realizzate delle partnership finalizzate a rafforzare l'empowerment e l'imprenditorialità femminile (es. Women X Impact, collaborazione nelle iniziative di Valore D).

Eni monitora annualmente il gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile, riscontrando il sostanziale allineamento delle retribuzioni. Inoltre, in relazione agli standard ILO, Eni effettua annualmente analisi sulla retribuzione del personale locale nei principali Paesi in cui opera, da cui si evidenziano livelli minimi salariali del personale Eni significativamente superiori sia ai salari minimi di legge, sia ai livelli retributivi minimi di mercato, individuati per ciascun Paese da provider internazionali (si veda Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023).

FORMAZIONE

Eni considera la formazione uno strumento fondamentale a supporto del cambiamento e ne garantisce la fruizione attraverso momenti di formazione in aula (con un incremento di ore che passa dal 43% del 2022 al 57% nel 2023) e in modalità distance. Transizione energetica e transizione digitale rappresentano due ambiti centrali nello sviluppo delle competenze delle persone Eni in coerenza con le strategie aziendali. Lo sforzo di Eni è quello di incidere sulle soft skills e hard skills accompagnando e supportando le persone nel processo di trasformazione in essere. In questo quadro si inseriscono le iniziative formative su tematiche quali economia circolare, decarbonizzazione ed energie rinnovabili, finalizzate a garantire un upskilling continuo. Nel 2023 è stato importante l'impegno di Eni anche sulle tematiche della D&I, attraverso un percorso disponibile per tutti i dipendenti, e della "Zero Tolerance: Violenza e Molestie sul Lavoro", che ha interessato oltre l'80% dei colleghi Eni.

RELAZIONI INDUSTRIALI

In Italia, il contratto di espansione sottoscritto tra Eni, il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali e le organizzazioni sindacali, con validità biennale (2022-23), si è confermato anche nel 2023 uno strumento a supporto della trasformazione finalizzata alla transizione energetica. Consente infatti un ricambio generazionale, attraverso l'inserimento di nuove professionalità chiave per il processo di decarbonizzazione, l'attuazione di un importante investimento per la formazione con percorsi di upskilling e reskilling, e allo stesso tempo un importante piano di turn over. Nel 2023 sono proseguiti gli incontri con le organizzazioni sindacali previsti dal Protocollo INSIEME "Modello di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica" e sono state avviate le nuove iniziative di potenziamento del welfare con interventi in ambito sanitario, previdenziale, per il supporto al reddito, housing e per il supporto nella gestione familiare previste da NOI-Protocollo iniziative e servizi per il well-being delle persone Eni. Obiettivo del Protocollo NOI è ricercare un giusto bilanciamento delle attività lavorative, con un approccio sempre più attento alla sfera personale e sociale e sempre più vicino alle esigenze delle persone, attraverso un miglioramento dell'offerta di servizi esistenti e rendendone più facile l'accesso su tutto il territorio.

All'estero, a luglio 2023, si sono svolti a Madrid gli incontri di relazioni industriali internazionali quali l'incontro del Comitato Aziendale Europeo (CAE) dei dipendenti Eni, l'incontro dell'Osservatorio Europeo per la Salute, la Sicurezza e l'Ambiente e, a novembre, l'incontro annuale previsto dall'Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa. Gli incontri si sono incentrati, tra le altre tematiche, su un esame approfondito del Piano Strategico 2023-2026, dei principali indicatori dell'occupazione ed in materia di salute e sicurezza, dando spazio anche a momenti di formazione sui recenti orientamenti sovranazionali in materia di lavoro. Gli incontri periodici del Comitato Ristretto del CAE hanno invece approfondito l'esame di alcuni specifici business e l'informazione su cambiamenti organizzativi significativi del 2023. Nel corso dell'anno è altresì proseguita la graduale estensione dello Smart Working alle realtà estere.

WELFARE AZIENDALE E WORK-LIFE BALANCE

Eni si è dotata di un sistema di welfare aziendale e di benefit che comprende un insieme di servizi, iniziative e strumenti, rivolti a migliorare il benessere dei dipendenti. Il modello di Smart Working (SW) Eni (accordo sottoscritto ad ottobre 2021) prevede per tutti i dipendenti in Italia 8 gg/mese per le sedi uffici e 4 gg/mese per i siti operativi e numerose opzioni Welfare a sostegno non solo della genitorialità e disabilità ma anche della salute delle persone o dei loro familiari conviventi, ulteriormente arricchito con un'opzione per gestire casi di problemi di salute temporanei, improvvisi e non pianificabili di un componente convivente del nucleo familiare. Il modello di SW è stato progressivamente adottato anche in altri Paesi in coerenza con le normative locali. Inoltre, con riferimento ai temi della genito-



88441 / 429

rialità, in tutti i Paesi di presenza, Eni ha continuato a riconoscere: 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori, 14 settimane minime di congedo per il primary carer come da convenzione ILO e il pagamento di un'indennità pari ad almeno i 2/3 della retribuzione percepita nel periodo antecedente. Per quanto riguarda i servizi di welfare, Eni offre un piano di iniziative che rispondono a bisogni che riguardano l'ambito familiare (dai servizi ricreativi ed educativi per i figli, a quelli di assistenza per i familiari non autosufficienti), a quello della promozione della salute e del benessere psicofisico (iniziative di prevenzione dedicate, sportello psicologico e disponibilità di strutture sportive convenzionate) e interventi di supporto al reddito (prestiti agevolati, previdenza complementare e assistenza sanitaria integrativa). Il 2023 è stato caratterizzato dalla realizzazione di nuove importanti iniziative che hanno arricchito l'offerta esistente attraverso il potenziamento dei servizi in ambito sanitario, di supporto alla genitorialità e di sostegno al reddito, definiti nel Protocollo NOI sottoscritto con le organizzazioni sindacali.

SALUTE

Eni considera la salute un diritto umano fondamentale, tutela e promuove il benessere psico-fisico e sociale dei lavoratori, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera (in merito alla salute delle comunità si veda il capitolo Alleanze per lo sviluppo), tenendo conto della dimensione bio-psico-sociale della salute e dei più elevati standard internazionali. L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. In un contesto epidemiologico in continua evoluzione e di fronte alle sfide della transizione energetica, è sempre più strategico promuovere la cultura della salute e l'accesso a servizi sanitari adeguati. Per affrontare queste sfide, Eni ha sviluppato un sistema di gestione della salute integrato in tutte le realtà operative, che comprende le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, iniziative di promozione della salute, attività di valutazione degli impatti delle operazioni aziendali sulla salute delle comunità, nonché programmi specifici a supporto delle comunità presso cui opera. La strategia per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi legati alla salute, a: (i) potenziare l'accesso all'assistenza per tutte le persone Eni, rafforzare gli interventi a favore delle comunità, potenziare i presidi emergenziali, con particolare riferimento alle malattie infettive ed eventuali focolai epidemici e pandemici, e potenziare i servizi e le iniziative a supporto di situazioni di vulnerabilità, con particolare riferimento alla tutela della salute mentale; (ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative a favore dei lavoratori, dei loro familiari e delle comunità identificate sulla base dei dati disponibili relativi allo stato di salute della popolazione; (iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche con il contributo di attività di ricerca scientifica, in considerazione dei rischi collegati ai nuovi progetti e ai processi industriali e alla luce delle risultanze delle attività di igiene industriale;

(iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e dei servizi sanitari attraverso l'utilizzo di tecnologie dell'informazione, della telemedicina e della comunicazione mobile. Nel 2023 sono proseguite, in tutte le società, le attività di rafforzamento e potenziamento del sistema di gestione per promuovere e mantenere la salute e il benessere fisico, mentale e sociale delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi, attraverso attività di sensibilizzazione e di prevenzione grazie ai nuovi strumenti digitali di comunicazione interna. È proseguita inoltre l'attività di ricerca in collaborazione con centri di ricerca e università per la valutazione degli impatti sulla salute relativi ai nuovi processi produttivi e modelli di business legati alla transizione energetica, con particolare attenzione alle bioraffinerie e all'agribusiness. È stata rafforzata la collaborazione con le istituzioni sanitarie nei Paesi di presenza ed il presidio di organizzazioni internazionali, tra cui il Comitato Salute di IOGP (International Organization of Oil & Gas Producers), IPIECA ed è stato avviato un progetto in collaborazione con l'Organizzazione Internazionale del Lavoro per migliorare la sicurezza e la salute sul lavoro dei piccoli agricoltori coinvolti nelle iniziative agroindustriali di Eni in Kenya e in Costa d'Avorio.

Metriche e commenti alle performance

OCCUPAZIONE E DIVERSITY

Overview - L'occupazione complessiva è pari a 32.321 persone di cui 21.336 in Italia (66% dell'occupazione) e 10.985 all'estero (34% dell'occupazione). Nel 2023 l'occupazione a livello mondo cresce di 945 persone rispetto al 2022, pari al +3%, con un incremento concentrato in Italia di +865 dipendenti mentre all'estero di +80 risorse. L'incremento dell'occupazione complessiva è sostanzialmente riconducibile ad operazioni di M&A (acquisizioni in ambito Energy Evolution parzialmente compensate da cessioni in ambito Natural Resources). Nel 2023, la presenza femminile ha registrato un incremento di +0,5 punti percentuali vs. il 2022 con una contestuale crescita anche nelle posizioni di responsabilità (+0,7 punti percentuali verso il 2022). Si evidenzia inoltre una percentuale più elevata di donne (3,8% sul totale delle donne) con contratto part-time, rispetto agli uomini che rappresentano lo 0,2% sul totale degli uomini.

Assunzioni - Complessivamente, nel 2023 sono state effettuate 2.630 assunzioni (+4,2% ca. vs. 2022) di cui 1.949 con contratti a tempo indeterminato (+8,5% ca. vs. 2022). Circa il 46% delle assunzioni a tempo indeterminato ha interessato dipendenti fino ai 30 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 64% ha riguardato la Direzione Energy Evolution, principalmente per supportare lo sviluppo di attività di business collegate alla transizione energetica come la produzione di energia da fonti rinnovabili, economia circolare e di efficienza energetica, (1.678 di cui 1.267 a tempo indeterminato e 411 a tempo determinato), il 18% ha riguardato la Direzione Natural Resources (totale 467 di cui 306 a tempo indeterminato e 161 a tem-



88441/430

po determinato) e il rimanente 18% Support Functions (totale 485 di cui 376 a tempo indeterminato e 109 a tempo determinato) sia nelle attività tradizionali che nelle aree Tecniche (IT, R&D e Ingegneria) a supporto del business in sviluppo.

Risoluzioni - Sono state effettuate 2.368 risoluzioni (1.268 in Italia e 1.100 all'estero) di cui 1.942 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato¹⁶, realizzate anche attraverso l'applicazione di strumenti straordinari che minimizzano l'impatto sociale (Contratto di espansione e isopensione), con un'incidenza di personale femminile pari a ca. il 32%. Il 39% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2023 aveva età inferiore a 50 anni.

Tasso di Turnover - Il processo di trasformazione di Eni, che necessita di un forte ricambio di competenze per sostenere la transizione energetica, è evidenziato anche dall'andamento del tasso di turnover che nel 2023 rimane sostanzialmente allineato al 2022, anno in cui si è registrato il valore più rilevante degli ultimi 4 anni. Nell'ambito delle azioni di inclusività, i dati di turnover di personale femminile sono in aumento vs. il 2022 di +0,6 p.p. (turnover donne pari a 16,8% vs. turnover uomini 10,9%).

Diversity & Inclusion - Nel 2023 la percentuale del personale femminile cresce di 0,5 p.p. vs. il 2022 e si attesta al 27,38% (rapporto totale donne su totale occupazione). L'incidenza delle donne sulle singole qualifiche è la seguente (rapporto qualifica donne sul totale qualifica): 18,17% dirigenti, 30,34% quadri, 30,77% impiegati, 15,1% operai; tali percentuali sono incrementate per tutte le qualifiche rispetto al 2022. La percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione e negli organi di controllo delle società controllate è aumentata rispetto al 2022, ed è pari rispettivamente al 28% e al 43%. Nel 2023, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 29,2% rispetto al 28,5% registrato nel 2022. In Eni, il 33% delle figure a diretto riporto dell'AD sono donne. Le assunzioni a tempo indeterminato di donne nel 2023 sono complessivamente 763 su 1.949 totali pari al 39,2%, in aumento vs. 2022 di ca. +2,3 p.p. con una crescita in linea con il processo intrapreso da Eni volto a favorire un tasso di sostituzione delle donne maggiore a quello degli uomini per permettere un più rapido raggiungimento dell'equilibrio di genere. Il numero dei dipendenti non italiani in posizione di responsabilità negli ultimi anni si attesta mediamente a ca. il 20%; il dato 2023 è sostanzialmente in linea rispetto al 2022

con una leggera flessione di -0,7 p.p. anche a causa delle operazioni M&A. La popolazione Eni è composta da 110 nazionalità diverse. In Italia, nel 2023, si sono registrate 70 nuove assunzioni di personale appartenente a categorie protette (Legge 68/99), per un totale di risorse a ruolo Eni e in società controllate di circa 670. Inoltre, Eni ha sottoscritto impegni istituzionali per l'inserimento, nell'arco dei prossimi anni, di ca. 120 risorse, impegno che sarà ulteriormente incrementato fino a ca. 250 risorse.

Occupazione in Italia - In Italia sono state effettuate 1.472 assunzioni di cui 1.329 a tempo indeterminato (38,7% donne). L'aumento dell'occupazione di +865 unità (+4,2%) è dovuto principalmente alle operazioni M&A (acquisizione Novamont in ambito Energy Evolution). Si riscontra un incremento del +20,7% della popolazione under 30 a favore di una lieve riduzione delle fasce di età senior: la popolazione over 50 si è ridotta del -0,7%. Sempre in Italia, nel 2023 si registrano 1.268 risoluzioni, di cui 1.146 a tempo indeterminato (di cui il 30% ca. di donne). L'uscita di personale è stata realizzata anche attraverso strumenti straordinari che minimizzano l'impatto sociale (Contratto di espansione e isopensione), compensata quasi integralmente da nuove assunzioni. Complessivamente in Italia si registra a fine 2023 un rapporto di sostituzione tra nuove assunzioni e risoluzioni a tempo indeterminato di ca. 1,16:1 (1,16 ingressi a fronte di 1 uscita).

Occupazione all'estero - La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'87% nell'ultimo triennio. All'estero nel 2023 sono state effettuate 1.158 assunzioni di cui 620 a tempo indeterminato (di cui il 40,2% di donne). Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +58 con 1.158 assunzioni (65% Direzione Energy Evolution; 22% Direzione Natural Resources; 13% Support Functions) e 1.100 risoluzioni di cui 796 a tempo indeterminato. Di queste risoluzioni l'11,8% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 30 anni, e il 34,9% ha riguardato personale femminile. All'estero, rispetto all'anno precedente, si registra una crescita di +80 risorse (+0,7%) così articolata: -35 risorse locali (-0,4%), gli espatriati italiani restano stabili, +115 risorse internazionali (+30%). All'estero operano complessivamente 1.499 espatriati (di cui 1.001 italiani e 498 espatriati internazionali).

Occupazione per linea di business - Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 20%, il settore Plenitude, per il 19% i settori della Chimica e Support e in percentuali minori le altre

(16) Di cui circa il 55% per pensionamenti e il 32% per dimissioni.



88441/432

linee di business che hanno ulteriormente consolidato il loro assetto delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato principalmente i business Chimica (27%), Upstream (21%) e Support (20%).

Età media - L'età media delle persone Eni nel mondo è di 44,7 anni (45,5 in Italia e 43,3 all'estero), con un ringiovanimento rispetto al 2022 (45,1); tale risultato è stato conseguito grazie all'importante lavoro di turnover, realizzato attraverso il ricorso agli strumenti straordinari di incentivazione all'esodo (Contratto di espansione e l'isopensione) combinato con un importante programma di assunzioni rivolto in particolare alle professionalità innovative e alle figure Junior. Nel dettaglio le età medie per categoria sono: 53,2 anni (53,4 in Italia e 52,5 all'estero) per dirigenti, 48,5 anni (49 in Italia e 47,1 all'estero) per i quadri, 43,7 anni (44,2 in Italia e 42,6 all'estero) per impiegati e 40,3 anni (40,2 in Italia e 40,3 all'estero) per il personale operaio.

Processi di valutazione - Nel 2023, i processi di valutazione delle performance e di management review hanno coperto rispettivamente l'85% e il 95% della popolazione target, mentre le attività di valutazione del potenziale il 95% del totale programmato, leggermente in flessione in particolare per l'estero, anche a seguito di un turn over fisiologico e da contingenze specifiche (es. mobilità delle risorse o riorganizzazioni societarie).

REMUNERAZIONE

Eni monitora annualmente l'equità salariale, principio esplicitamente richiamato nelle disposizioni di attuazione annuale delle politiche retributive, anche al fine di valutare eventuali azioni correttive. In particolare, il pay ratio di genere a livello globale risulta pari nel 2023 a 101 per la remunerazione fissa (Italia 102) e 97 per la remunerazione totale (Italia 97). L'indicatore, calcolato per categoria professionale presenta un sostanziale allineamento delle remunerazioni anche per middle manager e impiegati mentre per senior manager e operai, gli scostamenti sono riferibili principalmente ad una più ridotta presenza femminile. Per quanto riguarda il rapporto tra la remunerazione dell'AD/DG e la mediana dei dipendenti Italia (principale sede operativa), l'indicatore nel 2023 risulta pari a 35 per la remunerazione fissa e a 172 per la remunerazione totale; considerando tutti i dipendenti, tali rapporti risultano pari rispettivamente a 36 e 180. La remunerazione totale mediana di tutti i dipendenti rispetto al 2022 è variata del 2,5% mentre quella dell'AD/DG è varia-

ta del 32% principalmente per la variazione dell'Incentivo di Lungo Termine Azionario assegnato dovuta all'incremento del prezzo del titolo Eni nel periodo di riferimento (15,27 euro vs. 8,21 euro).

RELAZIONI INDUSTRIALI

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 56,28%. 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.

FORMAZIONE

Nel 2023 si registra un trend in aumento rispetto al 2022 su tutti gli indicatori di formazione. Le ore totali fruite registrano un incremento del 23% mentre il valore medio del 18%; tutte le categorie professionali registrano un aumento ma la percentuale più alta si riscontra nelle categorie degli impiegati e degli operai. Si segnala, inoltre, una crescita anche della spesa media dell'11% dovuta sia all'incremento delle ore di formazione che ad una ripresa importante della formazione in aula, che nel 2023 rappresenta il 57% delle ore complessive contro il 43% del 2022. Delle oltre 1 milione di ore di formazione nell'anno, l'80% sono state fruite da uomini e il 20% da donne.

SALUTE

Nel 2023, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 346.523, di cui 222.806 a favore di dipendenti, 58.202 a favore di familiari, 56.965 a favore di contrattisti e 8.550 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2023 è pari a 90.798, di cui 65.074 dipendenti, 23.632 contrattisti e 2.092 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2023 si registrano 54 denunce, di cui 17 riguardanti personale attualmente impiegato e 37 relative ad ex dipendenti. Delle 54 denunce di malattia professionale presentate nel 2023, 2 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti). Nell'ambito delle iniziative digitali per il monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor, nel 2023 sono stati testati 49 sensori presso i siti operativi onshore in Italia e si prevede un target di 100 sensori al 2027, includendo l'offshore e l'estero.





88441/432

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021
OCCUPAZIONE E DIVERSITY⁽¹⁾				
Dipendenti ⁽²⁾	(numero)	32.321	31.376	31.888
Donne		8.849	8.427	8.360
Italia		21.336	20.471	20.632
A tempo indeterminato		21.168	20.340	20.512
A tempo determinato		168	131	120
Part-time		261	287	324
Full-time		21.075	20.184	20.308
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, etc.)		329	259	100
Estero		10.985	10.905	11.256
A tempo indeterminato		10.215	10.084	10.599
A tempo determinato		770	821	657
Part-time		115	288	141
Full-time		10.870	10.617	11.115
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, etc.)		2.464	2.433	2.728
Africa		2.711	2.867	3.189
Americhe		1.930	1.872	1.731
Asia		2.506	2.520	2.786
Australia e Oceania		101	89	88
Resto d'Europa		3.737	3.557	3.462
Under 30		3.240	2.771	2.587
30-50		18.427	17.803	17.302
Over 50		10.654	10.802	11.999
Dipendenti all'estero locali	(%)	86	87	88
Dipendenti per categoria professionale:	(numero)			
Dirigenti		941	948	966
Quadri		9.258	9.056	9.113
Impiegati		16.140	15.479	15.554
Operai		5.982	5.893	6.255
Dipendenti a tempo indeterminato		31.383	30.424	31.111
Dipendenti a tempo determinato		938	952	777
Dipendenti full-time		31.945	30.801	31.423
Dipendenti part-time		376	575	465
Lavoratori non dipendenti (atipici interinali)		2.793	2.692	2.828
Assunzioni a tempo indeterminato		1.949	1.796	967
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		1.942	2.215	2.275
Tasso di turnover ⁽³⁾	(%)	12,5	12,6	10,5
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni		28	24	24
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni ⁽⁴⁾		43	38	43
Dirigenti e quadri locali all'estero		18,27	17,73	18,03
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità		19,1	19,8	20,6
Dipendenti che hanno usufruito del congedo parentale	(numero)	945	522	n.d.
di cui: uomini (rientrati)		619	129	n.d.
di cui: donne (rientrate)		326	393	n.d.
Tasso di rientro al lavoro dopo congedo parentale	(%)	92,91	98,08	n.d.
di cui: uomini		97,58	95,35	n.d.
di cui: donne		84,05	98,98	n.d.



88441/633

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021
RELAZIONI INDUSTRIALI				
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	86,95	87,72	81,6
Italia		100	100	100
Estero		56,28	54,87	41,6
FORMAZIONE				
Ore di formazione fruite	(numero)	1.154.495	939.393	960.152
Ore di formazione fruite medie per dipendente per categoria professionale		36,7	31,1	31,3
Dirigenti		27,6	26,6	30,0
Quadri		30,9	28,3	31,9
Impiegati		38,5	31,7	30,0
Operai		42	35,1	35,0
Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time	(€)	1.805,1	908,2	895,8
SALUTE				
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	54	29	30
Dipendenti		17	3	7
Precedentemente impiegati		37	26	23

(a) Dal 2023 i dati relativi all'occupazione includono Novament.

(b) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(c) Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.

(d) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.

PAY RATIO DI GENERE - 2023^(a)

	Remunerazione fissa	Remunerazione totale
DIPENDENTI ITALIA		
Pay ratio (donne vs. uomini)		
Senior Manager	87	79
Middle Manager e Senior Staff	97	98
Impiegati	101	101
Operai	85	85
TUTTI I DIPENDENTI IN ITALIA E ALL'ESTERO		
Pay ratio (donne vs. uomini)		
Senior Manager	87	79
Middle Manager e Senior Staff	93	93
Impiegati	98	98
Operai	94	93

(a) Il pay ratio di genere è calcolato come rapporto della retribuzione media delle donne e la retribuzione media degli uomini.





88441/436

SICUREZZA



Eni considera la **cultura della sicurezza** diffusa tra dipendenti, contrattisti e stakeholder un diritto fondamentale al lavoro ed un valore imprescindibile per il raggiungimento dei propri obiettivi di business. Infatti, Eni investe costantemente nell'implementazione di tutte le azioni necessarie per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, 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 il suo impegno rivolto all'azzeramento degli infortuni e alla salvaguardia dell'integrità degli asset. Tuttavia, nonostante l'impegno profuso in tal senso, nel 2023 è occorso un infortunio mortale che ha coinvolto un lavoratore contrattista all'estero. Dall'analisi di tutti gli eventi incidentali dell'anno è emersa la preponderanza di cause appartenenti all'area Sistemi Integrati & Performance Umana e, in particolare, alla Direzione lavori ed esecuzione dell'attività. Per prevenire il ripetersi di tali incidenti, oltre al continuo aggiornamento dei documenti gestionali e delle istruzioni operative, sono state introdotte sia iniziative per rinforzare la sensibilità e il coinvolgimento di dipendenti e contrattisti in ambito HSE (Safety Leadership, Coaching Program, promozione della Stop Work Authority¹⁷), sia attività volte al miglioramento delle aree di lavoro in termini di **sicurezza del personale**, nonché l'implementazione di nuove tecnologie digitali a supporto della sicurezza operativa. Tale impegno si focalizza su competenze non tecniche, competenze tecniche e digitalizzazione. Per quanto riguarda le competenze non tecniche, nel 2023 è stato applicato il modello di analisi dei comportamenti e dell'affidabilità umana (metodologia THEME), su cinque siti, al fine di individuare strategie di azione per rafforzare le barriere umane. In merito alle competenze tecniche è stata lanciata la nuova campagna sui Principi e le Regole d'Oro sulla Sicurezza¹⁸, con particolare enfasi sulla Stop Work Authority e la Line of Fire¹⁹, con lo scopo di promuovere i principi fondamentali e i requisiti minimi di sicurezza da applicare ad attività rischiose, al fine di prevenire il verificarsi di possibili incidenti. Relativamente alla digitalizzazione, il tool Safety Pre-Sense, ossia lo strumento di intelligenza artificiale in grado di prevedere situazioni ricorrenti di pericolo a partire dai segnali deboli registrati nei database di sicurezza, ha generato 139 alert che hanno portato all'implementazione di 157 azioni preventive mirate. Sono state inoltre completate le attività propedeutiche per estendere, nell'arco di Piano 2024-27, a 60 ditte contrattiste lo Smart Safety, il sistema digitale che prevede l'utilizzo di dispositivi wearable per

allertare i lavoratori in condizioni di pericolo ed emergenza. Infine, è proseguita l'evoluzione e la promozione dell'App HSEni, accessibile in mobilità per segnalare condizioni non sicure, compilare checklist, e per la consultazione delle regole di sicurezza di Eni, completando il roll-out a circa 11.000 utenti su oltre 200 siti in tutto il mondo.

In ambito **Process Safety**, per ridurre al minimo gli incidenti e migliorare le performance, Eni ha svolto diverse attività: la realizzazione di un vademecum relativo ai Process Safety Fundamentals, i principi di sicurezza di processo da seguire durante le attività in impianto; la formazione di oltre 1000 risorse tecnico/operative e di area HSEQ tramite il percorso formativo appositamente sviluppato sulla Process Safety in Eni; l'approfondimento dei temi legati alla sicurezza nella gestione dei fluidi per le nuove filiere energetiche, rivedendo gli standard di sicurezza di processo, per includere requisiti di progettazione specifici per l'idrogeno, la CO₂ e altre sostanze da nuove filiere.

Eni applica a tutti i propri impianti il processo di **Asset Integrity**, allo scopo di garantire la corretta progettazione ed adeguata costruzione con i materiali più idonei, di applicare il massimo rigore nell'operatività degli impianti e di attuarne la corretta dismissione, gestendo anche i rischi residuali nel rispetto della sicurezza per le persone, della salvaguardia dell'ambiente e della reputazione. Nell'ambito dei rischi associati ad eventi naturali acuti e cronici, Eni affronta con i più avanzati strumenti scientifici e tecnici anche i rischi connessi al cambiamento climatico. A tal proposito, nel 2023, Eni si è dotata di provider di dati e modelli scientificamente avanzati affinché, nell'ambito della gestione di tali rischi, le ipotesi di lavoro, gli strumenti e le soluzioni tecniche siano sempre in linea coi valori e gli obiettivi di Eni. Per quanto riguarda la **gestione dei contrattisti**, è stata identificata un'unità dedicata, Safety Competence Center (SCC), che mira 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. SCC ha continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese, verso modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza e della tutela dell'ambiente sempre più preventiva, monitorando oltre 3.000 fornitori, pari a circa il 70% di quelli con potenziali criticità HSE in Italia, gestendo puntualmente le situazioni rilevate al di sotto dello standard e valorizzando le buone prassi innovative individuate, assicurandone la condivi-

(17) Con la Stop Work Authority ogni lavoratore operante in qualsiasi sito Eni ha l'autorità di interrompere un'attività quando rileva un comportamento o una condizione pericolosa.

(18) I Principi hanno un carattere trasversale e si applicano in tutte le situazioni lavorative. Le Regole D'Oro sono l'applicazione di criteri di buona pratica ed evidenziano aspetti comportamentali di particolare rilievo ai fini della prevenzione.

(19) Principio che prevede di rimanere fuori dalla Linea del Fuoco e controllare che anche tutti gli altri lavoratori facciano lo stesso.



88441/635

sione fra i contrattisti. Inoltre, i Patti per la Sicurezza e l'Ambiente (accordi volontari con le imprese) sono attivi in 92 siti in Italia e 13 nelle società all'estero in Albania, Congo, Egitto, Ghana, Indonesia, Libia, Nigeria, Messico, UK, US, Tunisia, e nel corso del 2024 verranno estesi in Algeria, Costa d'Avorio, Kenya e Oman. Nell'ambito della sicurezza di prodotto Eni continua la promozione dell'**innovazione tecnologica** in linea con l'evoluzione normativa europea ed extra europea, in particolare con la Chemical Strategy for Sustainability (CSS), strategia dell'UE che mira alla protezione dalle sostanze chimiche nocive ed alla promozione di prodotti chimici più sicuri e sostenibili verso lo sviluppo di un sistema di gestione responsabile del prodotto lungo l'intera catena del valore. A tal proposito, Eni ha sviluppato un sistema trasparente, smart e user friendly indirizzato a tutti gli stakeholder che semplifica la gestione di tutti i prodotti chimici lungo la catena del valore e di tutte le informazioni e documentazioni ad essi connesse e che, grazie alla sua natura digitale, consente un monitoraggio continuo e in tempo reale di tali informazioni, fornendo un valido supporto nella raccolta di documentazione necessaria per gli adempimenti normativi e migliorando notevolmente la capacità di rispettare gli standard legislativi.

In merito al **sistema di gestione** relativo alla **salute e sicurezza** sul posto di lavoro, il sistema normativo HSE di Eni stabilisce i criteri di clusterizzazione delle linee datoriali di Eni SpA e delle sue società controllate in base al rischio HSE delle attività svolte. Sono identificate tre tipologie di cluster: cluster di rischio HSE significativo (attività industriali), per il quale è previsto l'obbligo di adozione di un sistema di gestione HSE, una certificazione secondo gli standard ISO 14001 e ISO 45001²⁰ e verifiche interne HSE annuali; cluster di rischio HSE 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 annuali o quinquennali; cluster di rischio HSE assente (assenza di dipendenti e di attività operative), per il quale non sono previsti obblighi specifici. In tale contesto, tutte le realtà a rischio significativo, sono coperte da certificazione ISO 45001 e ISO 14001 o ne hanno pianificato il conseguimento, così come tutte le realtà a rischio limitato hanno implementato un sistema di gestione HSE o ne hanno pianificato lo sviluppo. In particolare, a fine 2023: l'84% delle realtà a rischio significativo ha già conseguito la certificazione ISO 45001 e l'83% la ISO 14001, mentre l'83% delle realtà con obbligo di sviluppo di un

sistema di gestione HSE, ha già implementato un sistema di gestione HSE. Nel corso del 2023, in aggiunta alle verifiche da parte terza per il mantenimento delle certificazioni, sono stati svolti oltre 1.200 audit interni su tematiche HSE.

Metriche e commenti alle performance

Nel 2023 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è diminuito rispetto al 2022 (0,40 rispetto a 0,41 nel 2022), grazie alla riduzione del numero di infortuni totali registrabili dei contrattisti (78 rispetto a 88 nel 2022), mentre il numero di infortuni totali registrabili dei dipendenti è aumentato (44 rispetto a 25 nel 2022). In Italia il numero degli infortuni totali registrabili è aumentato (54 eventi rispetto ai 42 del 2022, di cui 24 dipendenti e 30 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato (+20%); all'estero il numero di infortuni è diminuito (68 eventi rispetto ai 71 del 2022, di cui 20 hanno coinvolto i dipendenti e 48 i contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è migliorato del 15%. È stato registrato 1 infortunio mortale per un contrattista in Nigeria, colpito da un oggetto durante le attività di manutenzione. L'indice di mortalità della forza lavoro è stato pari a 0,33. Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi²¹ della forza lavoro (calcolato sulla base degli infortuni con più di 180 giorni di assenza e con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale) è pari a 0,003 ed è legato ad un unico evento che ha causato inabilità permanente parziale ad un dipendente in Turkmenistan. Nel 2023 si è assistito ad un'ulteriore diminuzione della somma degli incidenti di sicurezza di processo Tier 1 e Tier 2²², che è in continua diminuzione dal 2016, indice di un'accresciuta attenzione ai temi della sicurezza di processo in tutti i siti Eni. In particolare, sono stati registrati 10 eventi di Process Safety (PSE) Tier 1 e 10 Tier 2. Il 60% degli eventi ha riguardato le attività upstream, il 30% le attività di raffinazione (15%) e petrolchimiche (15%) e il rimanente 10% le business unit Enilive ed Eni Rewind. Oltre la metà dei PSE (55%) ha avuto come esito uno sversamento di prodotto, il 30% un incendio e il 15% rilascio in atmosfera. Per quanto riguarda la segnalazione di eventuali pericoli sul lavoro, grazie ad iniziative e strumenti mirati al rafforzamento del reporting e l'analisi dei segnali deboli, anche nel 2023 è proseguito il trend in crescita di segnalazioni relative ad unsafe condition ed unsafe act.

(20) La ISO 14001 è relativa ai sistemi di gestione ambientale mentre la ISO 45001 è relativa ai sistemi di gestione della salute e della sicurezza.

(21) Il dato riportato è il migliore disponibile alla data di pubblicazione della DNF per l'anno in corso.

(22) Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi).





88441/436

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023		2022	2021
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,40	0,56	0,41	0,34
Dipendenti		0,45	0,65	0,29	0,40
Contrattisti		0,38	0,57	0,47	0,32
Eventi di process safety	(numero)				
Tier 1		10	10	17	16
Tier 2		10	9	21	24
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro		1	1	4	0
Dipendenti		0	0	0	0
Contrattisti		1	1	4	0
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,33	0,67	1,46	0,00
Dipendenti		0,00	0,00	0,00	0,00
Contrattisti		0,48	0,96	2,13	0,00
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	0,09	0,07	0,07	0,00
Dipendenti		0,01	0,02	0,01	0,00
Contrattisti		0,09	0,00	0,01	0,00
Near miss	(numero)	918	556	899	780
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	305,4	163,0	273,7	256,5
Dipendenti		90,4	58,6	85,6	82,9
Contrattisti		207,1	104,4	188,1	173,6

RISPETTO PER L'AMBIENTE



Eni, nei diversi contesti geografici in cui opera, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology, sia tecniche che gestionali. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali come l'acqua, alla minimizzazione delle emissioni inquinanti in atmosfera, alla riduzione degli oil spill, alla gestione dei rifiuti, alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici. La **cultura ambientale** diffusa attraverso iniziative di comunicazione, formazione e sensibilizzazione è una leva per assicurare una maggiore consapevolezza nella gestione degli aspetti ambientali. In questo ambito, nel 2023, Eni ha proseguito la promozione delle Environmental Golden Rules, lanciando una web serie di sette episodi per 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. I fornitori sono stati coinvolti anche in 16 patti per la sicurezza e l'ambiente che sono stati sottoscritti nel 2023 in Italia e all'estero, con i quali si sono impegnati a realizzare azioni di miglioramento tangibili e misurabili tramite l'Indice di Prestazione della Sicurezza e Ambiente. È inoltre proseguita l'iniziativa dei "Talk Ambientali" su temi di attualità ed è stato ampliato il percorso di sensibilizzazione "Insieme per l'ambiente", arricchito di nuovi moduli volti a rafforzare la capacità di intercettare e gestire i segnali

deboli ambientali. Inoltre, sono state condotte specifiche attività di engagement in Italia e in una realtà estera con la finalità di innalzare il commitment e la leadership aziendale nella gestione delle tematiche ambientali. In continuità con gli scorsi anni, Eni ha proseguito le attività dedicate alla digitalizzazione ambientale per l'ottimizzazione dei processi tramite, ad esempio, la realizzazione di strumenti informatici centrali per facilitare la gestione della compliance ambientale e di modelli di valutazione tecnico-gestionali dedicati per ciascun sito. Al fine di garantire la **gestione** efficiente della **risorsa idrica**, Eni valuta l'utilizzo dell'acqua con i relativi impatti sull'ecosistema, sugli altri utenti e sull'organizzazione stessa. In particolare, nelle aree a stress idrico realizza la mappatura e il monitoraggio dei rischi idrici e degli scenari di siccità per definire azioni di breve, medio e lungo termine volte anche a prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico. Inoltre, l'utilizzo della risorsa idrica è un elemento di approfondimento nella relazione con i fornitori da parte di Eni, nonché di stimolo al miglioramento. Nel 2021 Eni ha pubblicato il proprio **posizionamento sull'acqua**, nel quale si impegna a perseguire quanto previsto dall'adesione al CEO Water Mandate²³ e, in particolare, a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico. In ambito IPIECA invece Eni è impegnata a promuovere best practice nell'ambito della gestione della risorsa idrica attraverso un programma di formazione

(23) Il CEO Water Mandate è una speciale iniziativa istituita nel 2007 dal Segretario Generale delle Nazioni Unite e dal Global Compact delle Nazioni Unite (UNGC) in collaborazione con il Pacific Institute per promuovere la gestione dell'acqua da parte delle aziende in tutto il mondo.



88441/437

e condivisione delle esperienze di settore ed è inoltre attiva nella definizione dei criteri di water stewardship per il settore O&G ed energie alternative tra cui solare, eolico, idrogeno e biofuel. Gli impegni assunti proiettano Eni verso la ricerca di una gestione ottimale dell'acqua anche al di fuori del perimetro industriale, integrata nel territorio e in grado di minimizzare l'esposizione delle proprie attività al rischio idrico, attraverso un approccio integrato a livello di bacino idrografico. In termini di trasparenza, anche nel 2023 Eni ha fornito risposta pubblica al questionario CDP Water Security, ottenendo il punteggio B, migliore della media di settore. Eni persegue la riduzione dei prelievi di acqua dolce agendo su due leve: l'aumento dell'efficienza o dei ricicli interni di acqua dolce e la sostituzione delle fonti di acqua dolce di alta qualità (di falda, superficiale, municipale o da terzi) con acqua di bassa qualità, ad esempio, acqua da bonifica, reflua o dissalata. Eni Rewind è impegnata a rendere disponibile per usi industriali l'acqua trattata nei propri impianti di bonifica di acque di falda contaminate (TAF - Trattamento Acque di Falda), contribuendo, in tal modo, alla diminuzione dei prelievi di acqua di alta qualità. L'impegno ad aumentare la quota di acque di produzione reiniettate permette di ridurre i prelievi di acqua salata o salmastra, contribuendo quindi alla salvaguardia della risorsa idrica specialmente nelle aree a stress idrico²⁴. La realizzazione dei progetti specifici viene condotta nel rispetto delle autorizzazioni locali necessarie che, in alcuni casi, possono richiedere il coinvolgimento degli stakeholder locali. Inoltre, Eni si è dotata di precisi standard interni da utilizzare qualora le norme cogenti locali siano meno stringenti, o assenti, per quanto concerne la conservazione dell'ambiente e della risorsa idrica, sottostando, in ultima analisi, anche a quanto indicato dai principali standard internazionali. Con riferimento alle sostanze potenzialmente pericolose²⁵ per le quali gli scarichi sono oggetto di trattamento, Eni effettua il monitoraggio dei propri scarichi idrici e, in particolare, degli idrocarburi presenti nelle acque di scarico dopo trattamento e di oli totali nelle acque di produzione scaricate. Sono inoltre adottate soglie di preallarme interne nel caso di superamento della concentrazione di microinquinanti nelle acque scaricate, specifici per ogni attività produttiva, allo scopo di avviare eventuali azioni correttive in maniera tempestiva, qualora necessario.

Nel percorso verso il raggiungimento degli obiettivi globali di conservazione della natura, **l'economia circolare** rappresenta una delle leve fondamentali, e per questo, i principi di circolarità sono adottati da Eni nel proprio modello di business, nelle filiere esistenti e nello sviluppo di nuove filiere di prodotti. Approcci circolari sono adottati, ad esempio nell'upstream con il riutilizzo di asset e attrezzature e con il riciclo dei materiali, negli approvvigionamenti con la sensibilizzazione ed il coinvolgimento dei fornitori, nel downstream, con iniziative di trasformazione che riguardano le raffinerie tradizionali e la logistica e mediante la produzione di biocarburanti ottenuti dalla valorizzazione di scarti,

residui e rifiuti. Inoltre, si stanno sviluppando tecnologie di riciclo di plastiche e gomma, nonché progetti di valorizzazione di suoli, acque e rifiuti industriali e da bonifica. Eni ha continuato anche nel 2023 lo sviluppo in diversi contesti aziendali del proprio modello di misurazione della circolarità, validato da un ente terzo di certificazione. Inoltre, nel 2023 Eni ha avviato un progetto pilota per l'applicazione dello standard sperimentale UNI TS 11820 sulla misura della circolarità e collabora all'aggiornamento ed alla revisione della norma prevista per il 2024.

Nell'ambito della **gestione dei rifiuti** Eni pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica dei soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero ricercando ogni soluzione praticabile volta alla prevenzione dei rifiuti. La quasi totalità dei rifiuti di Eni in Italia è gestita da Eni Rewind²⁶, che si avvale degli strumenti digitali implementati negli ultimi anni per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti. Al fine di limitare gli impatti negativi legati ai rifiuti, viene fatto esclusivo ricorso a soggetti autorizzati, privilegiando le soluzioni di recupero a quelle di smaltimento, in linea con i criteri di priorità indicati dalla normativa comunitaria e nazionale. Eni Rewind, sulla base delle caratteristiche del singolo rifiuto, seleziona le soluzioni di recupero/smaltimento tecnicamente percorribili privilegiando nell'ordine il recupero, le operazioni di trattamento che riducano i quantitativi da avviare a smaltimento finale e gli impianti idonei a minor distanza dal sito di produzione del rifiuto; inoltre, sono svolti audit sui fornitori ambientali, nei quali viene valutata la loro gestione operativa dei rifiuti.

In merito alla gestione dei rischi connessi agli **oil spill**, Eni è costantemente impegnata su ogni fronte di intervento: prevenzione, preparazione e, a seguire, mitigazione, risposta e ripristino. Nell'ambito della prevenzione degli oil spill in Italia, in Val d'Agri sulla rete di produzione è stata effettuata la manutenzione annuale del sistema e-vpms²⁷ e quella prevista per il sistema di monitoraggio e allerta meteo Early Warning - Cassandra Meteo Forecast applicato al controllo continuo dei rischi idrogeologici, alla gestione dei deflussi idrici del Centro Olio Val D'Agri nonché al monitoraggio delle coltivazioni agricole (Agri-Hub). Considerando ancora il contesto italiano, sulla rete retail, è proseguito il risanamento cautelativo di ulteriori serbatoi interrati e la bonifica e messa fuori servizio di altri serbatoi di olio esausto. In Nigeria, nel corso del 2023, nell'ambito della strategia di gestione degli oil spill, sono proseguiti i test di funzionamento del sistema e-vpms²⁷, installato su alcuni tratti principali e secondari e pipeline del network. In aggiunta è stato testato l'utilizzo di droni al fine di migliorare l'identificazione delle attività illegali e per meglio supportare le agenzie di sorveglianza e le autorità nella riduzione dei fenomeni efferativi. Sono state anche potenziate le squadre intervento di identificazione e di riparazione dei punti di prelievo approntati a scopo di furto illegali con conseguente diminuzione degli impatti ambientali favorendo un'ulteriore riduzione, rispetto al

(24) Le aree a stress idrico sono individuate con l'impiego di Aqeduct, strumento realizzato dal World Resources Institute, e monitorate annualmente attraverso un'analisi interna attuata fino al dettaglio del singolo sito operativo.

(25) Come normato dal D.lgs. n. 152 (T.U. ambientale), o analogo riferimento normativo per Paesi esteri.

(26) Eni Rewind è la società ambientale di Eni 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.

(27) e-vpms²⁷ è una tecnologia di rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nella struttura delle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse, finalizzato ad individuare potenziali spill in corso.



88441/438

2022, degli oil spill legati alle attività operative. Eni prosegue l'impegno in termini di verifica, monitoraggio e sostituzione delle pipeline onshore e offshore al fine di garantire l'integrità degli asset e prevenire eventuali oil spill. Nel corso del 2023, nell'ambito delle metodologie di valutazione degli impatti ambientali a seguito degli oil spill: (i) è stata ulteriormente affinata la metodologia volta alla valutazione dei rischi derivanti da eventi naturali che possono coinvolgere le pipeline; (ii) effettuato in Libia lo studio "Spill Impact Mitigation Assessment" previsionale basato su linee guida IPIECA volto ad individuare e prioritizzare le opzioni di risposta in caso di eventuale oil spill. Eni continua a collaborare con IPIECA e IOGP - International Association of Oil & Gas Producers al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino a seguito di eventuali oil spill (di petrolio e di altre sostanze chimiche), partecipando alle iniziative regionali in collaborazione con IMO (International Maritime Organization) e GI WACAF (Global initiative West, Central and Southern Africa) e monitorando le attività dell'iniziativa OSPRI (Oil Spill Preparedness Regional Initiative). Nell'ambito del gruppo di lavoro IPIECA e IOGP, nel corso del 2023 sono state aggiornate e diffuse alcune Good Practice Guidance relative alla gestione delle emergenze oil spill. Operando su scala globale in contesti con diverse sensibilità ecologiche, Eni ha sviluppato nel tempo un modello di gestione della **Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES)**, avvalendosi di collaborazioni di lungo periodo con organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Tra quelle attive nel 2023 si segnalano: Fauna & Flora International (dal 2003), Wildlife Conservation Society (dal 2016) e IUCN - International Union for Conservation of Nature (dal 2022); dal 2008 Eni è membro di Proteus, partnership gestita da UNEP/WCMC (World Conservation Monitoring Centre) finalizzata alla raccolta e diffusione di dati ed informazioni a livello globale su biodiversità ed ecosistemi. Da anni, tale modello è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei siti e attività di Eni. Il modello di gestione BES, basato su un approccio risk-based e applicato alle operazioni esistenti e ai nuovi progetti assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali (come BES, cambiamento climatico, gestione delle risorse idriche) e sociali (come lo sviluppo delle comunità locali) siano identificate e gestite sin dalle prime fasi progettuali. Gli studi BES valutano per ciascuna fase del progetto la significatività di un impatto combinandone la magnitudo con la sensibilità dell'elemento BES nell'area coinvolta, considerando anche le opportunità di fornire un contributo positivo alla conservazione di aspetti BES prioritari. Ciò avviene attraverso l'applicazione sistematica della Gerarchia di Mitigazione per prioritizzare le misure preventive rispetto alle correttive e promuovere il miglioramento continuo della gestione BES verso l'assenza di perdite nette di biodiversità (no net loss) o miglioramento delle condizioni (net gain), a seconda dei rischi e del contesto specifico del progetto. La consultazione e la collaborazione con le comunità, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali aiutano a comprendere le aspettative e le preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e la biodiversità vengono utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano le esigenze locali. L'esposizione al rischio biodiversità viene

periodicamente valutata mappando i siti operativi di Eni rispetto alla loro vicinanza geografica con aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità, al fine di identificare i siti prioritari su cui eseguire ulteriori indagini per caratterizzare il contesto operativo-ambientale e valutare i potenziali impatti da evitare o mitigare attraverso Piani d'Azione (BAP - Biodiversity Action Plan). I BAP inoltre specificano i target, i monitoraggi, le tempistiche, le responsabilità e gli indicatori di performance e sono periodicamente aggiornati per tutta la vita del progetto garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Nel caso di aree naturali che sono riconosciute dall'UNESCO come siti con "Eccezionale Valore Universale" (OUV - Outstanding Universal Value), Eni ha adottato una politica di "NO GO". Nel 2019, Eni ha **comunicato il suo impegno** a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO; inoltre, nelle joint venture in cui Eni non è operatore, viene promosso con i partner lo sviluppo e l'adozione di buone pratiche gestionali in linea con la **Policy BES** di Eni. Inoltre, Eni partecipa in associazioni (es. IPIECA, WBCSD) per promuovere buone pratiche di gestione dei potenziali impatti del settore energetico sulla biodiversità e sugli ecosistemi. Infine, nel 2023 è stata aggiornata la sezione di approfondimento sul sito eni.com, per illustrare con maggiore dettaglio i risultati delle valutazioni dell'esposizione al rischio biodiversità per le operazioni del proprio portfolio e delle azioni di mitigazione, come previsto dalle raccomandazioni di trasparenza dell'accordo quadro globale della Convenzione sulla Diversità Biologica "Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework".

Metriche e commenti alle performance

Nel 2023 i prelievi di acqua di mare (1.089 Mm³, pari all'89% dei prelievi idrici totali) sono risultati in calo rispetto al 2022 di oltre il 15%, in particolare per gli andamenti registrati nei settori R&M e Chimica (-158 Mm³ per le fermate per manutenzione presso i petrolchimici di Porto Marghera e Porto Torres), E&P (-31 Mm³ per l'uscita dal dominio di Eni Angola SpA) e Corporate e Altre Attività (-15 Mm³, per l'uscita dal dominio di ILCV SpA).

I prelievi di acque dolci, pari a circa il 10% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre l'80% al settore R&M e Chimica, hanno registrato un complessivo aumento rispetto al 2022 (+7%) riconducibile principalmente al petrolchimico di Mantova. In aumento anche i prelievi presso la raffineria di Livorno per la ripresa delle attività dopo il fermo dei primi mesi del 2022. In calo invece i prelievi di acque dolci in E&P dovuto principalmente alla riduzione dei consumi in Algeria, Nigeria ed Egitto e all'uscita dal dominio di Eni Pakistan. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni è risultata pari al 90% in linea con il 2022; in Versalis, cui è riconducibile oltre il 70% dei volumi riciclati, la riduzione registrata presso il sito di Mantova è stata compensata dal ripristino del contributo di Dunkerque (a seguito del fermo impianto del 2022).

La percentuale di reiniezione dell'acqua di produzione del settore E&P è salita al 60% (59% nel 2022), principalmente per la ripresa delle attività presso i siti libici di El Feel e Abu Attifel. Dall'analisi del livello di



88441/439

stress dei bacini idrografici e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino nel 2023 il 2% dei prelievi idrici totali di Eni (dato stabile rispetto al 2022). Nel 2023, in particolare, Eni ha prelevato 124 Mm³ di acqua dolce, di cui 25,3 Mm³ da aree a stress idrico (12,7 Mm³ da acque superficiali, 4,4 Mm³ da acque sotterranee, 3,3 Mm³ da terze parti, 2,4 Mm³ da acquedotto, 2,4 Mm³ da TAF e 0,1 Mm³ da altri stream). I prelievi di acqua di mare e di acque salmastre in aree a stress idrico sono stati rispettivamente pari a 922 Mm³ e 9 Mm³. L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 23,4 Mm³. Nel 2023 Eni ha scaricato 112 Mm³ di acqua dolce di cui 25,2 Mm³ in aree a stress idrico, pari al 23% (19% nel 2022). Nel 2023 i consumi idrici totali di Eni sono stati pari a 128 Mm³ (di cui 29,9 Mm³ in aree a stress idrico). Nel 2023 i volumi sversati a seguito di **oil spill operativi** (pari a 7.728 barili) hanno registrato un aumento rispetto al 2022 a causa di uno sversamento di olio combustibile presso la raffineria di Sannazzaro di oltre 7.500 barili, quantità interamente recuperata. Gli eventi registrati all'estero hanno determinato meno del 2% dei quantitativi complessivamente sversati, registrando una riduzione di oltre l'83% rispetto al 2022. I Paesi più impattati sono stati l'Egitto (14 eventi, 93 barili sversati) e la Nigeria (5 eventi, 20 barili sversati). Complessivamente è stato recuperato il 99% dei volumi di oil spill operativi del 2023. Gli **oil spill da sabotaggio**, pari a 5.094 barili, registrano una riduzione del 3% rispetto al 2022, nonostante un aumento degli eventi (373 rispetto a 244 nel 2022). Tutti gli eventi (ad eccezione di uno occorso lungo l'oleodotto Sannazzaro-Volpiano per complessivi 2 barili) sono avvenuti in Nigeria. Lo sversamento di maggiore entità (218 barili, di cui oltre 214 recuperati) è occorso sulla tratta Ogoda-Brass. Complessivamente è stato recuperato il 78% dei volumi di oil spill da sabotaggio. I volumi sversati da oil spill operativi hanno impattato per oltre il 99% il suolo e per meno dell'1% il corpo idrico, mentre quelli da sabotaggio hanno impattato per il 96% il suolo e per il 4% il corpo idrico. I volumi sversati a seguito di chemical spill (2.260 barili totali) sono in aumento rispetto al 2022 in conseguenza di uno spill avvenuto in Indonesia presso Eni East Seppingan per una perdita di prodotto da una linea di iniezione sottomarina (2.234 barili); a seguito dell'evento sono state intensificate le attività di controllo e manutenzione. I **rifiuti da attività produttive** generati nel 2023 sono aumentati complessivamente del 25% rispetto al 2022, a seguito dell'incremento delle acque di scarico sanitarie di El Gamil (Egitto) e delle acque industriali e di produzione di Zohr (Egitto). I rifiuti non pericolosi registrano una riduzione (-23%) a seguito della riduzione delle acque di produzione smaltite dal Centro Oli Val D'Agri

(Italia). I rifiuti recuperati e riciclati sono aumentati al 15% dei rifiuti totali smaltiti²⁸. I rifiuti smaltiti presso terzi sono stati pari al 49% del totale (34% i rifiuti pericolosi e 83% quelli non pericolosi), mentre i rifiuti recuperati e riciclati presso terzi sono stati pari al 98% del totale (100% i rifiuti pericolosi e 96% quelli non pericolosi). Nel 2023 sono state generate complessivamente 2,8 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 2,5 milioni da Eni Rewind), costituite per il 59 % da acque trattate in impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente.

Le **emissioni di inquinanti in atmosfera** sono diminuite, ad eccezione delle emissioni di particolato (PM) che sono rimaste stabili rispetto all'anno precedente. Il calo delle emissioni di SO_x è legato principalmente alla riduzione del contributo da safety flaring registrato presso il centro COVA del Distretto Meridionale. Sulla riduzione delle emissioni di NO_x e NMVOC hanno influito l'uscita dal dominio di Eni Pakistan, Eni Angola e Sergaz, i minori consumi di diesel in Egitto e di fuel gas in Congo e Nigeria, nonché alcune fermate per manutenzione presso gli stabilimenti petrolchimici e la raffineria di Sannazzaro.

L'analisi 2023 della mappatura dei siti ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale, all'interno di aree prioritarie²⁹ per la **conservazione della biodiversità** riguarda 29 siti operativi³⁰, tutti ubicati in Italia ad eccezione di due siti in Spagna e uno in Francia; ulteriori 59 siti³⁰ situati in 10 Paesi (Italia, Australia, Austria, Francia, Germania, Regno Unito, Spagna, Svizzera, Ungheria e USA) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. L'aumento dei siti rispetto allo scorso anno è relativo a nuove acquisizioni di parchi solari ed eolici. Circa il 55% dei siti in, o adiacenti, ad aree importanti per la biodiversità sono siti per la generazione di energia rinnovabile, la restante parte sono stabilimenti petrolchimici, raffinerie o depositi. Per quanto riguarda il settore Upstream, 28 concessioni³⁰ risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, avendo attività operative nell'area di sovrapposizione. Tali concessioni si trovano in 5 Paesi: Italia, Nigeria, Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in Europa risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000³¹ che ha un'estesa dislocazione sul territorio europeo; tale esposizione risulta più accentuata rispetto allo scorso anno per via di nuove acquisizioni di parchi eolici e solari in Italia. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mon-

(28) Nel dettaglio, nel 2023 il 10% dei rifiuti pericolosi da attività produttiva smaltiti da Eni è stato recuperato/riciccolato, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 2% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il restante 86% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi da attività produttiva, il 25% è stato recuperato/riciccolato, il 6% è stato incenerito, l'8% è stato smaltito in discarica, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico mentre il rimanente 60% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo).

(29) Aree Protette e KBA (Key Biodiversity Areas). Le KBA sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas; 2) Alliance for Zero Extinction Sites. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas".

(30) Questo valore totale non è calcolabile sommando i valori presenti nella successiva tabella dedicata in quanto un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.

(31) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 2009/147/CE sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".



8844 1/440

diale dell'UNESCO (WHS³²); un solo sito upstream³³ è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta, né sono stati identificati impatti significativi che possano minacciarne l'Eccezionale Valore Universale (OUV - Outstanding Universal Value). Anche nel 2023 si sono svolte attività di ripristino di habitat o protezione della biodiversità (avviate e/o in corso nell'anno) in Congo, Egitto, Usa (Alaska), Messico, Ghana, Spagna e Italia. Le principali azioni implementate riguardano attività di ripristino ecologico di foreste o altri habitat naturali, attività di monitoraggio e conservazione delle specie, attività di sensibilizzazione delle comunità e dei lavoratori. Ad esempio, in Alaska è in esecuzione sin dal 2009 un BAP per mitigare gli impatti e dimostrare i progressi verso il raggiungimento dell'obiettivo del No Net Loss e, dove possibile, contribuire a migliorare lo stato (net gain) e la conoscenza della biodiversità nell'area dell'Alaska North Slope. Tra le principali azioni in corso nel 2023 si segnalano: (i) l'aggiornamento del BAP e attività di monitoraggio continuativo dei movimenti degli orsi polari all'interno dell'area operativa; (ii) l'avvio di una sperimentazione di nuovi approcci per l'individuazione delle tane degli orsi polari attraverso l'uso di droni invece che di aerei per ridurre al minimo il potenziale disturbo per la specie; (iii) la realizzazione di un workshop sulla tundra artica per sintetizzare le conoscenze attuali sulle opportu-

nità e sui rischi legati al ripristino di questo habitat e identificare le lacune informative da colmare con studi di ricerca ad hoc. Al workshop hanno partecipato rappresentanti di regolatori locali e nazionali, esperti, ricercatori, membri delle comunità locali e altre parti interessate del North Slope. Nel 2023 l'analisi condotta sul database globale della Lista Rossa IUCN³⁴ ha evidenziato una diminuzione del numero di specie a rischio con habitat nelle aree dei siti operativi. L'analisi viene realizzata solo per i siti e le concessioni in sovrapposizione con aree protette e KBA. Lo scostamento in negativo è dovuto principalmente al rilascio delle concessioni upstream in Pakistan, anche se si riscontra una leggera diminuzione ugualmente per le altre linee di business. L'analisi indica la possibile presenza di 50 specie in pericolo critico, 141 in pericolo e 269 specie vulnerabili in prossimità delle aree operative di Eni³⁵. Le specie quasi minacciate e di minor preoccupazione sono invece rispettivamente 317 e 4.039. Si segnala infine che risultano 294 specie catalogate come "data deficient", per cui le informazioni a livello globale sono inadeguate per una valutazione diretta o indiretta del rischio di estinzione. Le specie carenti di dati sono attenzionate da Eni alla stregua delle categorie intermedie di rischio perché hanno alte probabilità di essere specie in pericolo di estinzione, vista la mancanza di dati adeguati alla valutazione del rischio di estinzione.

(32) World Heritage Site.

(33) Nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta, né sono identificati impatti significativi a minaccia dell'Outstanding Universal Value del sito (definizione UNESCO).

(34) La Lista Rossa IUCN è un indicatore per misurare lo stato della biodiversità, in quanto riflette la resilienza o la vulnerabilità degli habitat contribuendo ad indicare le priorità d'intervento e le azioni necessarie per la conservazione.

(35) L'analisi viene realizzata solo sulle concessioni upstream e nelle aree operative dei siti in sovrapposizione con aree protette e KBA.



88441/444

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023		2022		2021	
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale		
ACQUA							
Prelievi idrici totali ^(a)	(milioni di metri cubi)	1.224	1.141	1.408	1.665		
di cui: acqua di mare		1.089	1.037	1.283	1.533		
di cui: acqua dolce		124	102	116	117		
di cui: prelevata da acque superficiali		97	79	84	79		
di cui: prelevata da sottosuolo		14	11	17	20		
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		5	4	6	6		
di cui: acqua da TAF ^(b) utilizzata nel ciclo produttivo		4	4	5	5		
di cui: risorse idriche di terze parti ^(c)		4	4	4	7		
di cui: prelevata da altri stream		0	0	0	0		
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		11	2	10	15		
Prelievi di acqua dolce da aree a stress idrico		25,3	20,8	26,0	25,2		
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	90	91	90	91		
Totale acqua di produzione estratta (upstream) ^(d)	(milioni di metri cubi)	46	20	44	58		
Acqua di produzione reiniettata	(%)	80	42	59	58		
Scarico idrico totale ^(e)	(milioni di metri cubi)	1.118	1.099	1.292	1.540		
di cui: in mare		1.028	1.017	1.215	1.456		
di cui: in acque superficiali		72	72	62	70		
di cui: in rete fognaria		11	8	12	11		
di cui: ceduto a terzi ^(f)		7	3	3	3		
Scarico di acqua dolce in aree a stress idrico		25,2	19,3	18,8	19		
Consumi idrici totali:		128	60,2	136	128		
di cui: in aree a stress idrico		29,9	17,2	36,5	34,3		
OIL SPILL							
Oil spill operativi							
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	33	16	36	36		
di cui: upstream		26	9	28	30		
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	7.728	7.625	886	1.355		
di cui: upstream		143	40	845	436		
Oil spill da sabotaggi (compresi furti)							
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	373	373	244	125		
di cui: upstream		372	372	244	125		
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	5.094	5.094	5.253	3.053		
di cui: upstream		5.092	5.092	5.253	3.053		
Volumi di oil spill da sabotaggi (compresi furti) in Nigeria (>1 barile)		5.092	5.092	5.253	3.053		
Chemical spill							
Numero totale di chemical spill	(numero)	16	16	13	20		
Volumi di chemical spill	(barili)	2.260	2.260	47	68		
RIFIUTI							
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	3,4	1,6	2,7	2,1		
di cui: pericolosi		2,1	0,5	1,1	0,5		
di cui: non pericolosi		1,3	1,1	1,7	1,6		
Rifiuti riciclati/recuperati		0,5	0,5	0,3	0,2		
di cui: pericolosi		0,2	0,2	0	0,0		
di cui: non pericolosi		0,3	0,3	0,3	0,2		
Rifiuti destinati a smaltimento		2,8	1,0	2,4	1,9		
di cui: pericolosi		1,9	0,3	1	0,4		
di cui: non pericolosi		0,9	0,8	1,4	1,5		
EMISSIONI DI INQUINANTI IN ATMOSFERA							
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO _x eq)	44,8	22,5	48,9	48,8		
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO _x eq)	16,7	3,1	17,9	14,5		
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	22,1	9,6	23,1	24		
Emissioni di PM (Particulate Matter)		1,4	0,6	1,4	1,4		

(a) Nel 2023 (con rettifica della serie storica) è stata modificata la metodologia di rendicontazione dei prelievi di acqua dolce per epurarsi della quota di acqua prelevata e ceduta a terzi senza essere utilizzata nel ciclo produttivo.

(b) TAF: Trattamento acque di falda.

(c) I prelievi di risorse idriche di terze parti sono relativi esclusivamente ad acqua dolce.

(d) Si segnala che nel 2023 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposal sono state pari a 27,3 Mm³. Inoltre, le acque di produzione scaricate in corpo idrico superficiale e di mare o inviate a bacini di evaporazione sono state pari a 15,4 Mm³.

(e) Del totale degli scarichi idrici nel 2023 il 10% circa è acqua dolce.

(f) Si tratta di acqua ceduta per uso industriale.



88441/442

NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE O ADIACENTI A SITI E CONCESSIONI APPARTENENTI A SOCIETÀ OPERATE^(a)

		Analisi svolta sui siti operativi del downstream di Eni, Versalis, Enipower e Eni Plenitude		Analisi svolta sulle concessioni Upstream
		In sovrapposizione a siti operativi	Adiacente a siti operativi (<1km) ^(b)	Con attività operativa nell'area di sovrapposizione
		2023	2023	2023
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	0	0	0
Natura 2000		19	49	11
IUCN ^(c)		6	26	1
Ramsar ^(d)		0	3	2
Altre Aree Protette		2	8	12
KBA		15	19	8

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni upstream appartenenti a società operate in Egitto e stabilimenti del downstream di Eni, anch'essi appartenenti a società operate. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni upstream al 30 giugno dell'anno di riferimento.

(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.

(c) Le aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.

(d) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.

DIRITTI UMANI

Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si aspetta che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è stato rafforzato nel 2023 con l'adozione della **Policy "Rispetto dei Diritti Umani in Eni"**, che sostituisce la precedente Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani. L'obiettivo della nuova Policy è delineare un modello unico e trasversale per assicurare il rispetto dei Diritti Umani nel disegno di tutti i processi normativi aziendali, anche in considerazione delle evoluzioni normative in corso sul tema, capitalizzando in un unico documento l'importante patrimonio normativo interno elaborato da Eni nel corso degli anni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP)⁽³⁶⁾ e dalle Linee Guida OCSE destinate alle imprese Multinazionali⁽³⁷⁾. Con l'obiettivo di assicurare trasparenza e informazione rispetto alle proprie attività, a partire dal 2019 viene pubblicato un report tematico, Eni for Human Rights⁽³⁸⁾, in cui viene fornita una rappresentazione integrale del modello gestionale adottato sul tema e delle attività degli ultimi anni, avvalendosi dell'UNGP Reporting Framework per rendicontare impegni e risultati.

Il CdA di Eni, oltre ad essere stato coinvolto nel processo di approvazione della nuova Policy, ha preso parte ad una sessione di approfondimento sullo scenario e le sfide internazionali sul tema dei diritti umani e imprese tenuta dall'International Human Rights and Business. Tale sessione si è tenuta in occasione dell'incontro annuale con il CSS, in cui ai Consiglieri vengono presentati i principali aggiornamenti apportati al sistema di gestione dei diritti umani e le attività condotte nell'anno. Il CSS e CdA sono anche coinvolti annualmente nell'approvazione dello Slavery and Human Trafficking Statement, redatto in ottemperanza della normativa britannica e australiana in materia di "modern slavery". Eni, nel 2023, ha inoltre proseguito nell'attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi specifici a tutti i livelli manageriali, inclusi i diretti riporti dell'AD. È stata inoltre promossa internamente e nei confronti dei fornitori di Eni la fruizione di un corso, elaborato con IPIECA, per sensibilizzare contrattisti e appaltatori sull'adozione di condizioni di lavoro responsabili, facilitare la comprensione dei diritti dei lavoratori impiegati e identificare, gestire e mitigare i rischi di mancato rispetto di tali diritti. 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 – come richiesto anche dagli UNGP – alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui Eni opera. I "salient human rights issue" identificati da Eni sono 13, rag-



(36) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs).

(37) OECD Guidelines for Multinational Enterprises.

(38) <https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/2022/eni-for-2022-human-rights-eng.pdf>.



88441/463

gruppati in 4 categorie: diritti umani (i) nel posto di lavoro; (ii) nelle comunità che ospitano le attività di Eni; (iii) nelle relazioni commerciali (con fornitori, contrattisti e altri business partner) e (iv) nei servizi di security. A partire dal 2020 è stato introdotto un modello risk-based di valutazione del presidio dei **diritti umani sul posto di lavoro** finalizzato a segmentare le società Eni in base a parametri quantitativi e qualitativi che colgono le caratteristiche e i rischi specifici del Paese/contesto operativo e 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, 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. Nel corso del 2023 è stata approfondita l'applicazione del modello nelle società controllate della Direzione Energy Evolution svolta nel 2022 ed è stato effettuato un follow-up nelle società del business upstream interessate dall'applicazione del modello nel 2021. È stato inoltre divulgato a tutte le società di Eni un set di azioni standard di mitigazione derivante dall'applicazione di tale modello risk-based di valutazione del presidio dei diritti umani sul posto di lavoro. Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti** derivanti dalla realizzazione di progetti industriali. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based, aggiornato nel 2021, che si avvale di elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e alle caratteristiche progettuali al fine di classificare i progetti di business delle attività upstream in base al potenziale rischio sui diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) o "Human Rights Risk Analysis" (HRRRA) per identificare le misure atte a prevenire gli impatti potenziali sui diritti umani e a gestire quelli esistenti. Nel corso del 2023 sono stati finalizzati gli approfondimenti HRIA, avviati nel 2022, in Kenya e in Congo³⁹, focalizzati sullo sviluppo di filiere per la produzione di oli vegetali, cd. agrifeedstock, destinati alla produzione di biocarburanti. È stato inoltre condotto un assessment di follow-up per verificare l'implementazione del piano d'azione triennale relativo allo studio HRIA condotto in Messico nel 2019 ed è stato finalizzato il piano di azione riferito al Mozambico. Sono inoltre proseguite le attività di implementazione dei piani di azione in essere ed il relativo monitoraggio. I report dei principali studi HRIA ed i relativi piani di azione adottati, inclusi i report periodici sull'avanzamento dei piani, sono disponibili pubblicamente sul sito Eni⁴⁰. In alcuni Paesi, quali l'Australia e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene, nei confronti delle quali ha adottato delle politiche specifiche a tutela dei loro diritti, cultura e tradizioni e per promuovere

la loro consultazione preventiva, libera e informata. La più recente di queste Policy, riferita alle popolazioni indigene in Alaska⁴¹ interessate dalle attività di business svolte dalla società controllata Eni US Operating nell'area, è stata adottata nel 2020 e rinnovata nel 2021. Nel corso dell'anno non sono stati accertati episodi di violazione dei diritti di tali popolazioni⁴². Il rispetto dei diritti umani nella **catena di fornitura** è per Eni un requisito imprescindibile, tutelato attraverso un processo di procurement che prevede l'adozione di un modello di valutazione dedicato ai diritti umani, nonché di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto (si veda capitolo "Fornitori" pagg. 190-191). Per sancire e rafforzare l'impegno sui valori fondamentali e in particolare sul rispetto dei diritti umani, le imprese che collaborano con Eni sono chiamate a sottoscrivere il "Codice di Condotta Fornitori", un patto che guida e caratterizza i rapporti con i fornitori in tutte le fasi del processo di procurement (dalla candidatura alla qualifica, ai procedimenti di acquisto fino alla fase di esecuzione) sui principi di responsabilità sociale, tra cui i diritti umani. La valutazione e il presidio sul rispetto dei diritti umani trovano applicazione nei processi di procurement attraverso un modello risk-based che consente di analizzare e classificare i fornitori secondo un livello di potenziale rischio basato sul contesto Paese e sulle attività⁴³ svolte. Al fine di rafforzare il presidio sul tema, ed in particolare sui rischi legati al lavoro forzato/obbligato e al diritto alla libertà di associazione e contrattazione collettiva, nel 2023 l'applicazione del modello risk-based è stata estesa ad ulteriori 6 società estere, per un totale di 30, e ha consentito l'individuazione di Nigeria, Iraq e Libia come Paesi con il maggior numero di fornitori a rischio. Oltre alle attività di due diligence, valutazione di gara, feedback d'esecuzione e aggiornamenti con questionari dedicati, il modello risk-based prevede lo svolgimento sui fornitori di verifiche atte a monitorare, in coerenza con gli standard internazionali SA8000, il presidio dei diritti umani: nel 2023 sono state effettuate 450 verifiche approfondite, documentali ed in campo, su fornitori diretti ed indiretti, con un incremento del 30% rispetto alle verifiche condotte nel 2022, che hanno portato nel 29% dei casi all'assegnazione di piani di miglioramento alle società coinvolte. Per promuovere la conoscenza dei presidi sui diritti umani sono stati inoltre organizzati dei programmi di formazione da remoto e workshop dedicati ai colleghi che si occupano della gestione dei fornitori delle società estere ed è stato reso disponibile l'accesso gratuito ai colleghi che si occupano di acquisti delle società estere ed ai loro fornitori al corso "IPIECA: Online Labour Rights training". Ulteriori misure volte a contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati e violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite, rispettiva-

(39) <https://www.eni.com/it-IT/azioni/fonti-energetiche/bioenergie.html>.

(40) <https://www.eni.com/it-IT/sostenibilita/persona-comunita/diritti-umani.html>.

(41) https://www.eni.com/assets/documents/Alaska_Indigenous_Peoples_Policy_Febbraio_2022.pdf.

(42) L'analisi dei grievance presentati attraverso i grievance mechanism adottati nei Paesi menzionati non ha evidenziato criticità su tematiche riconducibili ai diritti umani.

(43) Basato su vulnerabilità e probabilità correlate a specifiche condizioni quali, il livello di formazione e competenze necessarie, il livello di intensità del lavoro, il ricorso ad agenzie di manpower, i rischi di natura HSE. Sono state classificate come attività ad alto rischio sia attività industriali, come manutenzione, costruzione, assemblaggio, logistica, sia beni e servizi generali, come servizi di pulizia, catering, servizi di security e gestione degli immobili.





88441/444

mente, nel "Slavery and Human Trafficking Statement"⁴⁴ e nella Posizione sui "Conflict minerals"⁴⁵. Quest'ultima descrive le politiche ed i sistemi per l'approvvigionamento di "conflict minerals" (tantalo, stagno, tungsteno e oro) da parte di Eni, aventi l'obiettivo di minimizzare il rischio che l'approvvigionamento di tali minerali possa contribuire a finanziare, direttamente o indirettamente, violazioni dei diritti umani nei Paesi interessati. Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights promossi dalla Voluntary Principles Initiative (VPI), l'iniziativa multistakeholder che riunisce le principali energy companies nella tutela e promozione degli Human Rights. Eni, "Full Member" della Voluntary Principles Initiative (VPI) dal 2022, ha svolto nel 2023 una serie di azioni volte a confermare il proprio impegno e ad incrementare il livello di sensibilità e consapevolezza verso i diritti umani. A tal proposito, lo strumento del **Conflict Analysis Tool**, proposto ed elaborato dalla VPI nel 2022 con l'obiettivo di analizzare le cause dei conflitti di una determinata area/Paese, ha trovato applicazione nel 2023 in Mozambico attraverso lo svolgimento di interviste a livello locale per analizzare le cause del conflitto nel Paese, nonché l'elaborazione di un piano d'azione che contiene le relative azioni di mitigazione. Da ultimo, in linea con i principi del "responsible contracting" suggeriti dalle best practices e linee guida internazionali in materia di Business & Human Rights, Eni ha predisposto una serie di clausole standard in materia di compliance sui diritti umani da inserire sulla base di un approccio risk-based nelle principali fattispecie contrattuali di Eni e fornisce supporto al business per la definizione e negoziazione delle stesse. Tali clausole, che possono essere integrate ed adattate alla casistica in esame, sono suddivise per tipologia di controparte e casistica contrattuale: (i) light (riferita principalmente agli accordi preliminari e con controparti pubbliche); (ii) medium (riferita ai contratti di comodato, ai contratti di consulenza ed ai contratti di fornitura attivi); (iii) elaborate (riferita ai contratti di fornitura passivi od operazioni complesse quali M&A).

Metriche e commenti alle performance

A seguito della conclusione nel 2022 della campagna di formazione per dirigenti e quadri (Italia ed estero) sui diritti umani, nel 2023 sono stati resi disponibili a tutti i dipendenti i tre corsi specifici ("Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities"

e "Human rights in the Supply Chain"), insieme agli altri percorsi già offerti sulle tematiche di sostenibilità e diritti umani. Nel 2023 sono proseguite le attività di sensibilizzazione e formazione sul contrasto alla violenza e alle molestie sul lavoro, estese anche alle realtà operative (stabilimenti e Distretti).

Nel corso del 2023, la percentuale del personale della famiglia professionale Security formato in tema di diritti umani si è attestata al 90%; tale percentuale riflette il ricambio quali/quantitativo delle risorse in ingresso ed in uscita dalla famiglia professionale anno su anno. Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. A tal proposito, dal 13 al 15 novembre 2023 a Basra, Iraq, si è tenuto il Workshop Security & Human Rights, condotto da una società indipendente di consulenza, specializzata nel security management e tutela dei Diritti Umani in ambito internazionale, con più di 300 partecipanti, (170 appartenenti alle forze armate ed alle forze di sicurezza), tra cui l'Ambasciatore Italiano in Iraq, parlamentari dello stato federale iracheno, il Governatore della regione, tutti i vertici militari del sud dell'Iraq e del Ministero dell'Interno, e di ulteriori personalità di organismi locali ed internazionali. Tale Workshop ha rappresentato la 22ma edizione dell'iniziativa di formazione che finora ha coinvolto 15 Paesi. Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2023 è stata completata l'istruttoria su 80 fascicoli⁴⁶, di cui 46 includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza occupazionale. Tra queste sono state verificate 62 asserzioni, per 8 delle quali sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti. In particolare, sono state intraprese: (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 "Zero Tolerance" Policy e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 13 fascicoli, in 9 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

(44) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015 e, a partire da quest'anno, alla normativa australiana Commonwealth Modern Slavery Act 2018.

(45) In adempimento alla normativa della US SEC.

(46) Il fascicolo di segnalazione è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla segnalazione (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale è riportata la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati. In particolare, Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa (aggiornata da ultimo nel marzo 2024) che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. whistleblowing) ricevute da Eni SpA e dalle società Controllate aventi ad oggetto presunti 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 sono verificati o che molto verosimilmente potrebbero verificarsi - in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne (quali, MSG Anticorruzione, etc). La normativa (pubblicata sul sito internet della Società) definisce le modalità operative di gestione delle segnalazioni e le attività di reporting al Collegio Sindacale (che, in qualità di Audit Committee ai fini della normativa SOA esamina tutti i fascicoli di segnalazioni), all'Organismo di Vigilanza e, per le segnalazioni di competenza di ciascuna Società Controllata, ai rispettivi Organi di Controllo, ove presenti.



88441/465

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021
Ore dedicate a formazione sui diritti umani ^(a)	(numero)	1.182	14.245	22.983
In classe		0	152	0
A distanza		1.182	14.093	22.983
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ^(b)	(%)	77	89	94
Forze di Sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ^(c)	(numero)	170	409	88
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani ^(d)	(%)	90	93	90
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		100	97	98
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) ^(e) afferenti al rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno:	(numero)	46 (62)	45 (62)	30 (40)
Asserzioni fondate		8	12	2
Asserzioni parzialmente fondate		0	0	3
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		0	0	7
Asserzioni non fondate/ non accertabili ^(f) /not applicable ^(g)		54	50	28
Inerenti episodi di discriminazione ^(h)		6	3	

(a) I dati riportati in tabella considerano le ore di formazione consumate dai dipendenti.

(b) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.

(c) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative. Nelle Forze di Sicurezza è incluso sia il personale della vigilanza privata che opera contattualmente 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.

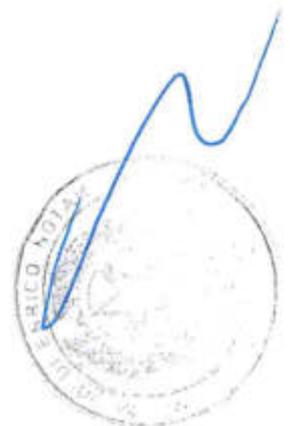
(d) Si tratta di un valore percentuale cumulato.

(e) A partire dal 1° ottobre 2021 è stata definita una diversa classificazione degli esiti dei Fascicoli che passano da 4 ("Fondato", "Non Fondato con Azioni", "Non Fondato" e "Not Applicable") a 5 categorie ("Fondato", "Parzialmente Fondato", "Non Fondato", "Non Accertabile" e "Not Applicable").

(f) Asserzioni che non contengono elementi circostanziali, 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.

(g) Asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con oggetto di pre-contenziosi, contenziosi e indagini in corso da parte di pubbliche autorità (ad esempio, autorità giudiziarie, ordinarie e speciali, organi amministrativi ed authority indipendenti investiti di funzioni di vigilanza e controllo). La valutazione è effettuata previo parere da parte della funzione affari legali o delle altre funzioni competenti.

(h) Degli asseriti episodi di discriminazione, 1 asserzione presenta elementi a conferma di quanto segnalato.





88441/446

FORNITORI



La strategia di Procurement Sostenibile di Eni, si basa sulla condivisione di valori, impegni ed obiettivi con la propria supply chain e si declina su tre pilastri: approccio sistemico e inclusivo, pervasività ESG nel processo di procurement, sviluppo e valorizzazione di best practice. L'approccio sistemico e inclusivo punta a coinvolgere ogni livello della catena di fornitura in un percorso di miglioramento e sviluppo sostenibile, condividendo obiettivi comuni e adottando un modello diversificato in funzione della maturità ESG delle imprese. Eni, infatti, mette a disposizione degli strumenti specifici per lo sviluppo sostenibile delle piccole e medie imprese e chiede ai grandi player di assumere un ruolo guida nel processo di trasformazione a supporto delle filiere. Per favorire la convergenza verso modelli sostenibili lungo l'intera catena del valore, Eni, inoltre, promuove iniziative multi-stakeholder come ad esempio Open-es, avviata da Eni con Boston Consulting Group e Google Cloud nel 2021. Questa iniziativa di sistema unisce il mondo industriale, finanziario e associativo per supportare le imprese nel percorso di misurazione e crescita sulle dimensioni ESG con l'obiettivo di creare valore e benefici per l'intero tessuto imprenditoriale. Grazie all'approccio aperto ed inclusivo hanno aderito a Open-es oltre 20 partner tra cui grandi realtà industriali, istituti finanziari e associazioni, e si sono registrate oltre 15.000 imprese, di cui circa 6.000 appartenenti alla filiera Eni (italiana ed estera). La **pervasività ESG nel processo di procurement** è rappresentata dall'integrazione dei principi di tutela ambientale, crescita sociale e sviluppo economico in ogni sua fase. Con questo approccio, 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 più 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) sottoscrizione da parte dei fornitori del **Codice di Condotta Fornitori** come impegno reciproco nel riconoscere e tutelare il valore di tutte le persone, impegnarsi a contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti, operare con integrità, tutelare le risorse aziendali, promuovendo l'adozione di tali principi presso le proprie persone e la propria catena di fornitura; (ii) periodici aggiornamenti di qualifica e due diligence per verificarne il posizionamento ESG, l'affidabilità etico-reputazionale, economico-finanziaria, tecnico-operativa e l'applicazione dei presidi in materia di salute, sicurezza, ambiente, governance, cyber security e tutela dei diritti umani e minimizzare i rischi lungo la catena di fornitura; (iii) raccolta e monitoraggio di dati e informazioni ESG attraverso la piattaforma Open-es; (iv) logiche di assegnazione dei contratti sulla base anche delle carat-

teristiche ESG⁴⁷ rilevanti per l'oggetto contrattuale; (v) monitoraggio periodico del rispetto degli impegni assunti e del comportamento del fornitore attraverso la gestione di feedback di performance; (vi) implementazione di azioni di miglioramento sul fornitore, qualora emergano criticità in qualsiasi fase della relazione, e limitazione/inibizione alla partecipazione a gare, qualora non risultino soddisfatti dal fornitore gli standard minimi di accettabilità previsti. In aggiunta al presidio trasversale, nel 2023 in relazione ad alcune dimensioni ESG prioritarie per Eni SpA (come cambiamento climatico, governance di filiera, diritti umani, dignità e uguaglianza, cybersecurity e safety) sono state svolte verifiche e approfondimenti sugli ESG Relevant Player⁴⁸ e sono stati introdotti specifici criteri minimi per la valutazione delle offerte, oltre a clausole standard dedicate nei contratti. Lo **sviluppo e la valorizzazione di best practice** consistono nel supportare i fornitori nell'adempimento delle diverse richieste in ambito ESG, fornendo strumenti a supporto del loro percorso di sviluppo sostenibile e più in generale della competitività del loro business; tali iniziative consistono in strumenti di: (i) Misurazione e miglioramento. Grazie alla piattaforma Open-es, attraverso un percorso basato su metriche standard e allineate all'evoluzione del contesto normativo, è possibile per le imprese misurare il proprio grado di maturità ESG, confrontarsi con benchmark di settore, accedere a piani di sviluppo personalizzati e a soluzioni offerte da selezionate realtà specializzate in ambito ESG. Periodicamente sono realizzati degli eventi gratuiti per accrescere le conoscenze di sostenibilità delle imprese partecipanti oltre a programmi formativi come il campus dedicato alle PMI avviato nel 2023, in collaborazione con KPMG, focalizzato sulla gestione della sostenibilità aziendale; (ii) Supporto finanziario. Eni promuove e accompagna la propria filiera con il programma "Basket Bond - Energia Sostenibile", e attraverso l'iniziativa "Sustainable Supply Chain Finance", avviata nel 2023, che consente ai propri fornitori di richiedere il pagamento anticipato delle fatture senza impatti sulle linee di credito, per incentivare il miglioramento del profilo ESG dell'impresa grazie alla sinergia con la piattaforma Open-es. Eni inoltre offre ai propri fornitori prodotti e servizi a condizioni favorevoli, come ad esempio soluzioni per l'efficienza energetica e l'utilizzo del biocarburante HVolution nei trasporti; (iii) Valorizzazione. Eni riconosce le eccellenze con l'HSE & Sustainability Supply Chain Award, un'occasione per condividere con i propri fornitori best practices in ambito ESG e premiare le imprese che si sono distinte per le loro performance e per progetti innovativi. Inoltre, nel corso del 2023, Eni ha avviato il programma di supplier diversity "Inclusion Development Partnership" con la finalità di creare un parco fornitori più inclusivo e diversificato ed aumentare la partecipazione ai procedimenti di acquisto delle imprese di proprietà di individui provenienti da gruppi sottorappresentati.

(47) Nei procedimenti sono presenti meccanismi premianti correlati sia ad aspetti ambientali (come l'efficienza energetica o l'utilizzo di fonti rinnovabili) che ad aspetti sociali (come la parità di genere o il mantenimento dei livelli occupazionali).

(48) Per ciascun tema ESG prioritario sono stati individuati cluster di fornitori rilevanti in considerazione del rischio elevato associato agli ambiti merceologici in cui operano per Eni.



88441/467

Metriche e commenti alle performance

Nel corso del 2023, 6.471 fornitori⁽⁴⁹⁾ sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anticorruzione, compliance). I valori del 2023 sono riconducibili ad una complessiva riduzione del numero dei fornitori movimen-

tati rispetto al 2022. L'8% dei fornitori oggetto di verifica (pari a 499) sono interessati da potenziali criticità soggette ad azioni di miglioramento e per 40 di questi (lo 0,6% dei fornitori oggetto di verifica), sono stati interrotti i rapporti per valutazione negativa in fase di qualifica oppure per provvedimento di sospensione o revoca della qualifica.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	6.471	6.522	6.318
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		499	659	487
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		40 ^(b)	54	34
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali ⁽⁵⁰⁾	(%)	100	100	100

(a) Nel 2023 non si segnalano interruzioni di rapporti con fornitori per violazioni legate alla corruzione.

(b) La valutazione viene 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 SAB200 o certificazione similare).



TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE

I 10 principi di UN Global Compact, tra cui il ripudio della corruzione, sono riflessi nel Codice Etico di Eni, condiviso con tutti i dipendenti in fase di assunzione, e nel Modello 231 di Eni SpA. Dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il **Compliance Program Anti-Corruzione**, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli e presidi organizzativi volti alla prevenzione dei reati di corruzione e strumentali anche alla prevenzione del fenomeno del riciclaggio nel contesto delle attività non finanziarie di Eni SpA e delle sue società controllate. A livello normativo il Compliance Program Anti-Corruzione è rappresentato dalla MSG Anti-Corruzione⁽⁵⁰⁾ e da strumenti normativi di dettaglio per la disciplina delle specifiche attività a rischio e degli strumenti di controllo che Eni mette a disposizione delle sue persone per prevenire e contrastare il rischio di corruzione e di riciclaggio. Le società controllate, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA⁽⁵¹⁾, gli strumenti normativi anti-corruzione emessi da Eni, mentre le società in cui è detenuta una partecipazione non di controllo sono incoraggiate a rispettare gli standard definiti nella normativa interna sul tema, adottando e mantenendo un sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti di legge. Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni è in continuo aggiornamento, anche in ottica di miglioramento continuo. In tale contesto Eni SpA, a gennaio 2017 è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems" e, a gennaio 2024, è stata tra le prime realtà italiane a ottenere la certificazione ISO 37301:2021

del proprio Sistema di Gestione della Compliance⁽⁵²⁾. Per il mantenimento di tali certificazioni Eni SpA è soggetta a sorveglianza periodica annuale e al riesame completo dei propri Sistemi di Compliance con periodicità triennale. Per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione, Eni supporta le sue società controllate in Italia e all'estero, fornendo assistenza specialistica tra l'altro nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità delle potenziali controparti a rischio (cd. "due diligence"), nella gestione delle eventuali criticità/red flag emerse e nella definizione di misure di mitigazione, inclusa la formulazione di presidi contrattuali di compliance. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con le controparti, specifiche clausole di Business Integrity (condotta etica, responsabilità amministrativa di impresa, anti-corruzione e anti-riciclaggio) che prevedono anche l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nel Codice Etico, nel Modello 231 e nella MSG Anti-Corruzione di Eni. Nel processo di **qualifica dei potenziali fornitori** (si veda sezione Fornitori) 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 Business Integrity che includono rimedi contrattuali in caso di violazione degli obblighi di compliance anti-corruzione e, nei casi a maggior rischio, diritti di audit da parte di Eni. Inoltre, anche il subcontractor è sottoposto a controlli preventivi per verificarne l'affidabilità sotto il profilo etico-reputazionale e deve operare esclusivamente sulla base di un contratto scritto, che contenga impegni relativi alla compliance equivalenti a quelli previsti per il fornitore principale.

(49) Include anche tutti i nuovi fornitori.

(50) L'ultima versione della MSG Anti-Corruzione (che aggiorna e sostituisce la precedente versione del 2014) è stata: (i) illustrata e sottoposta a parere preventivo del Comitato Controllo e Rischi di Eni SpA e per informativa al Collegio Sindacale e all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA; (ii) approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA in data 24 giugno 2021. La MSG Anti-Corruzione è stata pubblicata in data 19 luglio 2021 ed è disponibile sul sito www.eni.com.

(51) In alternativa, con delibera dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

(52) Anti-bribery, Antitrust, Privacy, Consumer Protection Regulations, Sanzioni Economiche e Finanziarie, Parti Correlate, Abuso delle Informazioni di Mercato (Emitenti), Condotte di mercato e regolamentazioni finanziarie, Sistema di Controllo Interno sulla Informativa Finanziaria, Fiscale, Salute, Sicurezza, Ambiente, Antiracketing, Anti-Money Laundering per attività non finanziarie.



8844 1/448

Eni ha, inoltre, definito e attuato uno strutturato processo di **Compliance risk assessment e monitoring** volto rispettivamente a: (i) identificare, valutare e tracciare i rischi di corruzione nell'ambito delle proprie attività di business e ad orientare la definizione e l'aggiornamento dei presidi di controllo previsti negli strumenti normativi anti-corruzione; (ii) analizzare periodicamente l'andamento dei rischi di corruzione identificati, attraverso lo svolgimento di specifici controlli e l'analisi di indicatori di rischio volti ad assicurare l'aderenza ai requisiti normativi e l'efficacia dei modelli posti a loro presidio. Tra le attività a rischio individuate da Eni attraverso il Compliance risk assessment, in ragione del proprio contesto operativo e organizzativo di riferimento, rientrano a titolo esemplificativo: (i) contratti con terze parti a rischio corruzione e riciclaggio (quali, a titolo esemplificativo, business associate, intermediari, partner di joint venture, broker, controparti nelle operazioni di gestione di beni immobili, operatori della rete commerciale, fornitori, acquirenti/cessionari di crediti ecc.); (ii) operazioni di compravendita di partecipazioni societarie, aziende e rami d'azienda, diritti e titoli minerari ecc. e contratti di joint venture; (iii) iniziative non profit, progetti sociali e sponsorizzazioni; (iv) vendita di beni e servizi (quali a titolo esemplificativo, contratti con clienti del processo commerciale), operazioni di trading e/o shipping; (v) selezione, assunzione e gestione delle risorse umane; (vi) omaggi e ospitalità; (vii) rapporti con Soggetti Rilevanti. Annualmente vengono pianificate attività di Compliance risk assessment e interventi di Compliance Monitoring anti-corruzione secondo un approccio risk-based. Nel 2023 i primi hanno riguardato l'ambito anti-corruzione nel suo complesso e le attività a rischio "Vendita di beni e servizi", estendendo alcune delle valutazioni effettuate a determinate casistiche di acquisti di beni da parte di Eni, "Iniziativa non profit, progetti sociali e sponsorizzazioni" nonché la rivalutazione della metodologia di identificazione dei fornitori a maggior rischio corruzione e riciclaggio. I secondi si sono focalizzati sulle attività a rischio "Joint Venture", "Iniziativa non profit", "Sponsorizzazioni", "Clienti e vendite". Gli esiti di entrambe le attività hanno confermato il livello di rischio atteso, l'adeguatezza delle misure di mitigazione poste in essere e l'efficacia del modello di compliance adottato.

Eni realizza altresì un **programma di formazione anti-corruzione** rivolto a tutti i propri dipendenti, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula articolati in workshop generali e job specific training. Al fine di individuare correttamente il personale da formare, la popolazione di Eni è stata segmentata in funzione del rischio corruzione associato ad alcuni parametri come ad esempio il Paese, la qualifica e la famiglia professionale. Inoltre, per definire l'opportuna periodicità dei programmi formativi, è stata definita una metodologia di risk asses-

sment basata su elementi specifici delle singole società controllate di Eni. Nel 2023, è proseguita l'erogazione del corso online "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa" rivolto a tutta Eni, in Italia e all'estero, ed è stata avviata l'erogazione del nuovo e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione per il personale a medio e alto rischio. Si segnala che nel 2023 sono stati svolti interventi in materia anti-corruzione anche nell'ambito: (i) del percorso formativo dedicato ai Managing Director delle società Eni in Italia e all'estero e ai manager della direzione generale Natural Resources con prospettive di assumere posizioni di management internazionale, anche attraverso lo svolgimento di role playing e discussione di casi complessi; (ii) dei webinar rivolti ai gestori dei contratti con fornitori ad alto rischio ed alle unità approvvigionanti del procurement Eni; (iii) del seminario "Gestione delle relazioni con le Autorità", rivolto agli HSE manager in Italia e agli altri ruoli a supporto, che si interfacciano con le pubbliche autorità, con specifico riferimento agli adempimenti anti-corruzione in materia di rapporti con Soggetti Rilevanti. Nel corso del 2023 Eni: (i) ha proseguito l'attività di formazione anti-corruzione dedicata alle proprie terze parti attraverso la registrazione ed erogazione di un webinar anti-corruzione rivolto ai fornitori ad alto rischio con contratti in corso con Eni⁵³; (ii) ha continuato l'attività di informazione e aggiornamento periodico sui temi anti-corruzione attraverso l'elaborazione dei contenuti delle "Compliance flash"⁵⁴ inviate periodicamente al top management della Società. Infine, è stato introdotto un programma di formazione agile sui temi anti-corruzione articolato in: (i) compliance tips, brevi video con esempi di comportamenti da adottare in situazioni scomode; (ii) un gameplay in cui viene simulata una giornata lavorativa nella quale fronteggiare sedici dilemmi nelle attività a rischio. Le attività rilevanti nell'ambito del Compliance Program Anti-Corruzione e la pianificazione di tali attività per i periodi successivi sono oggetto di una relazione annuale che costituisce parte integrante della Relazione di Compliance Integrata verso il management e gli organi di controllo di Eni SpA. Nel corso del 2023 è stato portato all'attenzione del Consiglio, durante lo svolgimento del board induction, il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) che comprende l'insieme di strumenti, strutture organizzative, norme e regole aziendali volte a consentire una conduzione dell'impresa di Eni sana, corretta e coerente con gli obiettivi aziendali. L'esperienza di Eni matura anche attraverso la partecipazione a convegni, eventi e gruppi di lavoro internazionali quali il Partnering Against Corruption Initiative (PACI) del World Economic Forum, l'O&G ABC Compliance Attorney Group (gruppo di discussione sulle tematiche anticorruzione nel settore dell'Oil & Gas). Eni ha partecipato attivamente alle attività del gruppo di lavoro dell'International Chamber

(53) Per i fornitori che risultano non aver completato il corso anti-corruzione è stata prevista una limitazione all'assegnazione di nuovi contratti da parte di Eni.

(54) Si tratta di brevi pillole informative tratte da fonti liberamente accessibili in merito a tematiche di integrity e, più in generale, di compliance (ivi inclusi eventuali temi anti-corruzione) che possano essere di interesse di Eni in relazione ai temi trattati o ambiti territoriali cui si riferiscono.



88441/469

of Commerce (ICC) per l'aggiornamento delle **ICC Rules on Combating Corruption**, pubblicate a dicembre 2023. Nell'ambito del piano di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sul rispetto delle previsioni del Compliance Program attraverso interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente. Eni, inoltre, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna, aggiornata nel corso del tempo e da ultimo nel marzo 2024, allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla Direttiva (UE) 2019/1937 che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. di whistleblowing) ricevute da Eni SpA e dalle società controllate. Tale normativa consente a dipendenti e terzi di segnalare presunti 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 sono verificati o che potrebbero verificarsi, in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modelli 231 o Modelli di Compliance per le società controllate estere e normative interne (quali ad esempio la MSG Anticorruzione). Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e disponibili sul sito eni.com, tra cui un'apposita piattaforma, che i Segnalanti sono invitati ad utilizzare in via preferenziale, in quanto idonea a garantire con modalità informatiche la riservatezza dei dati ricevuti.

La **strategia fiscale** di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della Società⁵⁵, si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali"⁵⁶ ed ha come primo obiettivo l'assolvimento puntuale e corretto delle obbligazioni di imposta nei diversi Paesi di attività nella consapevolezza di contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale. Eni ha disegnato e implementato un Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO di Eni, 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). 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, laddove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance) quali il regime di adempimento collaborativo in Italia. A testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un uso responsabile

delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. In tale contesto, nel 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 (expectation) 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 2023, la valutazione svolta da EITI ha evidenziato come Eni soddisfi interamente 7 aspettative e, parzialmente, ulteriori 2 su un totale di 9. A livello locale, inoltre, Eni partecipa attivamente alle iniziative promosse da EITI, sia direttamente attraverso i Multi Stakeholder Group istituiti nei Paesi aderenti a EITI, sia indirettamente mediante associazioni di categoria. In conformità alla Legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" 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 fare dichiarare i profitti delle aziende multinazionali nelle giurisdizioni dove le attività economiche che li generano sono svolte, in misura proporzionale al valore generato. Nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale a beneficio di tutti gli stakeholder interessati, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni, pur non essendoci obblighi normativi al riguardo⁵⁷. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI⁵⁸. 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. Infine, anticipando di due anni gli obblighi di rendicontazione in materia di trasparenza dei pagamenti agli stati nell'esercizio dell'attività estrattiva introdotti dalla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive), Eni aveva iniziato nel 2015 a fornire disclosure su base volontaria di una serie di dati di sintesi dei flussi finanziari pagati agli Stati nei quali conduce attività di ricerca e produzione di idrocarburi.

Metriche e commenti alle performance

Nel corso del 2023 sono stati svolti 30 interventi di audit, in 16 Paesi, nell'ambito dei quali sono state eseguite verifiche anticorruzione applicabili sul rispetto delle previsioni del Compliance Program Anti-Corruzione e 13 interventi di vigilanza sui Modelli 231/di Compliance delle società controllate italiane/estere. Come nel 2022, an-

(55) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy_ITA.pdf.

(56) Si veda: <https://www.oecd.org/daf/inv/mne/MNEguidelinesITALIANO.pdf>.

(57) Per maggiori dettagli si veda l'ultimo Country by Country Report: <https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/reports/2022/Country-by-Country-2022-ENG.pdf>.

(58) EITI ha individuato Eni e Shell come aziende pioniere tra le major Oil & Gas nella reportistica country by country (per maggiori informazioni si veda: <https://eit.org/news/extractives-companies-champion-tax-transparency>).





8844 1/450

che quest'anno i casi di corruzione accertati⁵⁹ 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 comportamenti anticoncorrenziali e violazioni delle normative antitrust e pratiche monopolistiche) si veda la sezione "Contenziosi" a pagina 329. Nel corso dell'anno 2023 è iniziata l'erogazione, in lingua italiana, del nuovo corso e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione per il personale a medio e alto rischio, che ha coinvolto 6.742 partecipanti e la cui erogazione proseguirà nel 2024 anche in lingua inglese e francese. Inoltre, è proseguita l'erogazione del corso "Codice Etico, anticorruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa", rivolto a tutta la popolazione Eni, in Italia e all'estero. Inoltre, nel 2023 è proseguita la formazione sui temi anti-corruzione attraverso general workshop e job specific training secondo la metodologia risk-based iniziata nel 2019. Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder

Group in Congo, Ghana, Timor Leste e Regno Unito. In Indonesia, Kazakhstan, Messico, Mozambico e Nigeria, le società controllate di Eni partecipano ai Multistakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

Nel 2023, Eni ha generato un **valore economico** pari a circa €96 miliardi di cui sono stati distribuiti circa €90 miliardi, in particolare: 82% sono costi operativi, 7% pagamenti alla Pubblica Amministrazione, 7,5% pagamenti ai fornitori di capitale e 3,5% salari e stipendi per i dipendenti. Nel 2023, il Gruppo Eni ha ricevuto circa €286 milioni di assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione. Tale ammontare include circa €140 milioni di crediti di imposta riconosciuti in Italia alle imprese energivore e gasivore istituiti per far fronte ai maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del gas naturale ed energia elettrica e circa €30 milioni relativi al contributo pubblico europeo erogato al settore Plenitude per lo sviluppo della rete di ricarica elettrica. Nel corso dell'anno, si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €7.413 milioni, l'ammontare relativo allo share buy-back e al pagamento dei dividendi è pari a €4.885 milioni e sono state pagate imposte per €6.283 milioni.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

	2023		2022	2021	
	Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale	
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione	(numero)	30	30	25	20
Workshop generale		1.574	1.524	1.346	1.284
Job specific training		687	635	523	702
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI		9	9	9	9

VALORE ECONOMICO

	2023		2022	2021
	Totale	Totale	Totale	Totale
Valore economico generato	(milioni di euro)	95.594	134.232	78.092
Valore economico distribuito ^(a)		89.878	120.451	66.138
di cui: costi operativi		73.836	102.529	55.549
di cui: salari e stipendi per i dipendenti		3.136	3.015	2.888
di cui: pagamenti ai fornitori di capitale		6.623	6.419	3.975
di cui: pagamenti alla Pubblica Amministrazione		6.283	8.488	3.726
Valore economico trattenuto		5.716	13.781	11.954

(a) Per la voce Valore economico distribuito relativo al Community Investment si rimanda alla sezione Principali indicatori di performance del capitolo Alleanze per lo sviluppo a pagg. 195-197.

(59) 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.



ALLEANZE PER LO SVILUPPO



Le Alleanze per lo sviluppo sostenibile, in coerenza con l'Agenda 2030, contribuiscono alla creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder e rappresentano l'impegno di Eni per una transizione energetica equa, che richiede un cambiamento culturale, oltre che sociale, economico e tecnologico. Tale approccio si inserisce nella strategia aziendale di decarbonizzazione e abbraccia tematiche come: la "Just Transition", che sempre di più considera l'impatto della trasformazione energetica sulle persone e il rispetto dei diritti umani, attraverso un modello di gestione responsabile dei principali processi aziendali oramai consolidato. L'approccio è integrato lungo tutto il ciclo di business attraverso l'analisi dei diritti umani e del contesto socio-economico, l'analisi d'impatto e delle misure di mitigazione, la valutazione del local content, la promozione dello sviluppo locale e dell'engagement con gli stakeholder. In particolare, i programmi di sviluppo locale promuovono un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità, in linea con i piani di sviluppo nazionali e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), anche a sostegno della creazione di opportunità di lavoro e del trasferimento di know-how e di competenze ai partner locali. Elemento essenziale per il raggiungimento degli obiettivi comuni sono le alleanze per lo sviluppo sostenibile con tutti gli attori, dai privati al pubblico, alle organizzazioni internazionali, alle associazioni della società civile, agli istituti di ricerca, che consentono di mettere a fattore comune risorse e capitale umano per promuovere una crescita inclusiva. A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, realizzata anche sulla base del global Multidimensional Poverty Index⁽⁶⁰⁾ (MPI), che accompagna le varie fasi progettuali di business al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale, Eni adotta strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali per rispondere alle esigenze delle popolazioni locali. Questi strumenti permettono da un lato di promuovere lo sviluppo locale e dall'altro di ridurre eventuali impatti negativi (diretti e indiretti) delle nuove attività di sviluppo del business. A questo scopo, Eni, oltre ai requisiti obbligatori previsti nei Paesi di presenza per l'autorizzazione ambientale, produce sempre un Environmental Social and Health Impact Assessment (ESHIA), che garantisce l'aderenza delle attività a riconosciuti standard internazionali e prevede azioni volte a evitare o minimizzare ad un livello ritenuto accettabile gli impatti socio-economici

ci delle attività. Gli studi di impatto sono condivisi con le comunità locali⁽⁶¹⁾ e, grazie ad una mappatura degli stakeholder locali interessati dalle attività, Eni informa organizzazioni della società civile e di tutela degli interessi delle minoranze in merito alla possibilità di contribuire alle valutazioni di impatto. Attraverso strumenti come l'Eni Local Content Evaluation (ELCE)⁽⁶²⁾ Eni è in grado di quantificare i benefici diretti, indiretti e indotti generati nei contesti di operatività del business. Inoltre, vengono svolte delle analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estere che, nel 2023, è risultata pari a circa il 31% dello speso totale. Tale dato è legato anche all'utilizzo di nuovi contratti per lo sviluppo di grandi progetti ad elevato contenuto tecnologico gestiti sul mercato da grandi realtà internazionali. A queste attività si aggiunge la definizione di specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (Local Development Programme - LDP) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, i Piani Nazionali di Sviluppo, i Piani Nazionali di Sviluppo del settore Sanitario, i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e gli impegni previsti dall'Accordo di Parigi (Nationally Determined Contributions - NDC), che prevedono cinque linee di azione: (i) Progetti di sviluppo locale: contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita. Queste iniziative sono volte al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e al clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali), alla tutela del territorio, all'educazione e alla formazione professionale, all'accesso all'acqua e ai servizi igienici, ad una corretta nutrizione e al rafforzamento dei servizi e dei sistemi sanitari e, più in generale, al miglioramento dello stato di salute delle comunità, con particolare attenzione ai gruppi vulnerabili. I relativi progetti sono elaborati utilizzando la metodologia internazionale del Logical Framework Approach (LFA) e sono monitorati tramite l'adozione del sistema Monitoring Evaluation and Learning (MEL); (ii) Local Content: generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e l'implementazione di progetti di sviluppo; (iii) Land management: gestione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni o dalle restrizioni all'uso di risorse collettive (includere le aree marine) su

(60) Il Global Multidimensional Poverty Index, sviluppato nel 2010 dalla OPHI, 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.

(61) Salvo se espressamente vietato dalla normativa locale stessa.

(62) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli impatti economici e occupazionali generati dalle attività di business di Eni nei contesti in cui opera.



88441/452

cui insistono le attività di Eni per definire alternative o mitigarne eventuali effetti negativi, con l'obiettivo di perseguire il benessere delle comunità locali; (iv) Stakeholder engagement: la capacità di relazionarsi con gli stakeholder, di rafforzare la reciproca comprensione e fiducia e di facilitare il dialogo; (v) Human Rights: valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni tramite Human Rights Impact Assessment o Human Rights Risk Analysis (si veda sezione Diritti Umani a pagg. 186-189), definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite e promozione dei diritti umani mediante i progetti di sviluppo locale. A supporto dei Programmi per lo sviluppo locale si muovono le partnership sviluppate da Eni con Organizzazioni Internazionali e, più in generale, della cooperazione allo sviluppo. Ne sono esempi le collaborazioni di Eni con agenzie delle Nazioni Unite, quali: United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) per avviare il Centro di Ricerca sulle Energie Rinnovabili di Oyo in Congo; United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) in Messico per collaborare ad un Piano di Sicurezza Idrica del Sottobacino del Mezcalapa-Samaria per ridurre il rischio di disastri naturali e per favorire un turismo sostenibile nel Parco-Museo La Venta a Villahermosa come opportunità di diversificazione economica; International Organization for Migration (IOM) per promuovere l'occupazione giovanile nel sud della Libia attraverso attività di formazione professionale; Ethical Fashion Initiative, un programma dell'International Trade Centre (ITC) - agenzia congiunta delle Nazioni Unite e della World Trade Organization (WTO) – per la realizzazione di un centro di produzione tessile di qualità con il coinvolgimento di artigiani locali in Costa D'Avorio; organismi della società civile come ADPP, AVSI, Banco Alimentare e Oikos per progetti di sviluppo locale. Per quanto riguarda le iniziative legate alla tematica salute sono stati firmati accordi con Autorità sanitarie locali, come in Italia e in Messico. Sono stati inoltre firmati accordi di cooperazione con il IRCCS Policlinico San Donato per la realizzazione del centro formazione medica di Port Said in Egitto, con International Rescue Committee e Medici con l'Africa Cuamm in Costa d'Avorio per il rafforzamento dei servizi di assistenza sanitaria di base e con Operation Smile in Vietnam per gli interventi di cura della labiopalatoschisi nei bambini. Tra le collaborazioni con il settore privato nel 2023 è stata avviata la collaborazione tripartita tra Eni, l'Ong IRC e il Gruppo IVECO in Costa D'Avorio per l'erogazione di programmi di formazione professionale per giovani nei settori dell'energia e dell'automotive ed è continuata quella avviata nel 2022 con CNH Industrial e IVECO Group per la diversificazione economica, l'educazione e la formazione professionale partendo dalla Basilicata. Eni ha definito ed applica principi di indirizzo per la gestione del "Grievance Mechanism" la cui responsabilità, a livello operativo, è posta in capo a tutte le società controllate e ai Distretti che analizzano e concordano la soluzione con i ricorrenti, che siano individui o comunità. Dal 2023 Eni sta estendendo l'applicazione del "Grievance Mechanism" anche ai nuovi business (es. Agri-feedstock). La conoscenza del contesto, anche culturale, per-

mette infatti di avere adeguati canali di accesso e di applicare le più pertinenti modalità di dialogo e gestione dell'eventuale conflitto. In particolare, le società controllate possono condurre specifiche consultazioni delle comunità locali, soprattutto nei confronti delle popolazioni indigene e verso gruppi vulnerabili nei casi in cui il contesto e/o progetti pregressi facciano presumere un elevato numero di grievance, oppure nel caso in cui i propri progetti o attività prevedano la rilocalizzazione economica o fisica delle comunità. I grievance possono essere trasmessi attraverso canali on-line, tra cui indirizzo email dedicato e 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 di sviluppo locale. Tutti i grievance ricevuti, analizzati e gestiti dalle società controllate sono tracciati nell'applicativo aziendale "Stakeholder Management System" (SMS), strumento gestionale per mappare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti. Il monitoraggio avviene sia a livello di società controllata che centrale, si estende dalla ricezione fino alla risoluzione dei grievance e permette di classificarli per tema e rilevanza, verificando la percentuale di quelli risolti sul totale dei ricevuti in un dato periodo. Il sistema consente inoltre di monitorare nel tempo le eventuali criticità degli stakeholder rilevanti e di adeguare conseguentemente la strategia di engagement a seconda delle evoluzioni intercorse. Altri ambiti di indagine riguardano la tempestività nella gestione dei grievance e l'analisi del trend relativo ai temi associati, per comprendere se vengono reiterati e la loro eventuale evoluzione verso un contenzioso. È possibile anche richiedere ai ricorrenti coinvolti un feedback sul livello di soddisfazione in relazione al funzionamento del processo, chiedendogli di segnalare eventuali aree di miglioramento. Ciò produce un rafforzamento dell'iter di gestione dei grievance, basato dal 2022 su una classificazione delle lamentele strutturata su tre livelli di rilevanza, che conduce a differenti e pertinenti flussi aziendali di definizione e approvazione della soluzione. Eni richiede inoltre ai propri fornitori, contrattisti e sub-contrattisti di rendere disponibile un proprio Grievance Mechanism a lavoratori e comunità con cui interagiscono a nome di Eni.

Metriche e commenti alle performance

Nel 2023, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €95 milioni (quota Eni), di cui circa il 96% nell'ambito delle attività Upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €51,6 milioni, di cui €48,1 milioni nell'area Sub-Sahariana, in Asia ca. €26,5 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per lo sviluppo e la manutenzione di infrastrutture (in particolare edifici scolastici) e per la formazione professionale e in Italia €10,7 milioni. Complessivamente, in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €32,6 milioni, di cui €17,7 milioni in Asia, €12,6 milioni in Africa, €1,3 milioni in Italia e €1,0 milioni in America Centrale. Tra i principali progetti realizzati nel 2023 si segnalano iniziative per favorire: (i) l'accesso all'energia in Costa D'Avorio e Mozambico attraverso



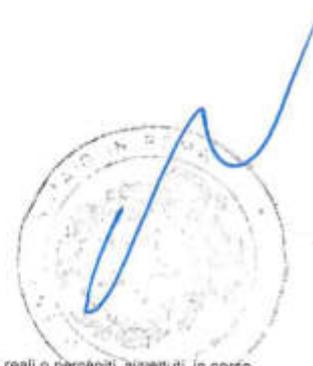
88441/453

la distribuzione di sistemi di cottura migliorati e relative campagne di sensibilizzazione; (ii) la diversificazione economica nel settore agricolo in Egitto, Nigeria e Mozambico, l'imprenditoria locale e giovanile in Costa D'Avorio, Ghana e Messico e lo sviluppo socio-economico nel settore ittico in Messico e Mozambico attraverso il supporto alla pesca sostenibile; (iii) l'accesso all'educazione e formazione a supporto dei programmi scolastici in Costa D'Avorio, Egitto, Ghana, Messico, attività di training e formazione professionale in Egitto e Mozambico, attività di ristrutturazione di edifici scolastici in Indonesia, Iraq e Messico, distribuzione di borse di studio per studenti di scuole secondarie e post secondarie in Nigeria; (iv) l'accesso all'acqua attraverso il miglioramento dei sistemi di approvvigionamento idrico a scopo domestico e agricolo in due comunità rurali in Egitto e una contea in Kenya; proseguono la fornitura di acqua potabile dell'impianto di Al-Burdjazia nell'area di Zubair e la costruzione dell'impianto di potabilizzazione Al-Buradeiah a Bassora; continuano le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja e Muara Jawa nel Kalimantan orientale in Indonesia; in Mozambico l'avvio di varie iniziative volte alla costruzione di infrastrutture e alla realizzazione di campagne di sensibilizzazione su buone pratiche igieniche e sanitarie; (v) la tutela del territorio attraverso attività di sensibilizzazione e piantumazione delle mangrovie nel distretto di Mecufi in Mozambico volte alla protezione dell'ambiente circostante. Nell'ambito dei progetti di sviluppo sanitario, nel 2023, Eni ha realizzato iniziative in 15 Paesi per un totale di

spesa di €10,7 milioni, per il miglioramento dello stato di salute delle popolazioni attraverso il rafforzamento delle competenze del personale sanitario, come ad esempio in Angola, Libia e Costa d'Avorio, la costruzione e la riabilitazione di strutture sanitarie e il loro equipaggiamento, come ad esempio, in Iraq, Costa d'Avorio, Mozambico e Congo, l'informazione, l'educazione e la sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte, come ad esempio in Egitto, Ghana e Messico. Inoltre, in continuità con l'approccio adottato per l'emergenza da COVID-19 di supporto alle Istituzioni e strutture sanitarie, anche nel 2023, Eni ha portato avanti interventi di riqualificazione del sistema sanitario in Italia, con l'obiettivo di contribuire al rafforzamento e alla resilienza delle strutture locali, come il completamento del reparto di terapia intensiva per l'Ospedale Vittorio Emanuele di Gela, la realizzazione del Pronto Soccorso Infettivologico per l'Ospedale Luigi Sacco di Milano (finalizzazione prevista per il 2024) e la progettazione del reparto ad alto bio-contenimento con laboratorio di analisi integrato presso l'Ospedale S. Matteo di Pavia. Nel 2023, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 11 studi di Health Impact Assessment (HIA), di cui 6 studi integrati ESHIA. Infine, nel corso del 2023 sono stati ricevuti 139 grievance⁶³, di cui 67 (pari al 48%) sono stati già risolti. I reclami hanno riguardato principalmente: gestione delle relazioni con le comunità (categoria più ricorrente), gestione degli aspetti ambientali, sviluppo dell'occupazione, land management, sviluppo dell'educazione e diversificazione economica.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023		2022	2021
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Investimenti per lo sviluppo locale	(milioni di euro)	95,0	84,1	76,4	105,3
di cui: infrastrutture		32,6	32,3	31,3	39,8



(63) Reclamo o lamentela sollevato da un individuo – o da un gruppo di individui – relativo a incidenti o danni o altri impatti ambientali o sociali, reali o percepiti, avvenuti, in corso o potenziali e determinati dalle attività della società o da un suo contrattista o fornitore. Un grievance viene definito come "risolto" quando le parti hanno concordato una proposta di risoluzione.



8844 1/454

TASSONOMIA EUROPEA

Il Regolamento 852 del giugno 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. In base al regolamento della Tassonomia un'attività economica è considerata 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 (di cui all'art. 9 del regolamento);
- ii) non arreca un danno significativo ad alcuno degli altri obiettivi tassonomici, principio del "do no significant harm" - DNSH;
- iii) è svolta nel rispetto delle garanzie minime di salvaguardia (di cui all'art. 18 del regolamento) che sono procedure adottate dalle imprese per la responsabile conduzione del business;
- iv) è conforme ai criteri di vaglio tecnico "Technical Screening Criteria - TSC" stabiliti dalla Commissione Europea, che consentono di determinare se un'attività economica contribuisce in modo sostanziale al raggiungimento di un obiettivo nel rispetto del principio DNSH.

Gli obiettivi di sostenibilità (due relativi al clima, quattro all'ambiente) della Tassonomia sono:

- a) la mitigazione dei cambiamenti climatici;
- b) l'adattamento ai cambiamenti climatici;
- c) l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine;
- d) la transizione verso un'economia circolare;
- e) la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento;
- f) la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

IDENTIFICAZIONE DELLE ATTIVITÀ AMMISSIBILI E ALLINEATE DI ENI

La Commissione in forza della delega conferita dal Regolamento ha emanato per ciascuno degli obiettivi della Tassonomia un allegato tecnico che identifica le attività economiche ammissibili in grado di contribuire potenzialmente all'obiettivo. Per ogni attività sono definiti i criteri di vaglio tecnico "TSC": le condizioni di performance che devono essere valutate per la verifica del contributo sostanziale e del rispetto del principio DNSH, affinché la singola attività possa essere classificata "allineata" alla Tassonomia.

Nella prima fase di applicazione della Tassonomia (relazioni finanziarie 2021 e 2022), la Commissione ha regolato solo gli obiettivi climatici: mitigazione dei cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici nell'ambito del cosiddetto "Atto Delegato sul Clima" (Regolamento Delegato UE 2021/2139 comprendente due Annex) integrato successivamente dall'Atto Delegato Complementare (Regolamento UE 2022/1214) che norma le attività di produzione di energia elettrica da nucleare e gas.

Nel 2023 la Commissione ha emanato l'Atto Delegato sull'Ambiente (Regolamento Delegato UE 2023/2486 comprendente quattro Annex) con il quale ha individuato le attività ammissibili e i criteri di vaglio tecnico relativi ai quattro obiettivi ambientali. Inoltre, è stato aggiornato l'Atto Delegato sul Clima con la revisione dei TSC di alcune attività e l'introduzione di nuove attività ammissibili (quali ad es. la costruzione di aeroplani e il trasporto aereo di passeggeri).

Il regolamento delegato UE 2021/2178 relativo al reporting (v. paragrafo successivo) è stato emendato con la previsione che le imprese non finanziarie dichiarano nella relazione finanziaria 2023 solo la quota ammissibile dei KPI relativi alle attività ammissibili per il contributo sostanziale ai quattro obiettivi ambientali, introducendo in analogia a quanto previsto in occasione del primo anno di reporting degli obiettivi climatici, un regime semplificato per il "transition year". Tale semplificazione si applica anche alle nuove attività inserite nell'Atto Delegato sul Clima.

Eni ha valutato le attività economiche svolte dal Gruppo sulla base dei regolamenti delegati adottati dalla Commissione per identificare le attività ammissibili ai fini degli obiettivi di sostenibilità della Tassonomia. Relativamente agli obiettivi climatici, il Gruppo ha valutato le percentuali di allineamento delle attività alla Tassonomia attraverso il riscontro dei TSC relativi al contributo sostanziale al rispetto dei criteri DNSH. La verifica del contributo sostanziale è stata eseguita limitatamente all'obiettivo mitigazione del cambiamento climatico, poiché il Gruppo non svolge attività relative alla produzione di soluzioni di adattamento.

L'ampliamento delle attività economiche ammissibili ai fini degli obiettivi ambientali normati nel 2023 hanno modificato in misura marginale il perimetro di rendicontazione del Gruppo Eni, tenuto conto della clausola di lock-in (art 16 Reg. EU 852/2020) sulla non ammissibilità di attività economiche che conducono a una dipendenza da attivi non in linea con gli obiettivi ambientali del Green Deal EU (es. produzione di acque affinate). Inoltre alcune attività potrebbero diventare ammissibili per i nuovi obiettivi quando saranno sviluppate in modo significativo verso terzi (es. le bonifiche).

La verifica della clausola di salvaguardia di cui all'art. 3 lettera "c" è stata svolta a livello di Gruppo.

OBBLIGHI DI REPORTING

L'art. 8 della Tassonomia prevede che le società quotate nei mercati regolamentati dell'UE tenute a redigere la Dichiarazione di carattere Non Finanziario "DNF" (di cui agli art. 19 bis e 29 bis della Direttiva 2013/34/UE) forniscano all'interno della DNF tre



88441/455

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. Con Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 la Commissione ha definito il contenuto e le modalità di presentazione delle informazioni richieste per rispettare l'obbligo di reporting previsto dall'art. 8, nonché la metodologia per conformarsi a tale obbligo informativo. Nei successivi paragrafi sono presentate le informazioni previste da tale regolamento.

Informativa sulla Tassonomia in base all'Allegato I al REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2021/2178 DELLA COMMISSIONE che integra il regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio precisando il contenuto e la presentazione delle informazioni che le imprese soggette all'articolo 19 bis o all'articolo 29 bis della direttiva 2013/34/UE devono comunicare in merito alle attività economiche ecosostenibili e specificando la metodologia per conformarsi a tale obbligo di informativa.

Indicatori fondamentali di prestazione (KPI) delle imprese non finanziarie

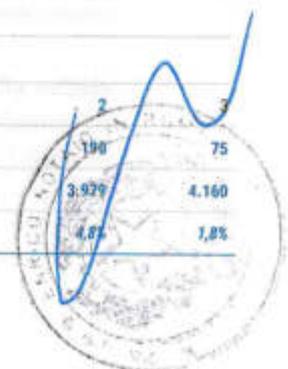
TASSONOMIA EUROPEA: TABELLA DI SINTESI DEGLI INDICATORI FONDAMENTALI DI PRESTAZIONE (KPI) DELLE IMPRESE NON FINANZIARIE

GRUPPO ENI - ANNO 2023

	FATTURATO		SPESE IN CONTO CAPITALE		SPESE OPERATIVE	
	valore ass. in € mln	quota %	valore ass. in € mln	quota %	valore ass. in € mln	quota %
A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA						
A.1. ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)	1.119	1,2%	2.012	14,7%	190	4,8%
A.2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITÀ NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)	5.147	5,5%	371	2,7%	368	9,2%
TOTALE A.1 + A.2	6.266	6,7%	2.383	17,4%	558	14,0%
B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA	87.451	93,3%	11.262	82,6%	3.421	86,0%
TOTALE A+B	93.717	100,0%	13.665	100,0%	3.979	100,0%

QUADRO RIEPILOGATIVO KPI TASSONOMIA 2023 CONFRONTO 2022

(mln €)	Fatturato		Spese in conto capitale		Spese operative	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	192	31	606	603	86	15
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	168	79	138	906	25	28
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	660	567	224	97	64	24
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	59		745		5	
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	35	41	2	1	8	5
Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO ₂			145	78		
Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio			121	60		
Altre	5	5	31	8	2	3
Totale allineato	1.119	823	2.012	1.753	190	75
Consolidato	93.717	132.512	13.665	12.396	3.979	4.160
KPI Tassonomia	1,2%	0,6%	14,7%	14,1%	4,8%	1,8%





88441/456

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.

FATTURATO

(mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	Totale Gruppo
Ricavi da contratti con la clientela (Ricavi della gestione caratteristica)	1.119	5.147	93.717

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 e il sottostante "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 i costi contabilizzati sulla base di:

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, punto 82, lettera a). La quota del 6,7% 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:

sibili ed ecosostenibili di Eni comprendono i costi contabilizzati sulla base di:

- a) IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari", punto 73, lettera e), sottopunti i) e ii);
- b) IAS 38 "Attività immateriali", punto 118, lettera e), sottopunto i);
- c) IFRS 16 "Leasing", punto 53, lettera h).

I CapEx comprendono anche gli incrementi degli attivi materiali e immateriali derivanti da aggregazioni aziendali. Il Gruppo Eni non è presente in attività economiche che prevedono l'applicazione dei principi IAS 40 e IAS 41.

La quota del 17,4% 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 che corrispondono agli incrementi rilevati nell'esercizio delle voci dell'attivo "Immobili, Impianti e Macchinari", "Attività Immateriali" e "Diritto di utilizzo beni in leasing", compresi quelli derivanti da business combination, di cui è data informativa nelle note n. 12, 13 e 14 al bilancio consolidato. 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.



88441/457

SPESE IN CONTO CAPITALE

	(min €)	Attività allineate	Attività ammissibili	Totale Gruppo
Incrementi att. Materiali&Immateriali		754	330	9.215
Goodwill acquisito				25
Incrementi Diritto di utilizzo beni in leasing		16	10	1.584
Acquisizioni/Variatione area di consolidamento		1.157	31	1.842
Altri incrementi		85		1.024
A dedurre				
Goodwill acquisito				(25)
Totale Spese c/capitale		2.012	371	13.665

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 14,0% 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:

	(min €)	Attività allineate	Attività ammissibili	Totale Gruppo
Costi di R&D spesi a conto economico		4	39	166
Spese operative		186	329	3.813
Totale spese operative		190	368	3.979

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, compresi gli incrementi derivanti da acquisizioni e per accensione/rinnovo/revisione di contratti di leasing e operazioni di reverse factoring, 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 (mono-business), mentre per le società pluri-business 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 e di controllo dei costi. 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



8844 1/458

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:

- 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;
- i costi diretti della ricerca e sviluppo non capitalizzati all'attivo;
- i costi fissi della fase commerciale;
- 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:

- 3.14 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, Kazakistan 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 Kazakistan;
- 4.4 generazione di e.e. dalla tecnologia dell'energia del mare: impianto sperimentale che sfrutta l'energia del moto ondoso delle maree installato nei mari italiani;
- 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 produttiva 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);
- 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 Sri a partire da frazione organica proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani, nonché produzione di compost;
- 5.12 stoccaggio geologico permanente sotterraneo della CO₂; stoccaggio permanente della CO₂ 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;



8844 1/49

- 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.

Per quanto riguarda gli obiettivi ambientali normati nel 2023, Eni ha identificato le attività ammissibili per l'obiettivo dell'economia circolare: (i) 1.1 fabbricazione di imballaggi in materie plastiche; (ii) 2.5 recupero dei rifiuti organici mediante digestione anaerobica o compostaggio. Entrambe le attività sono state valutate nel 2023 ai fini del contributo sostanziale all'obiettivo della mitigazione dei cambiamenti climatici (riferimento attività 3.17 e 5.7/5.8).

Le attività

- 3.10 produzione d'idrogeno per uso captive;
- 6.10 trasporto marittimo d'idrocarburi;

Sono state escluse dalle attività eligible poiché ritenute non conformi alla clausola di lock-in dell'art. 16 della Tassonomia.

Eni ha valutato l'ecosostenibilità delle attività ammissibili ai fini dell'obiettivo mitigazione dei cambiamenti climatici in conformità all'art. 3 del Regolamento (UE) 2020/852 come integrato dal Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 della Commissione del 4 giugno 2021, che fissa i criteri di vaglio tecnico per il contributo sostanziale all'obiettivo, nonché per il rispetto del principio del non arrecare un danno significativo agli altri obiettivi della Tassonomia. L'adozione delle garanzie minime di salvaguardia previste dall'art. 18 del Reg. Tassonomia nella conduzione delle attività economiche è discussa a livello di Società.

Eni non svolge attività che forniscono soluzioni di adattamento climatico. L'obiettivo dell'adattamento climatico, al pari degli altri obiettivi della Tassonomia, è stato considerato ai fini della verifica del principio del non arrecare un danno significativo a nessuno degli obiettivi della Tassonomia.

In esito a tale valutazione alla data di riferimento della presente Relazione Finanziaria Annuale comprensiva della DNF 2023 le seguenti attività sono state valutate allineate alla Tassonomia poiché contribuiscono in maniera sostanziale al raggiungimento dell'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico.

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:

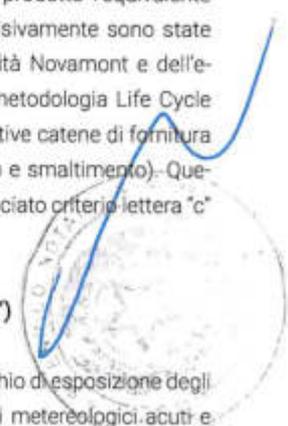
c) derivate in tutto o in parte da materie prime rinnovabili e le emissioni di gas serra nel loro ciclo di vita sono inferiori alle emissioni di gas serra nel ciclo di vita delle materie plastiche equivalenti in forma primaria fabbricate a partire da combustibili fossili. Le emissioni di gas serra nel 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. La biomassa forestale utilizzata per la fabbricazione di materie plastiche in forma primaria soddisfa i criteri di cui all'articolo 29, paragrafi da 6 a 7, di detta direttiva.

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

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio d'esposizione degli impianti di produzione Novamont agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'appendice "A" al Regolamento Delegato sul clima.





88441/460

Il principale rischio fisico è di natura idrogeologica. Gli impianti sono localizzati in un bacino regolato da un piano di assetto idrogeologico coordinato da un'autorità di bacino. Il piano individua diversi scenari di rischio legati a fenomeni franosi e alluvionali e individua le misure di prevenzione e protocolli di sicurezza adottati dall'attività per la mitigazione di potenziali danni in funzione di eventi metereologici avversi. Tale piano e le relative misure di mitigazione sono aggiornati regolarmente in funzione dell'evoluzione della situazione di rischio fisico. L'attività ha adottato anche piani di emergenza che prevedono procedure e protocolli di sicurezza in caso di evento avverso.

Transizione verso un'economia circolare

Non applicabile.

Prevenzione e riduzione dell'inquinamento

L'attività soddisfa i criteri di cui all'appendice C del Regolamento Delegato UE 2021/2139 come modificato nel 2023.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

Gli impianti per la produzione di resine e plastiche derivate da materie prime rinnovabili hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile delle acque e di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

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 metereologici acuti e cronici previsti dall'appendice "A" al Regolamento Delegato sul clima.

Il management ha adottato procedure e sistemi per l'individuazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio del rischio fisico legato ai cambiamenti climatici, definito come il rischio che i fenomeni metereologici estremi o l'evoluzione progressiva delle condizioni metereologiche o fisiche dell'ambiente legati ai cambiamenti climatici, attesi nel medio-lungo termine sulla base di modelli previsionali terzi, possano avere ricadute significative sulle condizioni di operabilità, sicurezza e redditività degli attivi, violando in tal modo il principio del "non arrecare un danno significativo" all'obiettivo di adattamento climatico.

Il management esegue con cadenza regolare un assessment/screening top-down della potenziale futura esposizione delle attività Eni ai rischi climatici previsti dalla Tassonomia, con l'obiettivo ultimo di individuare gli interventi necessari per adattare le attività ai rischi metereologici identificati, considerate le mitiganti del rischio già in essere presso ciascun attivo. Tale assessment può considerare diversi orizzonti temporali: circa trent'anni per impianti fotovoltaici, eolici e bioraffinerie, orizzonti più brevi per le colonnine di ricarica che hanno un ciclo di vita più limitato.

La metodologia di assessment Eni dei rischi fisici:

- utilizza in input dati forniti da un provider esterno leader del settore che ha elaborato proiezioni di fenomeni metereologici/fisici di lungo termine con una significativa granularità geografica, basate su indicatori quantitativi (es. numero di giorni con temperature superiori a un certo livello, velocità del vento per differenti periodi di ritorno), in grado di assicurare una copertura globale (offshore e onshore) delle aree dove sono localizzati gli attivi Eni. Le fonti di tali mappe di rischio combinano i modelli climatici predittivi più aggiornati con le informazioni di eventi storici, per fornire un andamento tendenziale dei fenomeni naturali a seguito dei cambiamenti climatici;
- sviluppa un esercizio di stress test sull'attuale portafoglio di attivi rispetto ai rischi fisici identificati su di un orizzonte temporale prevalentemente di trent'anni;
- è applicata con cadenza annuale ed è oggetto di continuo miglioramento alla luce dell'esperienza che si consoliderà nel tempo, nonché della futura evoluzione del framework sulla tematica e dell'accuratezza dei modelli previsionali;
- utilizza lo scenario IPCC SSP5 - 8.5 ai fini della proiezione/previsione degli eventi climatici avversi e dell'evoluzione dei rischi fisici connessi al cambiamento climatico;
- utilizza le coordinate geografiche di ciascun attivo Eni (longitudine e latitudine) per il collocamento nei reticoli di rischio meteorologico (la definizione dei reticoli può arrivare fino a 1 chilometro quadrato) definiti dal provider esterno per rilevare il tipo di rischio climatico a cui ciascun attivo è potenzialmente esposto nei prossimi trent'anni sulla base dello scenario climatico adottato;
- considera nel processo di valutazione del rischio anche i principali attivi della catena del valore.

Una volta definiti i rischi climatici/fisici associati a ciascun attivo, il management esegue una valutazione delle barriere esistenti sia fisiche (caratteristiche dell'attivo, materiali impiegati, barriere di contenimento, distanza dalle fonti di pericolo, ecc.) sia in termini di sistemi e procedure (sistemi di allerta, procedure di messa in sicurezza degli attivi, esistenza di piani di monitoraggio e verifica, ecc.).



88441/464

Al termine di questa fase il management valuta il rischio residuo e:

- in caso di pericoli cronici (es. water stress), sono pianificate ed eseguite attività di monitoraggio con eventuale successiva definizione e follow up di un piano di intervento;
- in caso di rischio acuto, è attivato il processo di asset integrity che può condurre alla definizione e attuazione di un piano di adattamento.

Sulla base della procedura e metodologia descritte, 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 adatta al CC.

Transizione verso un'economia circolare

L'attività ha valutato la disponibilità di e utilizza, ove possibile, apparecchiature e componenti di elevata durabilità e riciclabilità e facili da smantellare e riqualificare.

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

Tutte le installazioni fotovoltaiche di Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

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.

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 punto 4.1 e ha concluso che gli impianti di produzione e.e. da energia eolica 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.

Transizione verso un'economia circolare

L'attività ha valutato la disponibilità di e utilizza, ove possibile, apparecchiature e componenti di elevata durabilità e riciclabilità e facili da smantellare e riqualificare.

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

Tutte le installazioni per la produzione di energia elettrica da energia eolica di Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile delle acque e di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

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.

DNSH

Adattamento ai cambiamenti climatici

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al punto 4.1 e ha concluso che gli impianti di produzione 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 adatta al CC.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

Tutte le installazioni per la produzione di energia elettrica da bioenergia di Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile delle acque e di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

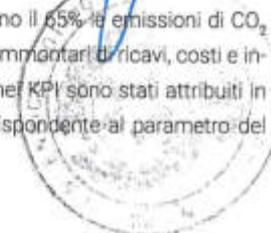
4.13. Produzione di biocarburanti destinati ai trasporti

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 2023 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 CO₂ rispetto al carburante tradizionale. Gli ammontari di ricavi, costi e investimenti relativi all'attività dichiarati nel KPI sono stati attribuiti in proporzione alla percentuale di HVO rispondente al parametro del contributo sostanziale.





8844 1/462

DNSH*Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'appendice A all'Atto Delegato sul clima degli impianti di produzione (Gela e Venezia) in base alla metodologia descritta al punto 4.1, 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.

*Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine**Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi*

La costruzione delle bioraffinerie e i successivi progetti di riconfigurazione, ampliamento o ristrutturazione hanno ottenuto prima dell'avvio dei lavori una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine e all'obiettivo di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

5.12. Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO₂

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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂. Il progetto svolto in Italia rispetta, per quanto applicabile, i requisiti della Direttiva 2009/31/C.

DNSH*Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'appendice A all'Atto Delegato sul clima sulla base della metodologia di cui al punto 4.1 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.

DNSH*Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'appendice A all'Atto Delegato sul clima in base alla metodologia di cui al punto 4.1 e ha concluso che le infrastrutture sopra menzionate 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. La valutazione è stata condotta per macroaree geografiche accomunate dalla stessa tipologia di rischi climatici. In generale, l'esposizione dell'attività ai rischi fisici è limitata sia per la dispersione territoriale delle colonnine sia per considerazioni legate al contributo immateriale di ciascuna installazione e alla rapidità degli eventuali tempi di ripristino.

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;



88441/463

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.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

L'installazione delle colonnine di ricarica per veicoli elettrici rispetta specifiche norme di legge e regole tecniche per garantire la sicurezza degli utenti e l'integrità delle infrastrutture, che comprendono anche la protezione della biodiversità/ecosistemi.

1.2.2.2. Contributo al conseguimento di più obiettivi

Nel 2023 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 €1.119 milioni è così articolato:

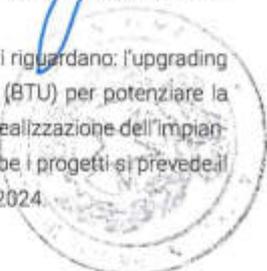
- €192 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti fotovoltaici con un aumento di sei volte rispetto al 2022 dovuto alle maggiori produzioni per la crescita della capacità installata;
- €168 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti eolici pari a circa il doppio rispetto al 2022 dovuto alle maggiori produzioni per la crescita della capacità installata;
- €35 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti alimentati a biomassa, sostanzialmente in linea;

- €59 milioni dalla vendita di materie plastiche in forme primarie in relazione all'acquisizione perfezionata nel quarto trimestre 2023 del gruppo Novamont;
- €660 milioni dalla vendita di HVO in linea rispetto al 2022 per effetto delle maggiori produzioni che hanno bilanciato il calo generalizzato dei prezzi dei carburanti.

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 €2.012 milioni sono relativi alle seguenti attività:

- €606 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da fotovoltaico, che comprendono: (i) €214 milioni di incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione di cui €71 milioni relativi alla nuova capacità installata nel 2023 per 153 MW; e (ii) €392 milioni di acquisizioni di cui €132 milioni relativi ad impianti da terzi perfezionati nell'esercizio per una capacità in operation di 177 MW, e €259 milioni per impianti ready to build con capacità nell'arco di piano 2024-2027
 - €138 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da eolico, che comprendono: (i) €70 milioni di incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione di cui €20 milioni relativi alla nuova capacità installata nel 2023 per 57 MW; e (ii) €68 milioni di acquisizioni per impianti ready to build con capacità nell'arco di piano 2024-2027;
 - €745 milioni relativi all'acquisizione del controllo del Gruppo Novamont le cui attività di produzione di resine e materia plastica da feedstock rinnovabili sono state valutate allineate alla Tassonomia;
 - €224 milioni relativi all'attività di produzione di biocarburanti, interamente imputati a incremento di PP&E, principalmente relativi alle bioraffinerie di Venezia e Gela per €121 milioni e €17 milioni relativi all'avvio del progetto di riconversione in bioraffineria a Livorno. Con riferimento a Venezia sono in corso diversi progetti per l'upgrading della bioraffineria di cui i principali riguardano: la realizzazione di una nuova sezione (degumming) dell'unità di trattamento della biomassa per potenziare la lavorazione di cariche più complesse; l'adeguamento dell'impianto ecofining per produrre biocarburanti a partire da cariche pretrattate dal degumming; la realizzazione di un impianto di steam reforming e del relativo interconnecting. L'impianto sostituirà il ciclo benzine per la fornitura dell'idrogeno necessario a produrre HVO puro, con un conseguente aumento della capacità di lavorazione fino a 0,6 milioni di tonnellate/anno, con completamento atteso nel 2025.
- Con riferimento a Gela i principali progetti riguardano: l'upgrading dell'unità di trattamento della biomassa (BTU) per potenziare la lavorazione di cariche più complesse; la realizzazione dell'impianto per la produzione di biojet; per entrambe i progetti si prevede il completamento nella seconda metà del 2024.





88441/464

Tali progetti di bioraffinazione sono parte del piano industriale degli investimenti Eni per il quadriennio 2024-2027 approvato dal Consiglio di Amministrazione il 13 marzo 2024 e sono alcuni dei driver che il Gruppo ha attivato per conseguire l'obiettivo di raggiungere una capacità di oltre 3 milioni di tonnellate/anno entro il 2026.

- €145 milioni relativi all'attività di stoccaggio permanente della CO₂, interamente imputati a incremento delle immobilizzazioni immateriali, nell'ambito dei progetti per la realizzazione dell'hub di stoccaggio di HyNet e Bacton in Regno Unito e, in misura minore, della prima fase dell'hub di stoccaggio di Ravenna, entrambi inclusi nel piano quadriennale degli investimenti del Gruppo Eni approvato dalla Direzione Aziendale il 13 marzo 2024. Il progetto HyNet prevede un impegno di spesa nel piano di €279 milioni e la prima iniezione di CO₂ nei giacimenti esauriti della Liverpool Bay operati da Eni è prevista nella seconda metà del decennio, mentre il progetto Bacton prevede un impegno di spesa pari a €30 milioni e la prima iniezione di CO₂ entro il 2030. Il progetto Ravenna hub prevede un impegno di spesa nel piano di €32 milioni e la prima iniezione di CO₂ nei giacimenti esauriti dell'offshore ravennate operati da Eni è programmata entro il 2030 dopo un periodo sperimentale nel corso del 2024;
- €121 milioni relativi all'attività di installazione di punti ricarica per EV, imputati ad incrementi di PP&E per €119 milioni e di attività immateriali per €2 milioni, nell'ambito del piano di espansione della rete di ricarica con l'installazione nel 2023 di circa 5,9 mila nuove colonnine a marchio Plenitude;
- €23 milioni di investimenti per lo sviluppo di progetti storage che comprendono: (i) €11 milioni di incrementi di assets per l'avanzamento nel programma di costruzione; e (ii) €12 milioni di acquisizioni.

1.2.3.3. Informazioni contestuali sul KPI relativo alle spese operative

Le spese operative incluse nel numeratore del relativo KPI pari a €190 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:

- €86 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);
- €25 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);
- €64 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:

- tre riconducibili al tema dei diritti umani (diritti umani, protezione dei consumatori, occupazione e relazioni industriali);
- Anti-corruzione;
- competizione equa;
- tassazione.



88441/465

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:

- diritti umani;
- lotta alla corruzione;
- rispetto della competition law;
- tassazione d'impresa.

Inoltre, l'Azienda valuta lo status dei procedimenti legali a carico dell'impresa, di un sua controllata o di esponenti del top management per violazioni di leggi nazionali o internazionali relative a tali materie, nonché la gestione di eventuali "complaints" o segnalazioni per presunte violazioni dei diritti umani, presentati da singoli stakeholder o gruppi di stakeholder presso un Punto di Contatto Nazionale OCSE o presso il "Business and Human Rights Resource Centre" con particolare riguardo ai casi a fronte dei quali la Società non abbia dimostrato un impegno concreto nel gestire la segnalazione, non cooperando per una sua risoluzione e/o non adottando un piano di rimedio nel caso di una sua accertata responsabilità per aver causato e/o contribuito all'impatto negativo lamentato.

I sistemi di due diligence di Eni

• **ANTI-CORRUZIONE.** Nell'ambito della policy aziendale di tolleranza zero nei confronti della corruzione, Eni si è dotata di un ambiente di controllo e di processi e presidi con l'obiettivo di prevenire qualsiasi forma di comportamento o transazione aventi intento corruttivo e di garantire la costante e puntuale osservanza da parte delle persone che lavorano in Eni o per conto di Eni delle leggi vigenti nei Paesi in cui la Società opera, ivi incluse le leggi di ratifica delle Convenzioni Internazionali, che proibiscono la corruzione nei confronti di pubblici ufficiali nonché la corruzione fra privati. Tale sistema si applica anche al riciclaggio di denaro. L'ambiente di controllo si fonda su valori condivisi dall'organizzazione a partire dal top management, che includono l'istituzione di un codice etico ispirato ai principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede nella conduzione del business, l'adesione ai dieci principi delle NU in tema di responsabilità d'impresa, la partecipazione al Global Compact e la

formazione del personale sui temi etici. I processi e i presidi hanno la finalità di assicurare la corretta e trasparente registrazione delle transazioni aziendali, le verifiche delle controparti economiche nel caso di operazioni significative (acquisizioni/cessioni di società, rami d'azienda, titoli minerari, business combination, ecc.), le verifiche delle controparti in altre attività a rischio corruzione (business associate, joint venture partner, broker, iniziative non profit, sponsorizzazioni etc.), nonché la conformità dei comportamenti aziendali alle regole interne in tutte le circostanze dove sono possibili infrazioni del codice etico, con l'obiettivo di prevenire qualsiasi forma di corruzione nella conduzione del business. Parte integrante dei presidi Eni in ambito anti-corruzione è l'istituzione di un meccanismo di whistleblowing per la gestione delle segnalazioni ricevute dalla Società attraverso un canale ben identificato e riconoscibile di presunte violazioni delle normative anticorruzione antiriciclaggio (tale meccanismo si applica anche alla DD sui diritti umani). Nel 2023 la Società o esponenti del senior management non sono stati parte di alcun procedimento penale per violazioni delle normative anti-corruzione che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Per maggiori informazioni sullo status del contenzioso del Gruppo, si rinvia alle note del bilancio consolidato.

• **TASSAZIONE.** Eni ha adottato un sistema di DD della gestione dei rapporti con le Autorità fiscali dei Paesi in cui opera, con l'obiettivo di assicurare con ragionevole certezza che le operazioni di business siano svolte nel rispetto della normativa fiscale applicabile e dei presidi operativi istituiti dalla Tax Strategy aziendale che prevede l'assolvimento delle imposte nei Paesi dove avviene l'operatività secondo lo spirito oltreché la lettera delle regole locali e rifiuta scelte di politica fiscale aggressive fra le quali anche la localizzazione di legal entities nei cosiddetti paradisi fiscali. La Società si è dotata di un Tax Control Framework, cioè di un sistema di controllo specifico del rischio fiscale di cui è responsabile il management per la verifica della coerenza tra le scelte di gestione fiscale e la strategia approvata dal Consiglio. L'ambiente di controllo e i processi/procedure sono stati disegnati in modo da ridurre a un livello relativamente contenuto il rischio di violazioni con impatto finanziario o reputazionale significativo (rischio fiscale). Nel 2023 nessuna società del Gruppo è stata parte di alcun contenzioso fiscale per violazioni della normativa o per frode fiscale che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Per maggiori informazioni sullo status del contenzioso del Gruppo in materia fiscale, si rinvia alle note del bilancio consolidato; tali contenziosi sono relativi all'interpretazione tecnica delle norme fiscali locali, spesso molto complesse, e sono gestiti in un'ottica di conciliazione.

• **FAIR COMPETITION.** 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





8844 1/466

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 2023 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.

• **DIRITTI UMANI.** I diritti umani sono al centro della visione Eni di impresa responsabile e parte integrante dei valori, della cultura e dei sistemi manageriali dell'organizzazione. Eni è impegnata a rispettare i diritti umani in tutte le attività d'impresa e pone analoga aspettativa nei confronti dei business partner che operano per conto di Eni o ai quali sono appaltate fasi delle attività industriali di Eni. A tale scopo, Eni si è dotata progressivamente di modelli risk-based basati su elementi di contesto (rischi specifici nei Paesi di operatività) e sulle caratteristiche delle attività di business che, in base al potenziale rischio sui diritti umani, consentono all'azienda di individuare e adottare le opportune misure di gestione. L'impegno di Eni su questo tema, inoltre, è affermato dalla recente emissione della Policy ECG "Rispetto dei Diritti Umani in Eni", le cui linee fondamentali sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione nel mese di settembre 2023 e che sostituisce la precedente Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani. Tale Policy evidenzia le aree prioritarie (salient issues) su cui Eni esercita la due diligence dei diritti umani in conformità alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e alle relative raccomandazioni in tema di due diligence, nonché ai Principi Guida delle Nazioni Unite su Impresa e diritti umani UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs).

Il processo Eni di Human Rights Due Diligence identifica e valuta i rischi correlati alla potenziale violazione dei Diritti Umani sotto un duplice profilo:

- rischio di causare (o contribuire a causare) impatti negativi, effettivi o potenziali, sui Diritti Umani, con riferimento agli UNGPs e alle Linee Guida OCSE;

- rischio di incorrere in sanzioni, perdite finanziarie rilevanti o danni di reputazione (cd. rischio di compliance).

In linea con le raccomandazioni OCSE/UNGPs, la DD Eni è articolata in sei fasi:

- i) l'adozione da parte del Board di una dichiarazione di impegno attraverso l'emissione di una policy aziendale che affermi il rispetto dei diritti umani e l'integrazione dei diritti umani nei sistemi di gestione, nei processi e nelle politiche aziendali;
- ii) la ricognizione degli ambiti di operatività dove Eni è esposta a significativi rischi di violazione dei diritti umani con l'individuazione dei temi considerati più significativi per Eni (i cd. salient issue), definiti in base alle attività di business condotte, ai contesti in cui Eni opera e alla condivisione con rilevanti stakeholder locali e internazionali, adottando un approccio risk-based;
- iii) un processo risk-assessment volto a identificare e valutare gli impatti negativi attuali o attesi delle attività aziendali sui diritti umani che preveda il coinvolgimento degli stakeholder;
- iv) la definizione e l'adozione di misure atte a prevenire, cessare o mitigare eventuali impatti negativi;
- v) la verifica dell'efficacia delle misure adottate;
- vi) la comunicazione degli outcome delle azioni implementate dalla Società per prevenire, cessare, mitigare gli impatti avversi sia a beneficio degli stakeholder interessati sia per migliorare i processi di pianificazione delle attività aziendali future.

In linea con le raccomandazioni OCSE, la DD Eni si avvale di un meccanismo di ricezione dei reclami e delle preoccupazioni degli stakeholder – singoli individui, comunità o associazioni d'individui con particolare attenzione alle categorie più deboli – attraverso il quale gli interessati segnalano alla Società presunte violazioni dei diritti umani nell'ambito delle attività industriali Eni, affinché la Società sia in grado di tempestivamente intercettare, valutare, gestire e – qualora accertate – porre in essere le opportune misure di rimedio. In particolare, sono a disposizione degli stakeholder due strumenti specifici ai quali ricorrere in caso di presunta violazione dei diritti umani:

- il "Grievance Mechanism", costituito dall'insieme delle modalità definite da Eni per il processo di invio, in forma scritta o verbale, delle istanze o lamentele in relazione alle attività svolte, nonché della relativa gestione e risoluzione. I grievance riferiti ai Diritti Umani classificati come "rilevanti" prevedono uno specifico iter di analisi e risposta;
- le "Segnalazioni" costituite dalla possibilità, per chiunque, dipendenti o soggetti terzi, di segnalare, anche in forma confidenziale o anonima, problematiche attinenti al Sistema di Controllo Interno o ad altre materie in violazione del Codice Etico, quali etica di impresa, pratiche di mobbing, molestie, discriminazioni e rispetto dei Diritti Umani.



88441/467

QUOTA DEL FATTURATO KPI

Attività economiche (1)	Esercizio finanziario 2023			Criteri per il contributo sostanziale					
	Codice/i (2)	Fatturato assoluto (3)	Quota di fatturato (4)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (5)	Adattamento ai cambiamenti climatici (6)	Acque e risorse marine (7)	Economia circolare (8)	Inquinamento (9)	Biodiversità ed ecosistemi (10)
		m€	%	S/N N/AM (b) (c)	S/N N/AM (b) (c)	S/N N/AM (b) (c)	S/N N/AM (b) (c)	S/N N/AM (b) (c)	S/N N/AM (b) (c)

A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)

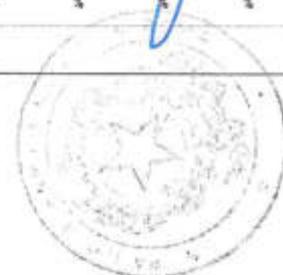
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	59	0,1%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	192	0,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	168	0,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.8	35	0,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	660	0,7%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Digestione anaerobica di rifiuti organici	CCM 5.7/CE 2.5	3	0,0%	S	N/AM	N/AM	N	N/AM	N/AM
Compostaggio di rifiuti organici	CCM 5.8/CE 2.5	2	0,0%	S	N/AM	N/AM	N	N/AM	N/AM
Fatturato delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)		1.119	1,2%	%					
Di cui abilitanti			0,0%						
Di cui di transizione			0,1%						

A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)

Fabbricazione di imballaggi in materie plastiche	CE 1.1	7	0,0%	N/AM	N/AM	N/AM	AM	N/AM	N/AM
Recupero dei rifiuti organici mediante digestione anaerobica o compostaggio	CE 2.5	5	0,0%	AM	N/AM	N/AM	AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di prodotti chimici di base organici	CCM 3.14	1.323	1,4%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	1.583	1,7%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	7	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	84	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.20	1	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili	CCM 4.30	2.105	2,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue	CCM 5.3	12	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi in frazioni separate alla fonte	CCM 5.5	2	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	23	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fatturato delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2)		5.147	5,5%	%	%	%	%	%	%
Fatturato delle attività ammissibili alla Tassonomia (A.1 + A.2)		6.266	6,7%						

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Fatturato delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B)	87.451	93,3%
Totale	93.717	100,0%





88441/468

Inoltre, Eni coopera con altri meccanismi di rimedio non giudiziali, quali ad esempio quello previsto e disciplinato dalle Linee Guida OCSE e instaurato presso i Punti di Contatto Nazionali dell'OCSE, presenti nei vari Paesi.

Eni è attivamente impegnata nel verificare e fornire, o cooperare per fornire, rimedi in caso di impatti negativi sui diritti umani che potrebbe aver causato o a cui ha contribuito, ed a compiere ogni sforzo per promuovere il raggiungimento dello stesso obiettivo nei casi in cui l'impatto sia direttamente collegato alle sue operazioni, prodotti o servizi. In nessun caso Eni impedisce ai potenziali reclamanti l'accesso a misure di rimedio, al contrario si impegna a prevenire ritorsioni nei confronti dei lavoratori e di altri stakeholder per aver sollevato preoccupazioni relative ai diritti umani, e non tollera né contribuisce a minacce, intimidazioni, ritorsioni o attacchi contro difensori dei diritti umani e stakeholder coinvolti in relazione alle proprie operazioni. Parte integrante della due diligence è la comunicazione dei risultati ottenuti. Eni pubblica ogni anno il suo report di sostenibilità "Eni for"

che include una sezione specifica dedicata ai progressi nella tutela dei diritti umani, cui ha affiancato un report interamente dedicato al tema dei diritti umani "Eni for - Human Rights".

Nel 2023 Eni non ha ricevuto alcuna condanna passata in giudicato per violazioni di leggi, regolamenti o altri istituti normativi in materia di diritti umani, corruzione, significative violazioni delle norme sulla concorrenza o di quelle fiscali, e collabora attivamente ed in buona fede con i Punti di Contatto Nazionali OCSE per la risoluzione delle Istanze Specifiche in corso.

Sul tema dei diritti umani si segnala che Eni è stata classificata seconda tra le aziende del settore energetico da parte del Corporate Human Rights Benchmark 2023, promosso dalla World Benchmark Alliance.

In conclusione, sulla base delle valutazioni eseguite, Eni conclude di essere in compliance con la clausola di salvaguardia di cui alla lettera "c" dell'art. 3 del Regolamento UE sulla Tassonomia.

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio



88441/409

Criteri per "non arrecare un danno significativo"									
Mitigazione dei cambiamenti climatici (11)	Adattamento ai cambiamenti climatici (12)	Acque e risorse marine (13)	Economia circolare (14)	Inquinamento (15)	Biodiversità ed ecosistemi (16)	Garanzie minime di salvaguardia (17)	Quota di fatturato allineata alla Tassonomia, anno 2022 (18)	Categoria (attività abilitante) (20)	Categoria (attività di transizione) (21)
SN	SN	SN	SN	SN	SN	SN	%	A	T

							0,0%		T
							0,0%		
							0,1%		
							0,0%		
							0,5%		
							0,0%		
							0,0%		
							%		
							0,0%	A	
							0,0%		T
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	1,6%		
						S	1,6%		
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	3,5%		
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	0,0%		
						S	%		
						S	%		





8844 1/470

QUOTA DELLE SPESE IN CONTO CAPITALE KPI

Attività economiche (1)	Esercizio finanziario 2023			Criteri per il contributo sostanziale					
	Codice/1 (2)	Spese in conto capitale assolute (3)	Quota di spese in conto capitale (4)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (5)	Adattamento ai cambiamenti climatici (6)	Acque e risorse marine (7)	Economia circolare (8)	Inquinamento (9)	Biodiversità ed ecosistemi (10)
		m€	%	SN/ N/AM (b) (c)	SN/ N/AM (b) (c)	SN/ N/AM (b) (c)	SN/ N/AM (b) (c)	SN/ N/AM (b) (c)	SN/ N/AM (b) (c)

A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)

Produzione di idrogeno	CCM 3.10	2	0,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	745	5,5%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	606	4,4%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	138	1,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.8	2	0,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	23	0,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	224	1,6%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO ₂	CCM 5.12	145	1,1%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	6	0,0%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio	CCM 6.15	121	0,9%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Spese in conto capitale delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)		2.012	14,7%	%					
Di cui abilitanti			0,9%						
Di cui di transizione			5,5%						

A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)

Fabbricazione di prodotti chimici di base organici	CCM 3.14	66	0,5%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	78	0,6%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	2	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	76	0,6%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili	CCM 4.30	101	0,7%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue	CCM 5.3	32	0,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	10	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Infrastrutture che consentono il trasporto su strada e il trasporto pubblico a basse emissioni di carbonio	CCM 6.15	6	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Spese in conto capitale delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2)		371	2,7%	%	%	%	%	%	%
Spese in conto capitale delle attività ammissibili alla Tassonomia (A.1 + A.2)		2.383	17,4%						

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Spese in conto capitale delle attività non ammissibili alla Tassonomia (B)	11.282	82,6%
Totale	13.665	100,0%



88441 / 472

Criteri per "non arrecare un danno significativo"									
Mitigazione dei cambiamenti climatici (11)	Adattamento ai cambiamenti climatici (12)	Acque e risorse marine (13)	Economia circolare (14)	Inquinamento (15)	Biodiversità ed ecosistemi (16)	Garanzie minime di salvaguardia (17)	Quota delle spese in conto capitale allineata o ammissibile alla tassonomia anno 2022 (18)	Categoria (attività abilitante) (20)	Categoria (attività di transizione) (21)
S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	A	T
							0,0%		
							0,0%		T
							4,9%		
							7,3%		
							0,0%		
							0,0%		
							0,8%		
							0,6%		
							0,0%		
							0,5%	A	
							%		
							0,5%	A	
							0,0%		T
							0,9%		
							0,6%		
							0,0%		
							0,2%		
							1,2%		
							0,4%		
							0,1%		
							0,0%		
							%		
							%		





88441/172

QUOTA DELLE SPESE OPERATIVE KPI

Attività economiche (1)	Esercizio finanziario 2023			Criteri per il contributo sostanziale					
	Codice/fi (2)	Spese operative assolute (3)	Quota di spese operative (4)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (5)	Adattamento ai cambiamenti climatici (6)	Acque e risorse marine (7)	Economia circolare (8)	Inquinamento (9)	Biodiversità ed ecosistemi (10)
m€	%								

A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

A.1. Attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia)

Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	5	0,1%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	86	2,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	25	0,6%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.6	8	0,2%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	64	1,6%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Digestione anaerobica di rifiuti organici	CCM 5.7	2	0,1%	S	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Spese operative delle attività ecosostenibili (allineate alla Tassonomia) (A.1)		190	4,8%	%					
Di cui abilitanti			0,0%						
Di cui di transizione			0,1%						

A.2. Attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia)

Fabbricazione di altre tecnologie a basse emissioni di carbonio	CCM 3.6	8	0,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di prodotti chimici di base organici	CCM 3.14	57	1,4%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Fabbricazione di materie plastiche in forme primarie	CCM 3.17	69	1,7%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	0	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	0	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di energia elettrica mediante tecnologie dell'energia oceanica	CCM 4.4	0	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	2	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	0	0,0%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Produzione di biogas e biocarburanti destinati ai trasporti e di bioliquidi	CCM 4.13	17	0,4%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia	CCM 4.20	13	0,3%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Cogenerazione ad alto rendimento di calore/freddo ed energia elettrica a partire da combustibili gassosi fossili	CCM 4.30	46	1,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Costruzione, espansione e gestione di sistemi di raccolta e trattamento delle acque reflue	CCM 5.3	140	3,5%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi in frazioni separate alla fonte	CCM 5.5	8	0,2%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO ₂	CCM 5.12	3	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri	CCM 6.5	5	0,1%	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM
Spese operative delle attività ammissibili alla Tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla Tassonomia) (A.2)		368	9,2%	%	%	%	%	%	%
Spese operative delle attività ammissibili alla Tassonomia (A.1 + A.2)		558	14,0%						

B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA

Spese operative delle attività non ammissibili alla tassonomia (B)	3.421	86,0%
Totale	3.979	100,0%



88441/413

Criteri per "non arrecare un danno significativo"									
Mitigazione dei cambiamenti climatici (11)	Adattamento ai cambiamenti climatici (12)	Acque e risorse marine (13)	Economia circolare (14)	Inquinamento (15)	Biodiversità ed ecosistemi (16)	Garanzie minime di salvaguardia (17)	Quota delle spese operative allineata o ammissibile alla tassonomia anno 2023 (18)	Categoria (attività abilitante) (20)	Categoria (attività di transizione) (21)
S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	S/N	%	A	T
							0,0%		T
							0,4%		
							0,7%		
							0,1%		
							0,6%		
							0,1%		
							%		
							0,0%	A	
							0,0%		T
							0,6%		
							1,7%		
							1,6%		
							0,3%		
							0,0%		
							0,2%		
							0,0%		
							0,1%		
							0,7%		
							0,2%		
							1,2%		
							3,3%		
							0,1%		
							0,2%		
							0,1%		
							%		
							%		





88441/1474

Modello 1 – Attività legate al nucleare e ai gas fossili

Riga	Attività legate all'energia nucleare	2023
1	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la ricerca, lo sviluppo, la dimostrazione e la realizzazione di impianti innovativi per la generazione di energia elettrica che producono energia a partire da processi nucleari con una quantità minima di rifiuti del ciclo del combustibile.	No
2	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione e l'esercizio sicuro di nuovi impianti nucleari per la generazione di energia elettrica o calore di processo, anche a fini di teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno, e miglioramenti della loro sicurezza, con l'ausilio delle migliori tecnologie disponibili.	No
3	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso l'esercizio sicuro di impianti nucleari esistenti che generano energia elettrica o calore di processo, anche per il teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno a partire da energia nucleare, e miglioramenti della loro sicurezza.	No
Attività legate ai gas fossili		
4	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione o la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.	No
5	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione combinata di calore/freddo ed energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.	SI
6	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione di calore che producono calore/freddo utilizzando combustibili gassosi fossili.	No

Modello 2 – Attività economiche allineate alla Tassonomia (denominatore) (€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

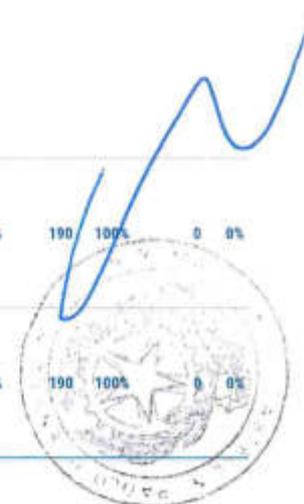
Riga	Attività legato all'energia nucleare	Turnover						Capex						Opex							
		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)			
		Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%		
1	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																				
2	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																				
3	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																				
4	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																				
5	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
6	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																				
7	Importo e quota di altre attività economiche allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	1.119	1,2%	1.119	1,2%	0	0%	2.012	14,7%	2.012	14,7%	0	0%	190	4,8%	190	4,8%	0	0%		
8	KPI applicabile totale	93.717	100%	93.717	100%	0	0%	13.665	100%	13.665	100%	0	0%	3.979	100%	3.979	100%	0	0%		



88441/475

Modello 3 – Attività economiche allineate alla Tassonomia (numeratore) (€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

Riga	Attività economiche	Turnover						Capex						Opex					
		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	
		Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%
1	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
2	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
3	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
4	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
5	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
6	Importo e quota dell'attività economica allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al numeratore del KPI applicabile																		
7	Importo e quota di altre attività economiche allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al numeratore del KPI applicabile	1.119	100%	1.119	100%	0	0%	2.012	100%	2.012	100%	0	0%	190	100%	190	100%	0	0%
8	Importo e quota totali delle attività economiche allineate alla tassonomia al numeratore del KPI applicabile	1.119	100%	1.119	100%	0	0%	2.012	100%	2.012	100%	0	0%	190	100%	190	100%	0	0%





8844 1/476

Modello 4 – Attività economiche ammissibili alla Tassonomia ma non allineate alla Tassonomia

(€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

Riga	Attività economiche	Turnover				Capex				Opex									
		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)		CCM+CCA		Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)		Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)							
		Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%	Importo	%						
1	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
2	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
3	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
4	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
5	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	2.105	40,9%	2.105	40,9%	0	0%	101	27,2%	101	27,2%	0	0%	46	12,5%	46	12,5%	0	0%
6	Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile																		
7	Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	3.042	59,1%	3.042	59,1%	0	0%	270	72,8%	270	72,8%	0	0%	322	87,5%	322	87,5%	0	0%
8	Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	5.147	100%	5.147	100%	0	0%	371	100%	371	100%	0	0%	368	100%	368	100%	0	0%



88441/477

Modello 5 – Attività economiche non ammissibili alla Tassonomia

(€ milioni, eccetto dove diversamente indicato)

Riga	Attività economiche	Turnover		Capex		Opex	
		Importo	%	Importo	%	Importo	%
1	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 1 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.26 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
2	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 2 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.27 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
3	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
4	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 4 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.29 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
5	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 5 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.30 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	0	0%	0	0%	0	0%
6	Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 6 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.31 degli allegati I e II del regolamento delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile						
7	Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	87.451	100%	11.282	100%	3.421	100%
8	Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	87.451	100%	11.282	100%	3.421	100%





88441/478

TEMI MATERIALI PER ENI

L'analisi di materialità è volta all'identificazione dei temi di sostenibilità che sono maggiormente rilevanti per Eni e per i propri stakeholder. I temi materiali sono funzionali all'elaborazione del Piano Strategico – da cui ha origine il processo di definizione del Management by Objective (MbO) di sostenibilità per tutti i dirigenti – e indirizzano la reportistica. L'analisi di materialità, aggiornata nel corso del 2023, ha portato all'identificazione dei temi rilevanti secondo la prospettiva della rilevanza dell'impatto, come previsto dagli Standard GRI. Tale prospettiva considera i temi connessi agli impatti più significativi – positivi e negativi, attuali e potenziali – generati dall'organizzazione su economia, ambiente e persone, inclusi gli impatti sui diritti umani. In aggiunta, come nel 2022, l'analisi ha considerato anche la prospettiva di individuazione dei

temi rilevanti analizzando i rischi del modello di Risk Management Integrato (materialità finanziaria)⁶⁴. Tale analisi ha confermato l'individuazione dei temi "impact based". L'analisi di entrambe le prospettive rappresenta un esercizio preliminare svolto anche in relazione alle future previsioni della CSRD sull'analisi di doppia materialità⁶⁵, per le quali Eni sta effettuando gli approfondimenti richiesti tenuto conto dell'evoluzione normativa in corso. Il processo di materialità di Eni ha previsto le seguenti fasi:

- **Identificazione dei temi rilevanti e dei relativi impatti**, coniugando i risultati dell'analisi di materialità del 2022 con i temi maggiormente significativi per il contesto di riferimento 2023 e il settore di operatività, anche sulla base del GRI Sector Standard per l'Oil & Gas;

TEMA

CAMBIAMENTO CLIMATICO
SDG: 7 9 12 13 15 17

CAPITALE UMANO
SDG: 4 5 8 10

PARITÀ DI TRATTAMENTO E DI OPPORTUNITÀ PER TUTTI
SDG: 3 4 5 8 10

SALUTE E SICUREZZA SUL LAVORO E DI PROCESSO
SDG: 2 3 6 8 9 11 14

INQUINAMENTO
SDG: 3 6 9 12 14

RISORSE IDRICHE
SDG: 6

BIODIVERSITÀ ED ECOSISTEMI
SDG: 14 15

ECONOMIA CIRCOLARE E GESTIONE DEI RIFIUTI
SDG: 6 12 14 15

DIRITTI UMANI
SDG: 1 2 3 8 10 16

GESTIONE RESPONSABILE DELLA CATENA DI FORNITURA
SDG: 3 5 7 8 9 10 12 13 16 17

RELAZIONI CON I CLIENTI
SDG: 7 12 16

CONDOTTA DELLE IMPRESE
SDG: 16 17

CHIUSURA E RIPRISTINO
SDG: 4 8 11 14 15

SVILUPPO LOCALE E ACCESSO ALL'ENERGIA
SDG: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17

INNOVAZIONE, DIGITALIZZAZIONE E CYBER SECURITY
SDG: 7 9 12 13 16

IMPACT MATERIALITY

Impatti positivi

Investimenti in zero e low carbon technology

Sviluppo delle competenze dei dipendenti e miglioramento delle opportunità di carriera attraverso attività di formazione

Aumento del benessere dei lavoratori grazie ad adeguati piani di welfare e tutela delle pari opportunità

Aumento della consapevolezza in tema di salute e sicurezza dei dipendenti attraverso attività di formazione e affidabilità del servizio grazie alla corretta manutenzione e il costante monitoraggio dell'integrità delle infrastrutture e degli asset.

Creazione di nuovi habitat naturali attraverso l'utilizzo di strutture dismesse, progetti di salvaguardia dei territori, ripristino/bonifica dei terreni e conservazione delle foreste

Riduzione dell'utilizzo delle risorse naturali attraverso l'impiego di pratiche e processi volti al riciclo e al recupero

Tutela e rispetto dei diritti umani grazie ad attività di due diligence sulle attività aziendali e su quelle di fornitori e partner commerciali

Diffusione di principi di sostenibilità ambientale e sociale grazie al coinvolgimento dei fornitori e dei partner della filiera

Promozione di relazioni solide con i clienti grazie al coinvolgimento, all'ascolto e al customer care

Creazione di valore economico nei territori di presenza con investimenti, pagamento di tasse e royalties

Riutilizzo delle strutture, dei materiali e degli stabilimenti dismessi a beneficio delle comunità locali

Sviluppo delle comunità e del tessuto imprenditoriale locale grazie ad iniziative in vari settori di intervento, a partnership e accordi commerciali con fornitori locali, e realizzazione di infrastrutture e miglioramento della qualità del servizio nelle zone remote

Iniziative di innovazione per lo sviluppo dei processi aziendali, il supporto dei partner e il miglioramento della sicurezza informatica nei Paesi di presenza tramite collaborazioni con istituzioni e aziende

■ Neutralità carbonica al 2050 ■ Eccellenza operativa ■ Alleanze per lo sviluppo ■ Temi trasversali

(64) L'esame limitato svolto dalla Società di revisione (PwC SpA) sulla DNF fa riferimento al D.lgs. 254/16 e allo standard GRI e le relative conclusioni non si estendono alle eventuali informazioni derivanti dall'esercizio preliminare svolto anche in relazione alle future previsioni della CSRD sull'analisi di doppia materialità.

(65) Si segnala che linee guida interpretative sull'analisi di doppia rilevanza predisposte dall'EFRAG (cd. Materiality Assessment Implementation Guidance) saranno pubblicate nel corso del 2024.



88441/479

- **Valutazione dei temi:** (i) prospettiva di Impact Materiality, secondo lo standard GRI - sottoponendo un questionario a stakeholder⁶⁶ interni ed esterni per valutare l'importanza dei temi in base alla significatività degli impatti e alla loro probabilità di accadimento (per approfondimenti sulle categorie di stakeholder intervistati e le risultanze si veda "Attività di stakeholder engagement" a pagg. 20-21); e (ii) prospettiva di Financial Materiality considerando i risultati del processo di valutazione dei rischi del Risk Management Integrato (per approfondimenti si veda "Risk Management Integrato" a pagg. 26-31 e "Principali Rischi ESG" a pagg. 162-163);
- **Prioritizzazione** dei temi secondo l'analisi impact e financial, effettuate separatamente. I temi sottoposti a valutazione, risultati

tutti materiali, sono stati suddivisi in 3 differenti livelli di significatività;

- **Condivisione dei risultati** dell'analisi di materialità con il CCR, il CCS e il CdA, che ha successivamente approvato la DNF nella sua interezza.

In virtù delle evoluzioni del contesto, i risultati dell'analisi mostrano un certo dinamismo nel tempo sia a livello di significatività sia per l'accorpamento/suddivisione⁶⁷ di alcuni temi. Nella tabella si evidenzia il risultato della materialità; sono riportati anche alcuni impatti positivi e negativi attuali/potenziati a titolo esemplificativo e non esaustivo ed il trend rispetto all'esercizio dello scorso anno.

Impatti negativi	TREND rispetto al 2022		FINANCIAL MATERIALITY ⁶⁴	
	Significatività	TREND rispetto al 2022	Significatività	TREND rispetto al 2022
Emissioni climateranti nello svolgimento delle proprie attività o lungo la catena del valore	■■■	=	■■■	=
Mancato sviluppo delle competenze dei dipendenti, non rispetto delle norme contrattuali, della libertà di associazione e contrattazione collettiva, precarietà del posto di lavoro	■■■	↓	■■■	↑
Impatti negativi sul benessere dei lavoratori e casi di discriminazione	■■■	↑	■■■	-
Infortuni e/o danni alla salute dei dipendenti dovuti a potenziali pericoli ed esposizione a sostanze pericolose, e interruzioni del servizio e impatti sull'ambiente e sulle persone causati da incidenti e guasti alle infrastrutture.	■■■	=	■■■	=
Emissioni di inquinanti dell'aria (NOx, SOx, NMVOC, PM) nello svolgimento delle proprie attività o lungo la catena del valore. Inquinamento di acqua e/o suolo causato da Oli spilli provenienti da infrastrutture di proprietà di Eni.	■■■	=	■■■	↓
Scarsità idrica e deterioramento della qualità delle risorse idriche nei siti in cui Eni opera	■■■	↓	■■■	↓
Perdita di biodiversità nei siti in cui Eni opera	■■■	↓	■■■	↓
Impatti ambientali dovuti alla non corretta gestione dei rifiuti	■■■	↑	■■■	↓
Violazione dei diritti umani dei lavoratori, delle comunità locali e delle popolazioni indigene	■■■	=	■■■	↑
Violazione dei diritti dei lavoratori e impatti ambientali negativi dei fornitori	■■■	↓	■■■	↑
Interruzione del servizio offerto (es. fornitura energetica) ai clienti per cause riconducibili ad Eni	■■■	↓	■■■	↓
Episodi di corruzione e condotta illecita con possibili ripercussioni economiche su mercati e imprese causati anche da pratiche di evasione fiscale, monopolistiche e di lobbying	■■■	↓	■■■	=
Perdita di posti di lavoro e mancato sviluppo delle competenze dei dipendenti per la chiusura di stabilimenti o siti	■■■	↑	■■■	↑
Violazioni dei diritti e del benessere delle comunità e reinsediamenti involontari, non equa compensazione e sfruttamento delle risorse naturali ai danni delle comunità locali ed inefficienze della rete di distribuzione con effetti su comunità e ambiente	■■■	↓	■■■	↑
Perdita di dati e informazioni sensibili di dipendenti, clienti, partner, etc.	■■■	↓	■■■	↑

(66) Nel 2023 circa 7.500 stakeholder sono stati ingaggiati per l'analisi di materialità.

(67) Rispetto alla precedente analisi, nel 2023 alcuni temi hanno subito variazioni: (i) nel tema "Salute e sicurezza sul lavoro e di processo" è confluito il tema "asset integrity"; (ii) sono stati accorpate: "Sviluppo locale" e "Accesso all'energia"; "Innovazione" e "Digitalizzazione e Cyber Security"; (iii) Suddivisione del tema "Riduzione degli impatti ambientali" nei temi: "Inquinamento", "Biodiversità ed ecosistemi", "Risorse idriche"; (iv) "Trasparenza, lotta alla corruzione e strategie fiscali" è stato modificato in "Condotta delle imprese".



88441/480

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

Standard, linee guida e raccomandazioni. La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016, che recepisce la Direttiva Europea sulle Non-Financial Information e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards) ed è stata sottoposta ad esame limitato dalla Società indipendente, revisore anche del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023. Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli degli: (i) "Standard 403: Occupational Health and Safety", (ii) "Standard 303: Water and Effluents" – che fanno riferimento all'edizione 2018 –, (iii) "Standard 207: Tax" del 2019 e (iv) "Standard 306: Waste" del 2020. Inoltre, si è tenuto in considerazione il Sector Standard GRI relativo all'Oil & Gas pubblicato nel 2021 e obbligatorio dallo scorso anno. Inoltre, sono state considerate le metriche "core" del WEF definite nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" e sono state recepite le raccomandazioni segnalate dall'ESMA (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) in materia di rendicontazione non finanziaria sia all'interno della DNF sia nella Relazione sulla gestione. La Dichiarazione include le informazioni richieste dall'art. 8 del Regolamento (UE) 2020/852 del 18 giugno 2020 (cd. "Regolamento Tassonomia") e del Regolamenti delegati (UE) 2021/2178 e (UE) 2021/2139 ad esso collegati. L'esame limitato svolto dalla Società di revisione (PwC SpA) sulla DNF non si estende alle informazioni, fornite ai

sensi del Regolamento Tassonomia, contenute nel paragrafo dedicato (pagg. 198-221).

Indicatori di performance. I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi a valle dell'analisi di materialità e sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2021-2023. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all'anno 2023 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. I dati sono anche soggetti a revisione e approvazione da parte degli organi competenti e del CdA. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento o qualora si rendessero disponibili informazioni significative aggiornate, eventuali errori di calcolo e perimetro. Nel caso in cui una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo. La maggior parte dei KPI presentati sono raccolti ed aggregati automaticamente attraverso l'utilizzo di software aziendali specifici per area tematica. Tali dati vengono inviati ad una piattaforma dedicata a tracciare e storicizzare tutti i dati pubblicati da Eni nella DNF, permettendo anche di tracciare il controllo e l'approvazione di tali dati da parte dei relativi Process Owner.



88441 / 482

Perimetro. Il perimetro degli indicatori di performance è allineato con gli obiettivi prefissati dalla Società e rappresenta i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In particolare:

- i) per i KPI relativi a sicurezza, energia e ambiente il perimetro è costituito, oltre che dalle società controllate da Eni SpA, anche dalle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate riportate in nota⁶⁸, considerate operate/cooperate;
- ii) i KPI relativi agli indicatori emissivi fanno riferimento alle stesse società considerate per i KPI sicurezza, energia e ambiente; alcuni indicatori invece sono rappresentati in vista equity;
- iii) il perimetro relativo ai KPI afferenti alla salute è esteso anche alle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, incluso l'indice OIFR, che si riferiscono alle sole società consolidate);
- iv) relativamente ai dati riferiti alla formazione anti-corruzione, il perimetro include Eni SpA e le società controllate;
- v) relativamente ai dati riferiti agli investimenti per lo sviluppo locale il perimetro include Eni SpA, società controllate e a controllo congiunto;
- vi) il perimetro riferito ai dati afferenti i fascicoli di segnalazione comprende Eni SpA e le società controllate;
- vii) infine, il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anti-corruzione si riferisce a Eni SpA, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in

virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni;

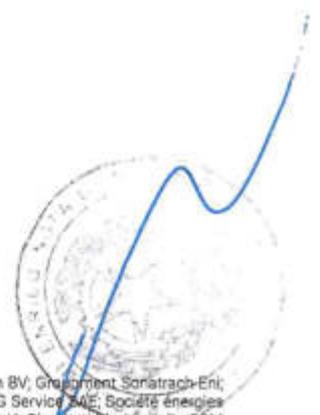
- viii) relativamente all'indicatore "fornitori oggetto di assessment", questo fa riferimento ai processi gestiti dalle società in perimetro; l'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA e ai fornitori locali di alcune società⁶⁹;
- ix) per quanto concerne tutti gli altri KPI/dati, il perimetro, coerentemente con la normativa di riferimento, coincide con le società consolidate integralmente ai fini della predisposizione del bilancio consolidato dal Gruppo Eni.

I commenti alle performance si riferiscono a tali perimetri. Inoltre, a questi indicatori di performance è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2023 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente. Si segnala che, dove non diversamente specificato, i dati riportati non includono il gruppo Novamont, in quanto entrato recentemente nel perimetro, ed è in corso l'allineamento dei sistemi rispetto ai requisiti Eni.

La selezione della Società di revisione indipendente chiamata ad attestare le informazioni e i dati contenuti nella DNF è gestita attraverso gara di appalto così come previsto dalla normativa vigente. Inoltre, l'attività condotta dalla Società di revisione indipendente è sottoposta all'attenzione del Comitato Controllo e Rischi, Comitato Sostenibilità e Scenari, Collegio Sindacale e Consiglio di Amministrazione.

(68) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società operate/cooperate: Agiba Petroleum Co; Cardon IV SA; Eni Iran BV; Groupment Sonatrach-Eni; Karachaganak Petroleum Operating BV; Mellitah Oil & Gas BV; LLC "EniEnerghia"; Petrobrel Belayim Petroleum Co; Eni Gas Transport Services Srl; DLNG Service SAE; Societe energies renouvelables Eni-Etap (Seree); Eni Montenegro B.V.; Eni Myanmar B.V.; OOC In Amenas; OOC In Salah; Costiero Gas Livorno SpA; SeaPad S.p.A.; Società Oleodotti Meridionali - SOM S.p.A.; Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV; Esacontrol SA; Oléoduc du Rhone SA; Technosa SA; Brindisi Servizi Generali S. c. a r. l.(BSG); Ravenna Servizi Industriali S.C.p.A. (RSI); Servizi Porto Marghera S.c.a.r.l. (SPM); Finproject Brasil Industria De Soldos Eireli ; Padanaplast America LLC ; Finproject Viet Nam Company Limited; Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA; Oleodotto del Reno SA; Società Enipower Ferrara Srl - Ferrara; EniProgetti Egypt Ltd; Eniverse Ventures Srl; Enivibes S.r.l.

(69) Eni Ghana, Eni US, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia, Eni Nigeria, Eni Iraq, Eni UK, Eni Congo e Eni Indonesia.





8844 1/182

KPI	METODOLOGIA
CAMBIAMENTO CLIMATICO	
Emissioni GHG	<p>Scope 1: le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO₂, CH₄ e N₂O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO₂ equivalente è 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O. Non comprende i contributi di emissioni di CO₂ di origine biogenica.</p> <p>Scope 2: sono le emissioni di GHG indirette relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e destinati al consumo interno e comprendono i CO₂, CH₄ e N₂O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO₂ equivalente è 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O. Non comprende i contributi di emissioni di CO₂ di origine biogenica. Sono rendicontate secondo approccio "location based" (la vista "market-based" sarà integrata a partire dal prossimo ciclo di reporting).</p> <p>Scope 3: emissioni di GHG indirette associate alla catena del valore dei prodotti Eni che prevedono un'analisi per categoria di attività. Nell'ambito del settore Oil & Gas, la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici (cd. end-use) che Eni rendiconta utilizzando metodologie consolidate a livello internazionale (GHG Protocol e IPIECA) sulla base della produzione upstream. Le emissioni comprendono i CO₂, CH₄ e N₂O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO₂ equivalente è 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O. Poiché l'indicatore si riferisce alla produzione equity O&G Upstream, le emissioni non comprendono i contributi di emissioni di CO₂ di origine biogenica.</p>
Intensità di emissioni	<p>Gli indicatori includono le emissioni di GHG dirette (Scope 1) che sono derivanti dagli asset operati da Eni, comprendono CO₂, CH₄ e N₂O e sono contabilizzate al 100%.</p> <ul style="list-style-type: none"> Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata. R&M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati). Enipower: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalla produzione di elettricità e vapore delle centrali termoelettriche. Il denominatore fa riferimento all'energia elettrica equivalente prodotta (ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano). Intensità emissiva di metano upstream: calcolata come rapporto tra le emissioni dirette di metano espresse in m³ di CH₄ e la produzione venduta di gas naturale degli asset operati upstream.
Efficienza operativa	<p>L'indicatore misura l'intensità emissiva (Scope 1 e 2) per unità di produzione energetica (espressa in kboe), monitorandone quindi il grado di efficientamento in un contesto di decarbonizzazione. L'indicatore è riferito ai principali asset industriali operati da Eni rispetto alla produzione (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni). In particolare si specifica che:</p> <ul style="list-style-type: none"> Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocarburi e di energia elettrica; R&M: incluse solo le raffinerie; Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti; Enipower: incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano. <p>A differenza degli altri indici di intensità emissiva che si riferiscono alle singole aree di business e che considerano le sole emissioni di GHG Scope 1, l'indice di efficienza operativa misura sinteticamente l'impegno di Eni per la riduzione dell'intensità emissiva GHG, includendo anche le emissioni Scope 2.</p>
Intensità energetica	<p>L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.</p>
Net carbon footprint	<p>Net Carbon Footprint Eni: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 delle attività operate da Eni o da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions (NCS).</p> <p>Net Carbon Footprint Upstream: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 degli asset Upstream operati da Eni e da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da NCS.</p>
Net GHG lifecycle emissions	<p>L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG assolute Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions (NCS). A differenza delle emissioni Scope 3 (end-use), che Eni rendiconta in base alla produzione Upstream, l'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions ha un dominio di riferimento molto più ampio, rappresentando le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 riferite alle intere filiere dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo anche le emissioni Scope 3 associate al gas acquistato da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.</p>
Net GHG emissions	<p>L'indicatore è calcolato coerentemente con gli standard internazionali e di settore (GHG Protocol, IPIECA) e comprende tutte le emissioni Scope 1+2 del gruppo e le emissioni Scope 3 da utilizzo dei prodotti venduti (cat. 11) calcolate in quota equity della produzione upstream. Questo indicatore si differenzia rispetto al Net GHG Lifecycle Emissions che, invece, tiene conto di tutte le emissioni Scope 1+2+3 dei prodotti energetici venduti da Eni secondo un approccio lifecycle, ed è applicato a un perimetro esteso che comprende anche i prodotti generati da terzi (es. gas naturale prodotto da terzi e venduto da Eni).</p>
Net carbon intensity	<p>L'indicatore è calcolato come rapporto tra le Net GHG Lifecycle Emissions e il contenuto di energia dei prodotti energetici venduti da Eni, contabilizzate su base equity.</p>



88441/483

KPI	METODOLOGIA
Capacità installata da rinnovabili	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.
Energia consumata	Il bilancio dei consumi energetici Eni viene calcolato come segue: (i) ciascuno dei vettori energetici viene convertito in milioni di gigajoule - GJ - (unità di misura comune) secondo gli opportuni fattori di conversione indicati a livello di sito/società; (ii) per ciascun vettore energetico viene quindi 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) la somma in milioni di gigajoule dei consumi di tutti i singoli vettori energetici rappresenta il bilancio energetico Eni. In particolare, i parametri considerati sono: (i) consumo totale di energia (con il di cui relativo a consumo di fonti primarie, energia primaria acquistata da terzi (energia elettrica, vapore e calore diretto di processo) e consumo di idrogeno); (ii) consumo di energia da fonti rinnovabili; (iii) vendita di energia elettrica; (iv) vendita di calore e vapore.

PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

Lavoratori non dipendenti	In merito ai lavoratori non dipendenti il cui lavoro è controllato dall'organizzazione è stato considerato il personale somministrato in Italia e all'estero.
Relazioni industriali	In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito. Questo è l'unico KPI dedicato alle persone che considera i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). Tutti gli altri, compresi gli indicatori sulla formazione, sono calcolati secondo il metodo dell'utilizzo (società dove è prestata effettivamente l'attività lavorativa). Si segnala che, utilizzando questo secondo metodo, le due dimensioni (società di ruolo e servizio) potrebbero coincidere.
Remunerazione	Gender Pay Ratio. Il Gender Pay Ratio è calcolato come rapporto tra la remunerazione media della popolazione femminile e la remunerazione media di quella maschile per la singola categoria professionale e per la popolazione complessiva. Variazione della retribuzione dell'AD/DG e della mediana dipendenti: Variazione percentuale rispetto all'anno precedente della retribuzione complessiva dell'AD/DG e della mediana dei dipendenti Italia ed estero. La sede operativa significativa è costituita dall'Italia, che è sede dell'headquarter e impiega oltre i due terzi dei dipendenti.
Congedo parentale	Il tasso di rientro relativo al congedo parentale è calcolato attraverso il rapporto tra il numero delle persone che sono rientrate dal congedo parentale dopo averne usufruito e il numero delle persone che hanno usufruito del congedo parentale all'interno dell'anno 2023.
Ore di formazione	Ore fruite dai dipendenti di Eni SpA e società controllate nei percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distanza) e nelle attività realizzate dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia, anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.
Dirigenti e quadri locali all'estero	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
Tasso di turnover	Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.
Diversity negli organi di controllo	In riferimento agli indicatori "Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni" e "Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni": per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.
Sicurezza	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. TRIR: indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze: infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Il valore riportato è la migliore stima disponibile alla data di pubblicazione della DNF per l'anno in corso. Near miss: evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. Per la valutazione dei KPI infortunistici, oltre allo standard GRI, Eni recepisce ed integra, attraverso le proprie procedure interne, le linee guida IOGP in materia di work-relatedness event tenendo in considerazione anche del rischio Paese. Incidente di sicurezza di processo: perdita di contenimento primario (rilascio non pianificato o non controllato di qualsiasi materiale, inclusi materiali non tossici ed infiammabili) da un "processo". Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi).



8844 1.1684

KPI	METODOLOGIA
Salute	<p>Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi: indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali.</p> <p>Casi registrabili di malattie professionali: numero di denunce di malattia professionale.</p> <p>Tipologie principali di malattie: le 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 state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (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).</p>
AMBIENTE	
Biodiversità	<p>Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA): siti operativi in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre di ogni anno di riferimento).</p> <p>Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA): siti operativi in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km (a dicembre di ogni anno di riferimento).</p> <p>Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione.</p> <p>Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione.</p> <p>Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas", dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC (UN Environment Programme - World Conservation Monitoring Center). Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte); • i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese. <p>Impatti significativi di attività, prodotti e servizi sulla biodiversità: I potenziali impatti possono variare in base alla complessità di ciascun progetto, dal valore dell'ambiente naturale e dal contesto sociale in cui le attività si inseriscono. Tra gli impatti più significativi, per tutte le tipologie di asset Eni, ci sono quelli connessi al cambiamento dell'uso del suolo (o del mare), dovuti alla presenza fisica degli impianti e delle infrastrutture associate, che possono determinare rimozione, degrado o frammentazione degli habitat con conseguenze sulle specie. Tra i possibili impatti delle attività dei settori upstream, raffinazione e petrolchimico, si citano il degrado di habitat e la perdita di biodiversità dovuti a: pressione sulla disponibilità di acqua dolce; degrado della qualità dell'acqua, dell'aria e del suolo; contaminazione e inquinamento dovuti ad eventi accidentali (es. spill e leakage); emissioni climateranti che contribuiscono al cambiamento climatico con effetti diretti e indiretti sulla natura (ad es. anticipi nelle fioriture delle piante e alterazioni sul periodo riproduttivo di alcune specie animale, migrazione dei biomi a diverse latitudini e altitudini, sbiancamento dei coralli). Per le attività connesse alle rinnovabili oltre agli impatti dovuti all'occupazione di suolo e mare, si citano potenziali impatti su uccelli e pipistrelli a causa della presenza di turbine e linee di distribuzione. Potenzialmente le turbine eoliche rappresentano un rischio per gruppi di specie particolarmente vulnerabili come i rapaci.</p> <p>Specie elencate nella "Red List" dell'IUCN e negli elenchi nazionali che trovano il proprio habitat nelle aree di operatività dell'organizzazione: la fonte del dato è il database "IUCN Red List Spatial Data" che contiene valutazioni globali sulle specie per gruppi tassonomici. I dati spaziali della distribuzione delle specie sono scaricati in formato shapefile ESRI nel loro ultimo aggiornamento dal database e caricati nei sistemi ARCGIS di Eni dove viene verificato il numero totale di specie che trovano il proprio habitat nelle aree di attività dell'organizzazione, classificate secondo il livello di rischio di estinzione: in pericolo critico, in pericolo, vulnerabile, quasi minacciata, minor preoccupazione. Le specie di categoria "Data Deficient", sono specie con mancanza di dati per le quali non è possibile attribuire una categoria di rischio.</p> <p>Nell'interpretare i dati è importante segnalare che l'analisi è soggetta alle limitazioni intrinseche associate alla mappatura globale delle specie ed è sensibile agli aggiornamenti periodici del database, in quanto ogni anno viene mappato un numero crescente di specie.</p>



88441/485

KPI	METODOLOGIA
Risorsa idrica	<p>Prelievi idrici: somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo.</p> <p>Scarichi idrici: Le procedure interne relative alla gestione operativa degli scarichi idrici 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.</p> <p>Acqua di mare: acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) superiore o uguale a 30.000 mg.</p> <p>Acqua salmastra: acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) compreso tra i 2.000 mg/l e i 30.000 mg/l.</p> <p>Acqua dolce: acqua con contenuto massimo di solidi disciolti totali (TDS) pari a 2.000 mg/l. Tale limite per acqua dolce, conforme a quanto previsto dalla guida IPIECA/API/IOGP 2020, è più conservativo rispetto a quello indicato dallo standard GRI di riferimento (pari a 1.000 mg/l).</p>
Spill	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo. Per gli oil spill da sabotaggio le tempistiche di chiusura di alcune investigazioni e successiva registrazione del dato possono essere dilatate a causa della durata delle investigazioni stesse.
Rifiuti	<p>Rifiuti da attività produttiva: rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione.</p> <p>Rifiuti da attività di bonifica: comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto.</p> <p>Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.</p> <p>Possibili impatti negativi legati ai rifiuti: perdita di risorse, possibile contaminazione delle matrici ambientali dovuta ad un'eventuale gestione inappropriata, impatti legati al trasporto e al trattamento presso gli impianti di destino, consumo di suolo legato agli impianti di destino dei rifiuti, ricadute legali e reputazionali connesse alle eventuali contestazioni. Il trattamento dei rifiuti presso impianti terzi fuori sito deriva dall'indisponibilità presso il sito di idonei impianti e/o di requisiti legali per poterlo effettuare, a titolo esemplificativo, all'interno della UE lo svolgimento di operazioni di trattamento dei rifiuti è subordinato al possesso di adeguati titoli autorizzativi. Il peso dei rifiuti prodotti e di quelli conferiti può essere misurato o stimato, a seconda dei casi; la differenza tra i rifiuti prodotti e quelli avviati a recupero/smaltimento può derivare sia da una variazione dei quantitativi in deposito che dal fatto che il peso dei rifiuti prodotti deve essere spesso stimato, mentre quello dei rifiuti conferiti può essere più frequentemente rilevato in uscita dal sito o presso l'impianto di destino.</p> <p>Per rifiuti riciclati/recuperati si intendono i rifiuti non destinati a smaltimento.</p>
Tutela dell'aria	<p>NO_x: emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc., comprese emissioni di NO ed NO₂, ed escluse N₂O.</p> <p>SO_x: emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO_x.</p> <p>NM VOC: emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano.</p> <p>PM: emissioni dirette di materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.</p>
DIRITTI UMANI	
Contratti di security con clausole sui diritti umani	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il 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".
Segnalazioni	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i diritti umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, parzialmente fondate, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/non accertabili/not applicable).





8844 1/486

KPI	METODOLOGIA
FORNITORI	
Fornitori oggetto di assessment	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti dalle società in perimetro; rappresenta tutti i fornitori valutati a fronte di 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 SA 8000 o certificazione similare). L'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni US, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia, Eni Nigeria, Eni Iraq, Eni UK, Eni Congo, Eni Indonesia. Sono escluse dall'ambito di applicazione gli approvvigionamenti di: materie prime, semi-lavorati, prodotti destinati alla rivendita e relativi servizi accessori (inclusi i servizi di agenzia), servizi di logistica primaria (trasporto e stoccaggio), trasporto su reti di vettoriamento o interconnessione (ad esempio oleodotti, gasdotti, reti di dispacciamento), utilities del processo di produzione (ad esempio energia elettrica, idrogeno), servizi di sito da/a società co-insediate nello stesso sito industriale, finalizzati a garantire il regolare svolgimento delle attività produttive, servizi di produzione dei semilavorati e prodotti finiti (ad esempio capacità produttiva), prodotti speciali per la lavorazione delle materie prime, semilavorati e prodotti finiti, certificati verdi e titoli assimilati (ad esempio TEE, certificati bianchi), titoli minerari, servizi o prodotti finanziari, beni immobili (terreni e fabbricati, ivi incluse le locazioni), contratti di intermediazione, contratti di joint venture, incarichi di assistenza legale stragiudiziale e tecnica nell'ambito del diritto societario e/o in materia di corporate governance, incarichi per servizi notarili, contratti di assicurazioni, incarichi a Broker assicurativi e compagnie assicurative e riassicurative, contratti con gli operatori della rete commerciale, accordi di co-marketing e partnership commerciali, registrazione e/o acquisto di domini internet, contratti di collaborazione con persone iscritte all'ordine dei giornalisti, contratti per l'acquisto di informazioni e "data package" inerenti a dati connessi con l'attività esplorativa (es. dati geofisici, geologici, etc.) direttamente da compagnie petrolifere di Stato e/o Enti Governativi, Compagnie Concessionarie o proprietarie dei dati, limitatamente a "bid-round" urgenti, incarichi ad advisor finanziari per operazioni di merger&acquisition, project financing e capital market, incarichi relativi a pareri in materia amministrativo-contabile/fiscale e di incarichi per assistenza giudiziale nell'ambito del contenzioso tributario, incarichi inerenti a casi di emergenza ai fini della tutela della salute, della sicurezza, dell'ambiente e dell'incolumità pubblica disposti direttamente dalle posizioni aziendali competenti (Datori di Lavoro), contratti/accordi di sponsorizzazione, contratti/accordi relativi a iniziative no-profit, acquisti di spazi espositivi, incarichi a legali esterni, incarichi di consulenza tecnica in ambito giudiziale e stragiudiziale, accordi di collaborazione/cooperazione R&D, contratti per l'acquisizione da terze parti di licenze d'uso e brevetti relativi all'area di ricerca e sviluppo o per la concessione di una licenza d'uso e la cessione della proprietà di know-how Eni, incarichi, sia in ambito giudiziale sia stragiudiziale, di assistenza legale e tecnica in materia di lavoro, sindacale e previdenziale, contratti di lavoro e contratti di somministrazione di lavoro, servizi a supporto delle attività di orientamento, reperimento ed employer branding, acquisizione di attività formativa erogata da enti esterni presso le proprie sedi e rivolta indistintamente al pubblico, contratti di acquisto di beni e servizi di security, incarichi di revisione legale dei conti e altri incarichi strettamente connessi alle attività di revisione legale dei conti, fatta eccezione per la stipula degli eventuali accordi quadro che vengono sottoscritti dalla funzione approvvigionamenti di Eni spa, contratti stipulati con i componenti esterni degli Organismi di Vigilanza, altre forme di contratti di collaborazione oltre a quelle sopra elencate, incarichi ad avvocati e professionisti, singoli o associati, per assistenza specialistica stragiudiziale e incarichi di consulenza tecnica in ambito stragiudiziale, di competenza della funzione Compliance Integrata; incarichi in relazione a tematiche regolatorie.
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment" e rappresenta tutti i nuovi fornitori sottoposti ad un processo di nuova qualifica.
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE	
Country-by-country report	La disclosure relativa al country by country report è coperta attraverso un rimando all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) riportante le principali informazioni richieste dallo standard GRI di riferimento (207-4).
Formazione anti-corruzione	E-learning rivolto a risorse in contesto a medio/alto rischio di corruzione . E-learning rivolto a risorse in contesto a basso rischio corruzione . Workshop generale: eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. Job specific training: eventi formativi in aula rivolti a specifiche famiglie professionali operanti in contesti ad alto rischio di corruzione.
Valore economico	Il valore economico generato rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività. Una parte significativa di questo valore viene a sua volta distribuito (valore economico distribuito), sotto forma di: costi operativi, salari e stipendi per i dipendenti, pagamenti ai fornitori di capitale e pagamenti alla Pubblica Amministrazione. La quota residuale di valore economico generato che non viene distribuito costituisce il valore economico trattenuto. Il valore economico generato è calcolato facendo riferimento alle singole voci degli Schemi di Bilancio pubblicati nella Relazione Finanziaria Consolidata di Eni.
Contributi politici	Come riportato nel Codice Etico: "non eroghiamo contributi a partiti, movimenti, comitati e organizzazioni politiche e sindacali e non utilizziamo impropriamente il nome della nostra azienda in interazioni personali con partiti, movimenti e comitati politici".



88441/487

KPI	METODOLOGIA
SVILUPPO LOCALE	
Investimenti per lo sviluppo locale	<p>L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzate da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socioeconomico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.</p> <p>I potenziali impatti sulle comunità locali possono variare in base alla tipologia e localizzazione di ciascun progetto di business. Di seguito si descrivono quelli relativi alla fase di esplorazione e di sviluppo del business:</p> <p>Impatti negativi legati alle attività esplorative: displacement socio-economico, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, potenziale danneggiamento di edifici e patrimonio storico, potenziali violazioni standard di lavoro sub contrattisti, compensazione non adeguata degli impatti, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte.</p> <p>Impatti negativi legati alle attività di sviluppo del business: displacement socioeconomico, resettlement, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, aumento del costo della vita e dei servizi nelle aree intorno l'impianto, ritardo nell'implementazione dei progetti di sviluppo, distorsione del mercato locale dovuto alle compensazioni e ad un generale incremento del costo della vita, ricadute sociali degli impatti ambientali come rumore, traffico indotto e modificazione del paesaggio, impatti sugli usi e costumi delle popolazioni locali, mancato coinvolgimento nel processo approvativo delle minoranze e degli indigenous people, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte, induzione di flussi migratori causati dalle attività di business, impatti sulla salute delle comunità, modifica degli stili di vite delle comunità, potenziale aumento della criminalità, aumentata pressione sui servizi alla popolazione, modifica sulla struttura socio-produttiva locale e potenziale impatto su alcuni servizi essenziali o produzione di beni primari, modifiche al sistema fondiario tradizionale. Minor accesso alle risorse naturali da parte delle comunità.</p>
Spesa verso fornitori locali	<p>L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2023 verso i fornitori locali. La definizione di "Spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati in termini di normative locali e approcci locali utilizzati nella gestione del local content: (i) "Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una joint venture con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la joint venture); (ii) "Metodo Valuta locale" (Kazakhstan, Marocco, Albania): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; (iii) "Metodo della registrazione nel Paese" (Algeria, Belgio, Cipro, Costa d'Avorio, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Francia, Germania, Grecia, Indonesia, Iraq, Kenya, Libia, Mozambico, Nigeria, Oman, Spagna, Tunisia, Turkmenistan, UK, Ungheria, USA, Venezuela, Vietnam): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); (iv) "Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo, Messico e Australia): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrata un piano degli approvvigionamenti relativo al quadriennio 2022-2025 rilevante rispetto al totale del Gruppo Eni.</p>





88441/488

GRI CONTENT INDEX

Dichiarazione d'utilizzo	Eni ha redatto "in accordance" agli standard GRI per il periodo di rendicontazione 01/01/2022 - 31/12/2022
GRI 1 utilizzato	GRI 1: Foundation 2021
GRI Sector Standard applicabili	GRI 11: Oil & Gas Sector Standard 2021

Aspetto Materiale/ Standard GRI	Descrizione/Disclosure GRI	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
GRI 2: DISCLOSURE GENERALE 2021				
L'organizzazione e le sue prassi di rendicontazione				
2-1	Dettagli organizzativi		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 6-7; 52-70; 78-95 https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html	
2-2	Entità incluse nella rendicontazione di sostenibilità dell'organizzazione		DNF 2023, pagg. 224-225	
2-3	Periodo di rendicontazione, frequenza e punto di contatto		DNF 2023, pagg. 224-225	
2-4	Revisione delle informazioni		DNF 2023, pagg. 170; 185; 189; 224-225	
2-5	Assurance esterna		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 2	
Attività e lavoratori				
2-6	Attività, catena del valore e altri rapporti di business		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 6-7; 52-71; 78-95	
2-7	Dipendenti		DNF 2023, pagg. 171-177; 227	
2-8	Lavoratori non dipendenti		DNF 2023, pagg. 176; 227	
Governance				
2-9	Struttura e composizione della governance	■	Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43	
2-10	Nomina e selezione del massimo organo di governo		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43	
2-11	Presidente del massimo organo di governo		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43	
2-12	Ruolo del massimo organo di governo nel controllo della gestione degli impatti	■	Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 38-43	
2-13	Delega di responsabilità per la gestione degli impatti		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43 DNF 2023, pagg. 164-165	
2-14	Ruolo del massimo organo di governo nella rendicontazione di sostenibilità		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 38-43	
2-15	Conflitti d'interesse		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 41-43	
2-16	Comunicazione delle criticità		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21; 41-43	
2-17	Conoscenze collettive del massimo organo di governo		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 37-38 DNF 2023, pag. 164	
2-18	Valutazione della performance del massimo organo di governo		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 37-38 DNF 2023, pag. 164	
2-19	Norme riguardanti le remunerazioni		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 41 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023	
2-20	Procedura di determinazione della remunerazione		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 41 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023	
2-21	Rapporto di retribuzione totale annuale		DNF 2023, pagg. 172; 175; 224-225 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023	



88441/489

Aspetto Materiale/ Standard GRI	Descrizione/Disclosure GRI	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
Strategia, politiche e prassi				
2-22	Dichiarazione sulla strategia di sviluppo sostenibile		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 22-25 DNF 2023, pag. 154	
2-23	Impegno in termini di policy		DNF 2023, pagg. 154-157	
2-24	Integrazione degli impegni in termini di policy		DNF 2023, pagg. 154-157	
2-25	Processi volti a rimediare agli impatti negativi		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21 DNF 2023, pagg. 160-161 Inoltre, si vedano i riferimenti di pagina per quanto riguarda le richieste relative all'indicatore GRI 3-3 per ciascun tema materiale	
2-26	Meccanismi per richiedere chiarimenti e sollevare preoccupazioni	■	Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21 DNF 2023, pag. 196	
2-27	Conformità a leggi e regolamenti		DNF 2023, pagg. 209-211	
2-28	Appartenenza ad associazioni		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21	
Coinvolgimento degli stakeholder				
2-29	Approccio al coinvolgimento degli stakeholder	■	Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21	
2-30	Contratti collettivi		DNF 2023, pagg. 172, 175, 177, 224-225	
GRI 3: TEMI MATERIALI				
Informative sui temi materiali				
3-1	Processo di determinazione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 222-223	
3-2	Elenco dei temi materiali	■	DNF 2023, pagg. 222-223	
3-3	Gestione dei temi materiali		Incluso nelle specifiche sezioni	





8844 1/490

Aspetto Materiale/ Standard GRI™	Descrizione/Disclosure GRI™	WEF	Sezione e/b numero di pagina	Omission
Contrasto al cambiamento climatico e tecnologie low carbon				
Riduzione delle emissioni GHG; Sviluppo di tecnologie low carbon				
3-3 (11.1.1, 11.2.1, 11.3.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 164-170; 222-223	
GRI 201: Performance economiche 2016		Perimetro: interno ed esterno		
201-2 (11.2.2)	Implicazioni finanziarie e altri rischi e opportunità dovuti al cambiamento climatico		Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 132-134 DNF 2023, pagg. 162-163; 165-166	
GRI 302: Energia 2016		Perimetro: interno		
302-1 (11.1.2)	Energia consumata all'interno dell'organizzazione		DNF 2023, pagg. 167-170; 226-227	
302-2 (11.1.3)	Energia consumata al di fuori dell'organizzazione			Informazione non disponibile. Si valuterà la rendicontazione in considerazione della disponibilità di una metodologia applicabile
302-3 (11.1.4)	Intensità energetica		DNF 2023, pagg. 167-170; 226-227	
GRI 305: Emissioni 2016		Perimetro: interno ed esterno		
305-1 (11.1.5)	Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	■	DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-2 (11.1.6)	Emissioni indirette di GHG da consumi energetici (Scope 2)	■	DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-3 (11.1.7)	Altre emissioni indirette di GHG (Scope 3)	■	DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-4 (11.1.8)	Intensità delle emissioni di GHG		DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-5 (11.2.3)	Riduzione delle emissioni di GHG		DNF 2023, pagg. 167-170	
305-7 (11.3.2)	Ossidi di azoto (NO _x), ossidi di zolfo (SO _x), e altre emissioni significative		DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
Sviluppo del capitale umano				
Occupazione; Formazione				
3-3 (11.10.1, 11.11.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-177; 222-223	
GRI 401: Occupazione 2016		Perimetro: interno		
401-1 (11.10.2)	Nuove assunzioni e turnover	■	DNF 2023, pagg. 173-174; 176; 227	
401-2 (11.10.3)	Benefit previsti per i dipendenti a tempo pieno, ma non per i dipendenti part-time o con contratto a tempo determinato		DNF 2023, pagg. 172-173	
GRI 402: Relazioni tra lavoratori e management 2016		Perimetro: interno		
402-1 (11.10.5)	Periodo minimo di preavviso per cambiamenti operativi		DNF 2023, pag. 227	
GRI 404: Formazione e istruzione 2016		Perimetro: interno		
404-1 (11.10.6, 11.11.4)	Ore medie di formazione annua per dipendente	■	DNF 2023, pagg. 174-175; 177; 227	
404-3	Percentuale di dipendenti che ricevono una valutazione periodica delle performance e dello sviluppo professionale		Eni for 2023 - A just transition Eni for 2023 - Performance di sostenibilità DNF 2023, pagg. 171-172; 175	
Diversità, inclusione e work-life balance				
3-3 (11.10.1, 11.11.1, 11.14.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-177; 222-223	
GRI 202: Presenza sul mercato 2016		Perimetro: interno		
202-2 (11.11.2, 11.14.3)	Proporzione di senior manager assunti dalla comunità locale		DNF 2023, pagg. 176; 227	
GRI 401: Occupazione 2016		Perimetro: interno		
401-3 (11.10.4, 11.11.3)	Congedo parentale		DNF 2023, pagg. 176; 227	Informazioni relative al punto d. e punto e. (solo relativamente al tasso di retention) non disponibili. Eni si impegna a coprire l'indicatore nei prossimi cicli di reporting



8844 1/492

Aspetto Materiale/ Standard GRI [®]	Descrizione/Disclosure GRI [®]	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
GRI 405: Diversità e pari opportunità 2016		Perimetro: interno		
405-1 (11.11.5)	Diversità negli organi di governo e tra i dipendenti	■	DNF 2023, pagg. 176; 227 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 34	
405-2 (11.11.6)	Rapporto dello stipendio base e retribuzione delle donne rispetto agli uomini	■	DNF 2023, pagg. 175; 177; 227	
Salute e sicurezza dei lavoratori				
3-3 (11.9.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 178-180; 222-223	
GRI 403: Salute e sicurezza sul lavoro 2018		Perimetro: interno ed esterno (fornitori)		
403-1 (11.9.2)	Sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro		DNF 2023, pagg. 158-159; 173; 178-180	
403-2 (11.9.3)	Identificazione dei pericoli, valutazione dei rischi e indagini sugli incidenti		DNF 2023, pagg. 178-180	
403-3 (11.9.4)	Servizi di medicina del lavoro		DNF 2023, pag. 173	
403-4 (11.9.5)	Partecipazione e consultazione dei lavoratori e comunicazione in materia di salute e sicurezza sul lavoro		DNF 2023, pagg. 158-159; 173; 178-180	
403-5 (11.9.6)	Formazione dei lavoratori in materia di salute e sicurezza sul lavoro		DNF 2023, pag. 178	
403-6 (11.9.7)	Promozione della salute dei lavoratori	■	DNF 2023, pagg. 158-159; 173	
403-7 (11.9.8)	Prevenzione e mitigazione degli impatti in materia di salute e sicurezza sul lavoro all'interno delle relazioni commerciali		DNF 2023, pagg. 173; 178-180	
403-8 (11.9.9)	Lavoratori coperti da un sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro		DNF 2023, pag. 179	
403-9 (11.9.10)	Infortuni sul lavoro	■	DNF 2023, pagg. 179-180; 227	
403-10 (11.9.11)	Malattie professionali		DNF 2023, pagg. 175; 177; 228	
Asset integrity				
3-3 (11.8.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 181-182; 222-223	
GRI 306: Scarichi idrici e rifiuti 2016		Perimetro: interno		
306-3 (11.8.2)	Sversamenti significativi		DNF 2023, pagg. 181-183; 229	
Riduzione degli impatti ambientali				
Bonifiche e rifiuti; Risorsa idrica; Oil spill; Qualità dell'aria; Biodiversità				
3-3 (11.4.1, 11.6.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 180-184; 222-223	
GRI 303: Acqua e scarichi idrici 2018		Perimetro: interno		
303-1 (11.6.2)	Interazione con l'acqua come risorsa condivisa		DNF 2023, pagg. 180-181	
303-2 (11.6.3)	Gestione degli impatti legati allo scarico d'acqua		DNF 2023, pagg. 180-181	
303-3 (11.6.4)	Prelievo idrico	■	DNF 2023, pagg. 182-183; 185; 229	
303-4 (11.6.5)	Scarico di acqua		DNF 2023, pagg. 182-183; 185; 229	
303-5 (11.6.6)	Consumo di acqua		DNF 2023, pagg. 182-183; 185	
GRI 304: Biodiversità 2016		Perimetro: interno		
304-1 (11.4.2)	Siti operativi di proprietà, detenuti in locazione, gestiti in (o adiacenti ad) aree protette e aree a elevato valore di biodiversità esterne alle aree protette	■	DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228	
304-2 (11.4.3)	Impatti significativi di attività, prodotti e servizi sulla biodiversità		DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228	
304-3 (11.4.4)	Habitat protetti o ripristinati		DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228	
304-4 (11.4.5)	Specie elencate nella "Red List" dell'IUCN e negli elenchi nazionali che trovano il proprio habitat nelle aree di attività dell'organizzazione		DNF 2023, pagg. 186; 228	





8844 1/492

Aspetto Materiale/Standard GRI ^M	Descrizione/Disclosure GRI ^M	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
ECONOMIA CIRCOLARE				
3-3 (11.5.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 180-181; 222-223	
GRI 306: Rifiuti 2020		Perimetro: interno		
306-1 (11.5.2)	Produzione di rifiuti e impatti significativi connessi ai rifiuti		DNF 2023, pagg. 180-181	
306-2 (11.5.3)	Gestione degli impatti significativi connessi ai rifiuti		DNF 2023, pagg. 180-181	
306-3 (11.5.4)	Rifiuti prodotti		DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
306-4 (11.5.5)	Rifiuti non destinati a smaltimento		DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
306-5 (11.5.6)	Rifiuti destinati allo smaltimento		DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
Tutela dei diritti umani lavoratori				
Lavoratori; Comunità; Catena di fornitura; Security				
3-3 (11.11.1, 11.13.1, 11.18.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 157; 160-161; 186-188; 222-223	
GRI 406: Non discriminazione 2016		Perimetro: interno ed esterno		
406-1 (11.11.7)	Episodi di discriminazione e misure correttive adottate		DNF 2023, pagg. 188-189; 229	
GRI 407: Libertà di associazione e contrattazione collettiva 2016		Perimetro: interno ed esterno		
407-1 (11.13.2)	Attività e fornitori in cui il diritto alla libertà di associazione e contrattazione collettiva può essere a rischio		DNF 2023, pagg. 186-188	
GRI 410: Pratiche per la sicurezza 2016		Perimetro: interno ed esterno		
410-1 (11.18.2)	Personale addetto alla sicurezza formato sulle politiche o procedure riguardanti i diritti umani		DNF 2023, pagg. 188-189; 229	
Gestione responsabile della catena di fornitura				
3-3 (11.10.1, 11.12.1, 11.17.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 157; 160-161; 190; 222-223	
GRI 409: Lavoro forzato o obbligatorio 2016		Perimetro: interno ed esterno		
409-1 (11.12.2)	Attività e fornitori a rischio significativo di episodi di lavoro forzato o obbligatorio	■	DNF 2023, pagg. 187; 229	
GRI 411: Diritti dei popoli indigeni 2016		Perimetro: interno ed esterno		
411-1 (11.17.2)	Episodi di violazione dei diritti dei popoli indigeni		DNF 2023, pag. 187	
GRI 414: Valutazione sociale dei fornitori 2016		Perimetro: interno ed esterno		
414-1 (11.10.8, 11.12.3)	Nuovi fornitori che sono stati sottoposti a valutazione attraverso l'utilizzo di criteri sociali		DNF 2023, pagg. 190-191; 230	
414-2 (11.10.9)	Impatti sociali negativi sulla catena di fornitura e azioni intraprese		DNF 2023, pagg. 190-191; 230	
Relazioni con i clienti				
3-3 (11.3.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 160-161; 178; 222-223 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21	
GRI 416: Salute e sicurezza dei clienti 2016		Perimetro: interno		
416-1 (11.3.3)	Valutazione degli impatti sulla salute e sulla sicurezza per categorie di prodotto e servizi		DNF 2023, pagg. 158-159; 178-179	
Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale				
3-3 (11.19.1, 11.20.1, 11.21.1, 11.22.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 157; 160-161; 191-193; 222-223	
GRI 206: Comportamento anticoncorrenziale 2016		Perimetro: interno ed esterno		
206-1 (11.19.2)	Azioni legali per comportamento anticoncorrenziale, antitrust e pratiche monopolistiche		Relazione Finanziaria Annuale 2023, sezione contenziosi RFA DNF 2023, pagg. 209	
GRI 205: Anticorruzione 2016		Perimetro: interno ed esterno		
205-1 (11.20.2)	Operazioni valutate per i rischi legati alla corruzione		DNF 2023, pagg. 191-194; 230	
205-2 (11.20.3)	Comunicazione e formazione in materia di politiche e procedure anticorruzione	■	DNF 2023, pagg. 191-194; 230	
205-3 (11.20.4)	Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese	■	DNF 2023, pagg. 191-194; 230	



88441/493

Aspetto Materiale/ Standard GRI ^(a)	Descrizione/Disclosure GRI ^(a)	WEF	Sezione e/o numero di pagina	Omission
GRI 207: Imposte 2019			Perimetro: interno	
207-1 (11.21.4)	Approccio alla fiscalità		DNF 2023, pag. 193	
207-2 (11.21.5)	Governance fiscale, controllo e gestione del rischio		DNF 2023, pag. 193	
207-3 (11.21.6)	Coinvolgimento degli stakeholder e gestione delle preoccupazioni in materia fiscale		DNF 2023, pag. 193	
207-4 (11.21.7)	Rendicontazione Paese per Paese		DNF 2023, pagg. 193; 230 Per maggiori informazioni si veda la nota 28 del Bilancio consolidato	
GRI 415: Politica pubblica 2016			Perimetro: interno ed esterno	
415-1 (11.22.2)	Contributi politici		DNF 2023, pag. 230	
Chiusura e ripristino				
3-3 (11.7.1, 11.1.10)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-173; 222-223	
GRI 402: Relazioni tra lavoratori e management 2016			Perimetro: interno	
402-1 (11.7.2)	Periodo minimo di preavviso per i cambiamenti operativi		DNF 2023, pag. 227	
GRI 404: Formazione e istruzione 2016			Perimetro: interno	
404-2 (11.7.3, 11.10.7)	Programmi di aggiornamento delle competenze dei dipendenti e programmi di assistenza alla transizione		DNF 2023, pagg. 171-172	
Sviluppo locale				
Local Content; Diversificazione economica; Educazione e formazione; Accesso all'acqua e all'igiene; Salute; Protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership Pubblico-Private				
3-3 (11.14.1, 11.15.1, 11.16.1, 11.21.1)	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 191-193; 195-196; 222-223	
GRI 201: Performance economiche 2016			Perimetro: interno	
201-1 (11.14.2, 11.21.2)	Valore economico direttamente generato e distribuito	■	DNF 2023, pagg. 194; 230	
201-4 (11.21.3)	Assistenza finanziaria ricevuta dal governo	■	DNF 2023, pag. 194	
GRI 203: Impatti economici indiretti 2016			Perimetro: interno	
203-1 (11.14.4)	Investimenti infrastrutturali e servizi finanziari		DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
203-2 (11.14.5)	Impatti economici indiretti significativi		DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
GRI 204: Pratiche di approvvigionamento 2016			Perimetro: interno ed esterno	
204-1 (11.14.6)	Proporzione di spesa verso fornitori locali		DNF 2023, pagg. 195; 231	
GRI 413: Comunità locali 2016			Perimetro: interno	
413-1 (11.15.2)	Attività che prevedono il coinvolgimento delle comunità locali, valutazioni d'impatto e programmi di sviluppo		DNF 2023, 195-197; 231	
413-2 (11.15.3)	Attività con impatti negativi, potenziali e attuali significativi sulle comunità locali		DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
Accesso all'energia				
Accesso all'energia - Approccio di gestione			Perimetro: interno	
3-3	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 195-196; 222-223	
Innovazione				
Innovazione - Approccio di gestione			Perimetro: interno	
3-3	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 222-223	
Digitalizzazione e Cyber Security				
Digitalizzazione e Cyber Security - Approccio di gestione			Perimetro: interno	
3-3	Gestione dei temi materiali		DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 222-223	

(a) Per ogni tema materiale, sono riportati gli indicatori del GRI Standard mentre tra parentesi sono riportati gli indicatori del GRI 11: Oil & Gas Sector Standard.
 (b) Gli indicatori con il simbolo ■ sono richiesti anche dalle metriche "core" definite dal World Economic Forum (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism" Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation del 2020.





88441/494

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 2023 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 51 giorni.

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017):

Condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2023 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle 12 società controllate: NAOC - Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni UK Ltd, Eni México S. de RL de CV, Eni Investments Plc, Eni Lasmo Plc e Eni ULX Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

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 2023.

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.

Programma di buy-back

L'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, ha autorizzato un programma di buy-back per l'ammontare di €2,2 miliardi fino a un massimo di €3,5 miliardi per l'anno. La prima tranche del programma di acquisto di azioni proprie 2023 avviato il 12 maggio 2023, si è conclusa ad agosto con l'acquisto di 62 milioni di azioni proprie (pari all'1,84% del capitale sociale) per un costo complessivo di €825 milioni. La seconda tranche del programma di buy-back 2023 avviata a settembre e conclusa a marzo 2024 con l'acquisto di 91,5 milioni di azioni proprie (pari al 2,71% del capitale sociale) pari a €1,375 miliardi.

Considerando le azioni proprie già in portafoglio e l'annullamento di 195.550.084 azioni proprie deliberato dall'Assemblea il 10 maggio 2023, gli acquisti effettuati dall'avvio del programma di buyback in data 12 maggio 2023 nonché l'assegnazione gratuita 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, a marzo 2024 Eni detiene n. 181.668.440 azioni proprie pari al 5,38% del capitale sociale.



8844 1/495

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.

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.

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.

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 NO_x (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.

Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. 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 H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.

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.

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.

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 (CO₂), metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO₂ equivalente (CO₂eq) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

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).

Net GHG Lifecycle Emissions Emissioni GHG Scope 1+2+3 contabilizzate su base equity, associate alle attività e i prodotti venduti da Eni, lungo tutta la filiera, al netto dei carbon sinks.



88441 / 496

Net Carbon Footprint Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto dei carbon sinks.

Net Carbon Intensity Rapporto tra Net absolute GHG Lifecycle Emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

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 iso-butano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

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.

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'instestazione 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.

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.

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.

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.

UN SDG Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030.



88441/497

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.

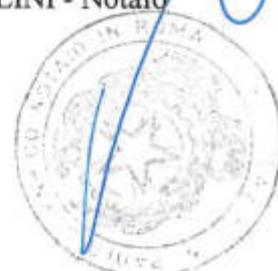
Work-over Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

ABBREVIAZIONI

/a	anno	mgl	migliaia
bbf	barili	mld	millardi
bbf/g	barili/giorno	mln	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	metri cubi	TWh	Terawattora

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio





88441/499