

# 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. L'andamento del prezzo del greggio nel breve termine è determinato dall'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale oltre che da molteplici fattori di natura finanziaria e geopolitica. La domanda petrolifera nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale, a sua volta influenzata da molteplici fattori ed eventi imprevedibili quali la fiducia dei consumatori, i livelli di occupazione, la crescita del reddito disponibile, le crisi finanziarie, le politiche monetarie delle banche centrali, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Nel medio-lungo termine intervengono anche altre variabili che rendono più complessa la stima della domanda petrolifera globale quali il consumo di idrocarburi, l'espansione demografica, l'aumento del potenziale di crescita dell'economia, il miglioramento degli standard di vita dei Paesi in via di sviluppo, i prezzi e la disponibilità di fonti energetiche alternative (i.e. nucleare e rinnovabili), il progresso tecnologico nell'efficienza dei consumi e, soprattutto, l'accelerazione del processo di transizione energetica verso un'economia low carbon che vede la società civile e i governi di tutto il mondo impegnati nella promozione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e della sostituzione dei veicoli a combustione interna con gli EV ("electric vehicle"), compresa la possibile introduzione di normative più severe sul consumo di idrocarburi quali la tassazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in risposta ai rischi posti all'ecosistema dal cambiamento climatico (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change). I drammatici eventi legati alla pandemia COVID-19, la profonda recessione che ne è conseguita e il cambiamento dei modelli sociali con la diffusione dello smart working e del videoconferencing potrebbero aver causato un cambiamento strutturale della domanda petrolifera mondiale, anche in relazione alla possibile accelerazione della transizione energetica trainata dalle imponenti misure di stimolo varate dai governi per ricostruire le economie su basi più sostenibili e compatibili con la tutela dell'ambiente.

L'offerta globale di greggio è influenzata in maniera determinante dalle politiche di produzione dell'OPEC+, l'alleanza che include i membri dell'originario cartello OPEC poi estesa ad altri importanti Paesi produttori come Russia e Kazakhstan, in grado di controllare circa il 50% dell'offerta globale e quindi in certa misura i prezzi del petrolio. La posizione dell'OPEC infatti era stata indebolita dalla rivoluzione dello shale oil USA, portando l'Arabia Saudita ad allearsi con la Russia per rafforzare il ruolo del cartel-

lo. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale, poiché possiede un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, hanno un forte impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni economiche e finanziarie adottate, in particolare, dagli USA e dall'UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, come ad esempio l'embargo che impedisce le esportazioni di greggio dall'Iran e dal Venezuela, crisi geopolitiche regionali con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi meteorologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

Nel corso del 2021, il prezzo del petrolio ha registrato un significativo recupero dopo il crollo del 2020 dovuto agli effetti della pandemia COVID-19 sull'attività economica e sui consumi di combustibili fossili. L'inversione di tendenza del mercato petrolifero è occorsa in coincidenza con l'introduzione nel novembre 2020 dei vaccini anti-COVID-19. I progressi della campagna vaccinale e delle altre misure di contenimento della pandemia consentono il graduale "reopening" delle principali economie, con consumi e investimenti sostenuti dalle rilevanti misure di stimolo della crescita adottate dai governi e dalle politiche monetarie espansive delle banche centrali. La ripresa economica e il forte incremento della mobilità dopo la cessazione dei lockdown trainano la domanda petrolifera mondiale con la sola eccezione del settore aereo (passeggeri internazionali) che sconta il prolungamento delle misure di chiusura delle frontiere da parte della maggioranza degli Stati. La diffusione di nuove varianti del virus non ha effetti tali da frenare la ripresa; ad esempio la diffusione nel corso del mese di novembre 2021 della variante "Omicron" del virus determina un'iniziale, significativa correzione nel prezzo del petrolio, ma non comporta una modifica dei fondamentali del mercato per cui, dopo aver perso circa il 15% in pochi giorni di scambio, le quotazioni riprendono il trend rialzista.

Nel complesso, la domanda petrolifera nel 2021 ha registrato un rimbalzo significativo di 5,5 milioni di barili/g in più rispetto al crollo del 2020 di circa 9 milioni di barili/g. La domanda è attesa tornare ai livelli pre-pandemici (circa 100 milioni di barili/g) nella seconda metà del 2022. Dal lato dell'offerta, l'OPEC+ nella seconda parte del 2021 ha implementato un'efficace politica di production management con il graduale allentamento dei tagli produttivi concordati nel maggio 2020 a sostegno del prezzo. Inoltre, nei mesi finali del 2021 i dati produttivi del Cartello evidenziano una crescente difficoltà da parte di numerosi Stati aderenti a raggiungere le quote produttive concordate (es. Nigeria, Ango-

la), per cui il Cartello sta effettivamente producendo al di sotto del tetto concordato. Le compagnie petrolifere internazionali e gli shale producer USA segnalano un cambio di rotta epocale nelle politiche di capital allocation con l'abbandono dei piani di crescita della produzione, privilegiando i ritorni agli azionisti e la ristrutturazione e il rimborso del debito accumulato nei cicli precedenti e nel downturn del 2020. La disciplina finanziaria è la risposta del management delle compagnie petrolifere alla volatilità dei mercati, alle spinte degli investitori ad ottenere ritorni più attrattivi e dei vincoli ESG delle banche che limitano l'accesso a nuovi finanziamenti. I capex di sviluppo/mantenimento della produzione del settore upstream Oil & Gas nel 2021 registrano solo un marginale incremento rispetto alla drastica contrazione registrata nel 2020 in risposta al downturn, attestandosi a un livello di circa \$320-350 miliardi (media del biennio stimata da fonti di mercato), circa la metà di quella registrata nel periodo di crescita dello shale oil USA nel 2011-2014. Il cambio di rotta delle oil companies penalizza la crescita dell'offerta petrolifera che nel 2021 rimane inferiore alla significativa ripresa della domanda con il conseguente riassorbimento dell'eccesso di scorte accumulate nel 2020. A fine 2021, le scorte commerciali mondiali risultano sotto la media storica degli ultimi cinque anni. Il miglioramento dei fondamentali di domanda e offerta traina la ripresa del prezzo del greggio, che beneficia anche della situazione globale di carenza di offerta di tutte le fonti energetiche, in particolare gas, come evidenziato dai fenomeni di switch gas-to-oil. Il prezzo del Brent in media annua 2021 chiude a 71 \$/barile con un incremento di circa il 70% rispetto al 2020 (media 42 \$/barile). Il trend rialzista si consolida nella parte iniziale del 2022 con le quotazioni del Brent che a febbraio raggiungono i 120-130 \$/barile, ritornando ai massimi dal 2008, anche per effetto del conflitto tra Russia e Ucraina.

I prezzi del gas, anch'essi penalizzati nel 2020 dalla crisi pandemica, hanno registrato un recupero ancora più significativo del petrolio grazie alla sostenuta ripresa della domanda non compensata da un idoneo adeguamento del supply. Alla base del trend del supply ci sono sia motivazioni di carattere congiunturale (come il fermo non programmato di alcuni impianti di liquefazione sia per motivi tecnici che per scarsità di feedgas) sia di carattere strutturale come il rallentamento degli investimenti in nuovi progetti di liquefazione e il rallentamento della crescita della produzione gas USA, conseguenza della disciplina finanziaria degli shale producer. La domanda globale di gas ha registrato un'importante crescita nel corso del 2021 beneficiando della ripresa economica, di un inverno rigido (soprattutto in Asia), di un contributo limitato delle fonti intermittenti in alcune aree e di un prezzo del carbone particolarmente elevato soprattutto nella prima metà dell'anno. Tra fine estate e fine anno i prezzi spot del gas sia in Europa che in Asia hanno toc-

cato i massimi storici a fronte dell'inseverimento della situazione di mercato corto derivante da una domanda resiliente agli elevati livelli di prezzo e dal rallentamento dei flussi di import via pipe in Europa che hanno portato le scorte europee su livelli ben al di sotto dei minimi degli ultimi cinque anni. In Europa continentale i prezzi spot hanno toccato livelli record superando 60 \$/Mbtu in dicembre (circa 1.980 €/migliaia di metri cubi). In media annua gli incrementi del 2021 sono di dimensioni rilevanti: il PSV ha registrato una media di circa 487 €/migliaia di metri cubi, +335% vs. 2020; il TTF che ha beneficiato in via diretta dei minori flussi d'importazione di LNG si è attestato su una media di 486 €/migliaia di metri cubi (+390% vs. 2020).

Dopo una pausa a inizio 2022, la volatilità nel mercato europeo del gas è tornata su livelli estremi a causa dello scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina.

L'andamento dei prezzi degli idrocarburi nel 2022 sarà sostenuto dalla crescita economica, dalla politica di graduale allentamento dei tetti produttivi dell'OPEC+, dalle problematiche di performance produttiva del Cartello e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere quotate, che in base agli annunci di mercato prevedono solo una modesta crescita dei capex. Possibili rischi a tale outlook sono rappresentati dalle tensioni geopolitiche globali in particolare il conflitto tra Russia e Ucraina (vedi pag. 96) che potrebbero causare una recessione e un rallentamento delle attività, dagli squilibri dell'economia cinese dovuti ai prestiti in sofferenza delle banche e alle difficoltà del settore immobiliare, dall'effetto degli elevati costi dell'energia sulla produzione industriale in relazione a fenomeni registrati di interruzione dell'attività in alcuni comparti energy-intensive (metallurgico, fertilizzanti) che potrebbero mettere a rischio la ripresa, nonché dall'aumento delle aspettative inflazionistiche che potrebbero comportare la revisione delle politiche monetarie da parte delle banche centrali. Per il 2022 Eni prevede un prezzo del petrolio per il riferimento Brent di 80 \$/barile, che sconta un'offerta tendenzialmente allineata alla domanda, partendo da un livello degli stoccaggi mondiali di fine 2021 eccezionalmente basso; per il gas le attese sono di persistenza della situazione di mercato corto a fronte di aspettative di tenuta della domanda, della necessità di ricostituzione delle scorte ai minimi in Europa e di limitata nuova offerta LNG attesa entrare in esercizio. Nel lungo termine, considerati i rischi della transizione energetica, Eni prevede un deck di 62 \$/bbl in termini reali 2020 fino al 2035, per poi declinare a 46 \$ nel 2050 in relazione all'assunzione di progressivo phase out del petrolio dal mix energetico globale per il conseguimento degli obiettivi climatici di Parigi. Tali proiezioni di prezzo sono alla base delle decisioni d'investimento e delle valutazioni di recuperabilità degli attivi Oil & Gas.

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. Nel 2021 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo adjusted) e la generazione di cassa operativa hanno registrato un incremento di quasi €8 miliardi per entrambi rispetto al 2020 dovuto essenzialmente allo scenario prezzi degli idrocarburi.

L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato come la fase di eccezionale volatilità del prezzo del gas che si è verificata nel quarto trimestre 2021 (v. infra). La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).

Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo delle commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Compagnia di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste considerazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, rinviare o rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni. A causa della crisi del COVID-19 che potrebbe aver causato una riduzione strutturale della domanda petrolifera e dei rischi di accelerazione della transizione energetica, il management ha adottato un approccio più selettivo rispetto al passato nell'allocazione delle risorse al core business Oil & Gas che nel prossimo quadriennio attirerà un programma di capex di circa €4,5 miliardi per anno (prima del COVID-19 erano nell'intorno dei €6 miliardi).

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle ri-

serve di idrocarburi. La selettività degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale considerata la volatilità dei flussi di cassa. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il cash flow operativo ha una prevedibilità limitata poiché è soggetto alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi, considerate le politiche di risk management che non prevedono la copertura del rischio prezzo attraverso strumenti finanziari derivati (posizioni "unhedged"), salvo particolari situazioni di mercato (v. infra). Le altre variabili che influenzano il cash flow sono: (i) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai pozzi di produzione; (ii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iii) i rischi geopolitici; (iv) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nonostante Eni non abbia al momento sperimentato alcuna difficoltà di accesso al credito, l'ottenimento di nuovi finanziamenti è esposto al rischio della crescente diffidenza da parte di banche e altre istituzioni finanziarie a erogare fondi a sostegno di nuovi progetti Oil & Gas in relazione alla transizione energetica. Questo potrebbe comportare un aumento del costo delle nuove emissioni o la necessità di rivedere i programmi di sviluppo.

Per questi motivi è valutato l'impegno finanziario necessario per sviluppare i business della transizione energetica, il management Eni ha adottato una politica di forte selettività dei progetti d'investimento con l'obiettivo di aumentare la resilienza del portafoglio di asset Oil & Gas alla volatilità dei prezzi del petrolio, riducendo il livello di prezzo del Brent in corrispondenza del quale il cash flow operativo di Eni è in grado di coprire gli investimenti pianificati e il pagamento del dividendo base. Nel 2021 tale prezzo di cash neutrality è stato di circa 40 \$/barile. Per il 2022 allo scenario di 80 \$/barile, il management prevede una generazione di cassa in eccesso rispetto al budget degli investimenti organici (€7,7 miliardi) e al dividendo base (€0,36 per azione pari a €1,3 miliardi); tale avanzo sarà allocato al mantenimento di una solida struttura patrimoniale e a ritorni addizionali agli azionisti attraverso il dividendo variabile e un nuovo programma di buy-back. Il piano d'investimenti di esplorazione e sviluppo delle riserve di idrocarburi presenta una significativa quota "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Inoltre, considerata la volatilità dei cash flow operativi, l'Azienda mantiene una riserva di liquidità strategica di €21,6 miliardi costituita da cassa, attività finanziarie prontamente liquidabili, depositi vincolati a breve termine e linee di credito committed pari a circa quattro volte l'ammontare dei debiti finanziari in scadenza nei prossimi dodici mesi (comprese le rate di leasing).

Per meglio apprezzare l'impatto della volatilità del prezzo del petrolio sul cash flow operativo, il management ha stimato che per una variazione in più o in meno del prezzo del Brent rispetto allo scenario di 80 \$/bbl, il cash flow operativo registra rispettivamente un aumento/contrazione di circa €140 milioni. Nel 2022 l'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi spot del gas naturale sarà attenuata dalla decisione del management di coprire la vendita di circa 5 miliardi di metri cubi mediante l'uso di strumenti derivati finanziari con prezzi di vendita per consegna futura compresi tra i 800 e i 400 €/migliaia di metri cubi registrati nel quarto trimestre.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Nel 2021, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto negativo sulle produzioni di circa 13 mila boe/giorno rispetto al 2020.

Refining & Marketing e 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.

Da alcuni anni il business raffinazione evidenzia una performance in continuo deterioramento a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria europea, in particolare del bacino del Mediterraneo, in relazione all'overcapacity, a mercati regionali maturi in termini di dinamiche nei consumi di carburanti e alla pressione competitiva da parte della raffinazione del Medio Oriente e della Cina favorita rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive e minori obbligazioni ambientali. Gli eventi connessi al COVID-19 hanno accelerato la crisi della raffinazione europea a causa della contrazione dei consumi di carburanti per autotrazione, che anche post recupero COVID saranno impattati dalla penetrazione degli EV, nonché del ritardo della ripresa del settore del trasporto aereo (passeggeri internazionali) che ha penalizzato il mercato dei distillati medi. Questi fattori hanno frenato la dinamica dei prezzi dei prodotti in relazione al sensibile recupero del costo della carica petrolifera e, in particolare nell'ultima parte dell'anno, all'escalation dei costi energetici indicizzati alle quotazioni del gas naturale, determinando margini di raffinazione negativi nel

corso dell'intero 2021, che si caratterizza come uno dei peggiori scenari della storia (media 2021 del margine indicatore SERM pari a -0,9 \$/barile vs. +1,7 \$/barile nel 2020). Inoltre, la performance dell'attività di raffinazione tradizionale è stata penalizzata dal rilevante aumento degli oneri per l'acquisto di emission allowance per la CO<sub>2</sub> prodotta non coperta dalle assegnazioni gratuite. Nel 2021 il prezzo dell'European Union Allowance (EUA) ha registrato un sostanziale aumento, consolidandosi su una media di 53,4 €/ton (vs. 24,7 €/ton nel 2020). Il trend rialzista è stato trainato da diversi fattori. La ripresa dell'attività industriale ha contribuito all'aumento della richiesta di permessi EUA, anche a causa dell'incremento dei consumi di carbone, tornato competitivo in rapporto al rilevante incremento dei prezzi del gas. Inoltre, la riduzione dei volumi d'asta e le proposte di riforma dell'ETS contenute nel documento "Fit for 55" hanno amplificato l'andamento rialzista dei prezzi EUA attirando anche investitori finanziari. Nell'ultimo trimestre del 2021, l'andamento rialzista ha registrato un'ulteriore accelerazione (+20%, +11,4 €/ton vs. Q3), dovuta a fattori tecnici (pausa aste), una minor produzione da eolico rispetto alle previsioni e dal fermo temporaneo di alcune centrali nucleari francesi. Nei primi mesi del 2022 i costi delle EUA hanno continuato a crescere superando i 90 €/ton.

Sulla base di questi trend, il management ha rivisto al ribasso le proiezioni dei margini di raffinazione nel breve-medio termine, mentre sono state riviste al rialzo le previsioni di costo per le emissioni di CO<sub>2</sub> con la conseguente revisione negativa dei flussi di cassa futuri associati all'uso delle raffinerie e la rilevazione di svalutazioni di impianti per circa €0,9 miliardi che si aggiungono ai circa €1,8 miliardi rilevati nel precedente biennio, con questo azzerando sostanzialmente il valore di libro delle raffinerie europee. Il business della Chimica Eni è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità e pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (i produttori mediorientali integrati o i produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker, più conveniente della nafta) e maggiore diversificazione geografica; questi fattori sono maggiormente evidenti durante le fasi di minore crescita economica, come accaduto durante la recessione del 2020 dovuta al COVID-19. Nel primo semestre 2021 il settore Chimico di Eni ha beneficiato della fase di ripresa dell'economia mondiale e di fattori contingenti che hanno influito sulla disponibilità di prodotto, registrando margini superiori alla media storica con punte record per il polietilene. Nella seconda parte dell'anno i margini dei prodotti si sono progressivamente normalizzati per effetto di un migliore bilanciamento tra domanda e offerta e dell'accelerazione dei costi della carica petrolifera e delle utilities industriali indicizzate al costo del gas.

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 idrocar-

burì, 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.

**Fenomeni di volatilità senza precedenti nel mercato energetico europeo con incrementi dei prezzi delle commodity, soprattutto gas ed elettricità, hanno comportato un sensibile incremento del rischio finanziario per Eni.**

Nel corso del quarto trimestre 2021 il rafforzamento della ripresa economica globale ha determinato un incremento della domanda energetica sincrono in tutte le aree, con l'offerta in particolare di gas che ha incontrato difficoltà nel rispondere in maniera adeguata a causa della riduzione dei capex da parte degli operatori upstream, determinando un mercato energetico corto. La situazione di imbalance è stata particolarmente problematica in Europa a causa di fattori specifici dell'area dovuti alla sottoperformance delle rinnovabili, livelli di stoccaggi di gas al picco della stagione d'iniezione sensibilmente inferiori alle medie storiche per tale periodo dell'anno, le incertezze sulla stabilità dei flussi di importazione dalla Russia che ha rispettato i vincoli minimi di prelievo dei contratti long-term limitando al minimo le forniture spot, il declino delle produzioni continentali anche in relazione agli obiettivi ambientali dell'Unione, nonché la complessa vicenda regolatoria per l'avvio della dorsale di importazione dalla Russia Nord Stream linea 2. Tali driver hanno innescato una fase di volatilità senza precedenti nei mercati di trading del gas e dell'energia elettrica del continente con i prezzi delle commodity che hanno registrato incrementi dell'ordine di parecchie centinaia di punti percentuali (media TTF quarto trimestre 2021 pari a sei volte il quarto trimestre 2020, prezzo wholesale dell'energia elettrica in Italia PUN un incremento di quasi cinque volte).

Tali incrementi dei prezzi hanno comportato delle tensioni finanziarie per i player che, come Eni, utilizzano i contratti di vendita delle commodity per consegna futura e altri strumenti finanziari derivati su commodity per coprire i margini delle vendite o anche per attività speculative per via del requisito dei pagamenti al margine (margining payments). Le controparti finanziarie dei derivati e i mercati wholesale ed exchange-based delle commodity energetiche prevedono tipicamente la costituzione da parte dei trader di depositi a garanzia delle posizioni aperte quando queste diventano negative o nel caso di vendite a futuri delle disponibilità di commodity (da produzione o da contratto long-term) a garanzia della consegna al buyer in evento di default. Questi depositi il cui ammontare è funzione del livello generale dei prezzi hanno natura temporanea e sono restituiti al settlement dell'operazione principale. Nel caso di rialzo dei prezzi spot e della curva forward, le vendite a futuri a prezzo fisso e le posizioni short diventano negative facendo scattare la richiesta da parte della controparte finanziaria o del gestore della piattaforma di scambio nei confronti dei trader di integrare il deposito a garanzia (margin call). In condizioni normali di mercato, tale operatività non comporta rischi particolari. Tuttavia, nel quadro delle condi-

zioni di mercato senza precedenti occorse nel mese di dicembre 2021, Eni ha dovuto gestire lo spike di volatilità ed adempiere gli obblighi connessi all'assolvimento delle margin call che hanno registrato aumenti molto rilevanti in proporzione al significativo aumento nominale delle esposizioni. Il Gruppo ha tirato circa €2,2 miliardi dalle linee di credito committed per superare la fase critica del mercato, rimborsandole nei giorni successivi a fronte del rientro dei picchi di volatilità. Nel complesso non sono state registrate tensioni particolari considerato anche che nell'ultima settimana dell'anno i prezzi hanno registrato un'importante correzione al ribasso. Inoltre tale rischio è compensato dall'incremento di valore degli asset di Gruppo in relazione all'aumento dei prezzi. Per il 2022 sono possibili nuovamente fenomeni di forte volatilità che il Gruppo gestirà eventualmente con la flessibilità finanziaria disponibile.

Tra fine febbraio-inizio marzo 2022 l'escalation militare tra Russia e Ucraina e il timore di interruzioni nelle forniture di gas dalla Russia hanno innescato una nuova fase di volatilità estrema nei mercati delle commodity, con il significativo aumento delle obbligazioni di marginazione e garanzia del settlement dei derivati.

L'aumento del prezzo del gas ha determinato inoltre un aumento del rischio controparte in funzione dell'espansione del valore dei crediti commerciali outstanding nei confronti dei clienti GGP. Questo ha comportato sia un incremento del fondo svalutazione crediti dovuta all'effetto leva sia la necessità di rivedere le rischiosità di alcune posizioni per scontare l'effetto congiunturale di mercato in un quadro di accresciuto rischio sistemico che ha visto il default in Europa di vari operatori retail che non sono stati in grado di gestire la volatilità dei prezzi, mentre sul lato dei clienti industriali si registrano numerosi casi di fermate anche indefinite delle produzioni manifatturiere a causa degli elevati costi dell'energia.

## RISCHI CONNESSI AL CONFLITTO RUSSIA-UCRAINA

Si rinvia al paragrafo Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina nella sezione Commento ai risultati economico-finanziari a pag. 96.

## RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2021, circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Medio Oriente e Asia Centrale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, nazionalizzazioni, espropri, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei

Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi statali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta 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. Ulteriore elemento di rischio è rappresentato dal sistema delle sanzioni applicate dagli USA e in certi casi dall'UE nei confronti di certi Paesi che potrebbero compromettere la capacità di Eni di continuare a operare o di operare in modo economico.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi 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 Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; e (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

L'outlook finanziario di alcuni Paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento a causa della crisi economica dovuta al COVID-19 e alla contrazione delle entrate petrolifere, con tempi di ripresa ancora incerti e possibili ricadute sul grado di solvibilità delle compagnie petrolifere di Stato e di operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve. Attualmente i Paesi di presenza Eni con un maggiore profilo di rischio geopolitico o controparte sono Venezuela, Nigeria e Libia. Allo stato attuale, non è possibile escludere che l'eventuale inasprimento delle sanzioni economiche e finanziarie contro la Russia possa avere impatti sulle attività di Eni anche con controparti russe.

Il Venezuela sta attraversando una crisi strutturale economica e finanziaria a causa della contrazione delle entrate del settore petrolifero, principale fonte di reddito del Paese, riconducibile in larga misura agli effetti delle sanzioni USA, le quali hanno di fatto precluso al settore petrolifero venezuelano l'accesso ai finanziamenti necessari per sviluppare le riserve, determinando la caduta dei livelli produttivi. Tale situazione di debolezza è stata esacerbata dagli impatti del COVID-19 e dal progressivo inasprimento delle sanzioni USA. Le restrizioni economiche e finanziarie degli USA hanno come target principale il settore oil del Paese, la società petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") e più in generale il Governo venezuelano e le società da esso possedute. Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti di Eni, che sono concentrati in tre grandi progetti: il giaci-

mento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, il campo ad olio pesante onshore Junín 5, operato dall'omonima società Petrojunin, e il campo ad olio offshore Corocoro, operato dalla società Petrosucre, i cui azionisti sono la società di Stato PDVSA ed Eni, per entrambe in regime di "Empresa Mixta". I tre progetti sono stati oggetto di svalutazioni in esercizi passati con la riclassifica di importanti volumi di riserve alla categoria "probabile" in funzione delle ridotte prospettive di producibilità. Correntemente i crediti outstanding di Eni nei confronti di PDVSA nelle tre iniziative petrolifere ammontano a circa €1,3 miliardi (a fine 2021), relativi principalmente ai crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla e al finanziamento del progetto. A causa del regime sanzionatorio USA, nel 2021 Eni ha dovuto cessare ogni transazione per l'ottenimento di rimborsi in-kind sia dei crediti outstanding sia di quelli derivanti dal fatturato del periodo. Eni continua a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e a valutare diverse opzioni per sbloccare i pagamenti degli ammontari dovuti nel pieno rispetto delle regole vigenti.

La Nigeria sta uscendo lentamente dalla grave crisi finanziaria ed economica conseguente alla pandemia. Le principali esposizioni del Gruppo e i relativi rischi controparte riguardano il finanziamento dei progetti Oil & Gas operati, dove Eni sostiene upfront tutti i costi di sviluppo e addebita alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali la quota di costi di loro competenza. Sia NNPC sia i partner locali hanno incontrato difficoltà nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti, determinando l'aumento dell'esposizione finanziaria di Eni. L'esposizione nei confronti di NNPC ha registrato una normalizzazione nel corso del 2021; mentre il recupero dei crediti outstanding nei confronti di un partner locale è diventato più rischioso anche a causa di contestazioni del credito Eni. Inoltre, come anticipato nella premessa, la tutela dei diritti contrattuali delle compagnie petrolifere internazionali è soggetta a sistemi di enforcement meno certi rispetto ai Paesi OCSE.

Nel maggio 2021 è scaduto il titolo minerario nigeriano OPL 245 relativo all'esplorazione del blocco offshore omonimo, per il quale Eni aveva chiesto la conversione in licenza di sviluppo nel pieno convincimento di aver rispettato tutti i termini contrattuali, le condizioni e i requisiti per tale conversione, compresa la tempestiva notifica alla controparte. Finora le autorità nigeriane competenti non hanno accordato la conversione. A tutela del proprio diritto e della recuperabilità dell'investimento, Eni ha avviato nel settembre 2020 un arbitrato internazionale in sede ICSID.

È possibile che in futuro il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro economico-finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.

La Libia uno dei principali Paesi di presenza Eni in termini di volumi produttivi e contributo ai risultati consolidati ha attraversato un lungo periodo di instabilità politico-sociale e di tensioni interne conseguenti alla rivoluzione armata del 2011 e al cambio del regime di allora. Gli eventi del 2011 che determinarono il blocco quasi

totale di tutte le attività Eni nel Paese per quasi un anno, ebbero ricadute rilevanti sui risultati di allora. Negli anni successivi, la situazione di continua instabilità sociale e politica, sfociata a più riprese in atti di ostilità tra le fazioni contrapposte, ha compromesso in diverse circostanze la regolarità e la sicurezza delle operazioni di Eni nel Paese. Da settembre 2020 la situazione è migliorata grazie a un accordo di pacificazione nel Paese che ha consentito la ripresa di tutte le attività operative fatta eccezione per gli impegni esplorativi sui quali persiste lo stato di Forza Maggiore. Questa nuova fase di stabilizzazione ha caratterizzato buona parte del 2021 anche grazie alla formazione di un nuovo Governo di Unità Nazionale con l'obiettivo di portare il Paese ad elezioni entro la fine del 2021. Purtroppo il processo elettorale è stato rimandato a data da definire, riportando oggi il Paese in una situazione di incertezza politica e sociale. Nel 2021 la produzione Eni in Libia è stata di 168.5mla boe/giorno in linea con i piani aziendali, nonostante la società di Stato abbia dichiarato dallo scorso dicembre 2021 la sospensione temporanea di produzione, in diversi campi nell'onshore per cause di forza maggiore e tuttora in vigore. La società di Stato libica ha espresso l'intenzione di rilanciare il settore petrolifero anche con nuovi sviluppi che potrebbe aprire opportunità per Eni. Ciò nonostante la situazione rimane mutevole e di difficile previsione nel medio termine a meno di sostanziali sviluppi politici stabilizzanti. Per cui il management ritiene che la situazione geopolitica libica continua a costituire per Eni un fattore di rischio. Attualmente la Libia rappresenta circa il 10% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come quelle causate da conflitti interni, attentati, atti di guerra, tensioni sociali e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2022-2025 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia, tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 68 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il

rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

## RISCHIO SANZIONI

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli adottati dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti d'America e, in particolare, ad oggi, quelli relativi a Venezuela e Russia. Con riferimento al Venezuela, nella parte finale del 2020, l'amministrazione statunitense uscente ha intensificato la pressione nei confronti del governo Maduro, restringendo ulteriormente le operazioni effettuabili da soggetti statunitensi e non, nel settore petrolifero del Paese e/o con società controllate direttamente o indirettamente dal Governo. Ciò ha comportato un rallentamento nelle esportazioni di greggio dal Venezuela, anche nell'ambito degli schemi swap utilizzati per la compensazione in natura dei crediti commerciali accumulati nei confronti di PDVSA.

Per quanto concerne la Russia, a seguito dell'invasione dell'Ucraina nel febbraio 2022, Unione Europea, Regno Unito e Stati Uniti hanno adottato nuove sanzioni economiche e finanziarie, particolarmente severe, nei confronti del Paese, che si aggiungono a quelle già in vigore a partire dal 2014.

Le nuove restrizioni sono volte a colpire, principalmente, il settore finanziario russo e la possibilità di accesso al credito statunitense ed europeo di alcune importanti società russe attive nel settore Oil & Gas. Ad oggi le sanzioni non colpiscono direttamente l'acquisto di gas, greggio e prodotti petroliferi di origine russa o la possibilità di mantenere relazioni di business con controparti russe, ma non possono escludersi prossimi inasprimenti. L'attuale presenza di Eni in Russia è marginale e i progetti nell'upstream russo si trovano in stato di sospensione – anche a seguito dell'applicazione delle sanzioni già vigenti prima della recente crisi. Gran parte del gas acquistato da Eni proviene dalla Russia ed Eni collabora con controparti russe in diversi progetti upstream nel mondo.

Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio, per adattare su base continuativa le proprie attività alle restrizioni di volta in volta applicabili.

## RISCHIO CLIMATE CHANGE

La transizione energetica è il processo di evoluzione dell'economia verso un modello di sviluppo "low carbon", cioè a contenute/zero emissioni nette di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) attraverso la progressiva sostituzione e phase-out dei combustibili fossili nel mix energetico per mezzo delle fonti rinnovabili. Esso rappresenta un rischio strategico per il core business delle società Oil & Gas.

Nel dicembre 2015, in occasione della COP21 di Parigi, 197 nazioni di tutto il mondo (inclusa l'Unione Europea) hanno negoziato l'Accordo di Parigi (AP), che definisce un piano d'azione globale contro i cambiamenti climatici con l'obiettivo di contenere l'aumento medio della temperatura terrestre a fine secolo ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di fare quanto possibile per raggiungere l'obiettivo più ambizioso di limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5°C. L'AP, che Eni riconosce e sostiene, è entrato in vigore nel novembre 2016 e ad oggi è stato ratificato da 193 Parti afferenti alla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) su un totale di 197. Nel corso della recente COP26 di Glasgow è stato rilevato che gli impegni di mitigazione delle Parti definiti nei rispettivi piani nazionali di mitigazione e adattamento (NDC) appaiono non in linea con gli obiettivi dell'AP. Per tale motivo, la COP26 ha invitato le Parti a rivedere e ad allineare i target 2030 previsti negli NDC agli obiettivi dell'AP entro il 2022, tenendo conto delle specificità nazionali. In ambito mitigazione, la COP26 ha riconosciuto l'importanza di limitare l'incremento della temperatura a 1,5°C rispetto all'epoca preindustriale, ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> del 45% al 2030 vs. 2010 riguardando il net zero "intorno alla metà del secolo" e ridurre in modo sostanziale le emissioni GHG diverse dalla CO<sub>2</sub>, ed in particolare il metano. Inoltre, le Parti sono state esortate a ridurre progressivamente la generazione elettrica a carbone "unabated" e a eliminare i sussidi inefficienti alle fonti fossili. In ambito cooperazione internazionale, la COP26 ha definito e approvato le linee guida necessarie a rendere operativo il mercato internazionale dei crediti di carbonio.

Il fondamento scientifico del cambiamento climatico è definito dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), che già nel 2018 aveva raccomandato di limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5°C vs. epoca preindustriale, al fine di evitare conseguenze irreversibili sull'ecosistema, riconoscendo che tale ambizione richiede un'accelerazione nei tempi di realizzazione e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'AP. Successivamente, nell'agosto del 2021 nell'ambito del sesto ciclo di valutazione sullo stato del clima globale previsto terminare nel corso del 2022, l'IPCC ha diffuso i risultati dello studio svolto dal primo dei tre gruppi di esperti che contribuiranno all'assessment, la cui conclusione è che "unless there are immediate, rapid and large-scale reductions in greenhouse gas emissions, limiting warming to close to 1.5°C or even 2°C will be beyond reach".

Le iniziative di decarbonizzazione annunciate o avviate dai governi di molti Paesi avanzati, in particolare i Paesi dell'area OCSE, in attuazione dell'AP, la spinta della società civile e della comunità internazionale, l'evoluzione delle preferenze dei consumatori e il diffondersi di una crescente sensibilità al tema del cambiamento climatico e della salvaguardia dell'ecosistema sono tutti fattori che potrebbero determinare nel

medio-lungo termine lo spiazzamento della domanda d'idrocarburi da parte delle energie rinnovabili e di altri vettori energetici low/zero carbon. La pandemia COVID-19 del 2020 e la grave crisi economica e sociale che ne è scaturita sostengono tale processo, a fronte di misure di rilancio dell'economia da parte dei governi che includono investimenti sostenibili e in chiave low carbon. In particolare, l'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica e in attuazione del Green Deal ha istituito il fondo next generation EU che prevede il supporto a investimenti sostenibili, che contribuiranno a raggiungere il nuovo e più ambizioso obiettivo di riduzione delle emissioni fissato per il 2030 (-55% vs. 1990) e la neutralità carbonica al 2050. Inoltre, al fine di indirizzare i flussi finanziari verso progetti effettivamente sostenibili dal punto di vista ambientale, l'Unione Europea ha adottato nel 2020 un nuovo sistema di classificazione delle attività economiche in chiave sostenibile (il Regolamento Tassonomia; v. sezione dedicata nella DNF). In questo contesto, i rischi connessi al cambiamento climatico sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, relativi sia ad aspetti connessi alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali e legali) sia ad aspetti fisici (fenomeni meteorologici estremi/cronici), con un orizzonte di breve, medio e lungo termine.

Per quanto riguarda il **driver normativo**, l'adozione di provvedimenti su vasta scala finalizzati a ridurre il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni crescenti all'attività estrattiva potrebbero comportare un aumento dei costi operativi e minori prospettive di crescita con impatti di breve, medio e lungo termine.

Gli Stati possono perseguire l'obiettivo della decarbonizzazione attraverso normative volte a limitare il consumo degli idrocarburi, quali il carbon pricing (carbon tax e emissions trading) o quote minime di combustibili rinnovabili/low carbon. Tali regolamentazioni potrebbero ridurre significativamente la domanda petrolifera e incrementare i costi operativi delle compagnie oil&gas. Attualmente circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono soggette all'European Emission Trading System (EU ETS) che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di quote di emissione sul mercato primario o secondario e il loro utilizzo a copertura delle emissioni verificate, al netto dell'eventuale assegnazione gratuita di permessi di emissione. Nel 2021, su base operata, a fronte di assegnazioni gratuite di 5,32 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, le installazioni europee del Gruppo hanno emesso 17,74 milioni di tonnellate; il deficit emissivo è stato coperto con acquisti di allowances principalmente nel mercato secondario con un onere di conto economico di circa €660 milioni che rappresenta un significativo aumento rispetto al 2020 a cau-

sa dell'aumento delle quotazioni di mercato delle emissioni allowance (più che raddoppiate) dovuto sia alla ripresa economica, sia alle aspettative di minori assegnazioni gratuite in futuro da parte delle Autorità europee in vista del conseguimento degli obiettivi climatici del Green Deal europeo. In alcuni contesti geografici specifici, il Gruppo è soggetto a meccanismi di carbon tax addizionali rispetto all'EU ETS (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa, anche alla luce del nuovo "Fit for 55 package", pubblicato il 14 luglio 2021, che prevede, tra gli altri, un'ulteriore riduzione dell'allocatione gratuita di quote di emissione e l'inclusione nell'EU ETS anche dei settori building, trasporti su strada, settore marittimo, con entrata in vigore a regime a partire dal 2026. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la Compagnia prevede di ottenere dal miglioramento dell'efficienza operativa dei propri asset industriali, dai progetti di azzeramento del flaring gas da processo e dal piano di riduzione delle emissioni fuggitive di metano, in linea con i target di riduzione delle emissioni comunicati al mercato. Ulteriori benefici deriveranno dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel piano di medio-lungo termine Eni, che ha l'obiettivo di costruire un portafoglio di business più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni.

Infine, la progressiva riduzione del consumo di fonti fossili, nel medio-lungo termine potrà anche essere guidata dalla nuova tassonomia europea, che favorirà gli investimenti sostenibili basati su tecnologie o combustibili low/zero carbon.

Le compagnie Oil & Gas sono esposte a rischi crescenti di tipo **reputazionale e legale** in relazione alla percezione da parte delle istituzioni e della società civile quali entità primarie responsabili delle emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera.

I piani di sviluppo ed operativi, la capital allocation e le strategie aziendali delle società Oil & Gas sono sottoposti a uno scrutinio sempre più rigoroso e a una pressione crescente da parte della società civile e di vari gruppi di stakeholder che spingono per una più rapida evoluzione del modello di business dei player del settore in coerenza con il percorso di decarbonizzazione intrapreso dalla società civile, in particolare in Europa e negli Stati Uniti d'America. In questo quadro si inseriscono gli sviluppi rilevanti occorsi nel mese di maggio 2021 nei confronti di tre grandi corporation internazionali dell'Oil & Gas. Una corte civile dei Paesi Bassi accogliendo le istanze di ricorrenti organizzazioni ambientaliste ha intimato alla Royal Dutch Shell di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (comprese quelle derivanti dall'uso dei prodotti - Scope 3) del 45% rispetto al livello 2019 entro il 2030, argomentando la sentenza sulla base di principi internazionali a tutela dei diritti umani e della legge non scritta del dovere di curare la riduzione delle emissioni (duty of care). Negli stessi giorni, le statunitensi ExxonMobil e Chevron hanno dovuto fare

i conti con lo "shareholder activism" che in un caso ha ottenuto attraverso un'efficace "proxy fight" la nomina di alcuni membri del consiglio con orientamenti fortemente ambientalisti, nell'altro l'approvazione di una risoluzione assembleare che, per quanto non vincolante, richiede una significativa riduzione delle emissioni sia dirette sia quelle connesse al consumo dei prodotti.

Questi eventi dimostrano come le istituzioni e gli stakeholder stiano mettendo in discussione la licenza sociale ad operare delle società petrolifere occidentali percepite poco virtuose o restie ad adattare il proprio modello di business e i processi di capital allocation allo scenario di decarbonizzazione, creando nuovi profili di rischio per gli operatori, soprattutto in campo legale. Il verdetto della corte olandese contro la Shell potrebbe aprire la strada all'avvio di cause simili nei confronti delle società Oil & Gas in altre giurisdizioni ampliando potenzialmente l'ambito delle responsabilità connesse alle emissioni di gas serra includendo nuove violazioni o fattispecie di reato (i diritti umani, l'ecocidio). Questi rischi si aggiungono a quelli più tradizionali quali per esempio le azioni pendenti presso diversi tribunali, in particolare presso le corti statunitensi in alcuni dei quali Eni è parte, finalizzate all'ottenimento del risarcimento dei danni economici e perdita di reddito potenzialmente riconducibili al cambiamento climatico.

Banche, finanziatori, società di assicurazioni e fondi d'investimento utilizzano in via sistematica gli indicatori di performance ESG delle compagnie come uno dei parametri fondamentali per le decisioni d'investimento/finanziamento. Molte istituzioni finanziarie stanno adottando target "net zero" nella composizione dei propri portafogli.

Nel corso della COP26 di Glasgow, circa 450 istituzioni finanziarie, principalmente banche e fondi pensione, appartenenti a 45 nazioni con asset in gestione stimati a circa 130 trilioni USD hanno annunciato l'impegno di limitare le emissioni di GHG nei loro portafogli. Tale impegno finanziario noto come "The Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ)" significa che le istituzioni firmatarie si pongono l'obiettivo di avere attivi, partecipazioni o finanziamenti in aziende con strategie di azzeramento delle emissioni. Recentemente, un importante fondo pensione europeo ha annunciato l'intenzione di disinvestire completamente dal settore fossile.

Queste iniziative del sistema finanziario e delle società di gestione del risparmio dimostrano il rischio emergente di un possibile, progressivo disimpegno dei prestatori di capitale dal settore Oil & Gas dovuto alla necessità degli asset manager e delle banche di dare seguito al mandato ESG e di conseguire gli obiettivi emissivi veicolando le risorse finanziarie verso settori economici/aziende allineate agli obiettivi di Parigi. Questo 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. Anche le società di assicurazione stanno adottando target emissivi nell'articolazione dei portafogli e questo potrebbe comportare un aumento dei premi o una sensibile diminuzione dell'offerta. Sulla base di queste considerazioni, alcune società di rating hanno valutato di eseguire un "downgrading" del settore Oil & Gas citando i rischi della transizione energetica, l'accelerazione del timing della "peak hydrocarbons demand" e la crescente adozione del mandato ESG nelle decisioni d'investimento di fondi e istituzioni finanziarie.

Il **driver mercato/tecnologico** è il rischio di spiazzamento della domanda d'idrocarburi nel lungo termine per effetto di politiche macroeconomiche, restrizioni di vario tipo e misure d'intervento nell'economia adottate dagli Stati per favorire le energie rinnovabili e l'elettrificazione della società, dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori, nonché del cambiamento del modello di business di molti settori industriali con l'obiettivo di ridurre le emissioni e di conseguire la neutralità carbonica. L'industria automobilistica sta emergendo come uno dei protagonisti della transizione energetica avendo spostato il proprio focus sullo sviluppo delle auto elettriche (EV) e sulla riduzione del gap di costo, prestazioni ed efficienza rispetto ai veicoli con motore a combustione interna (ICE), in quello che si preannuncia come uno dei più importanti processi di riconversione industriale del secolo. Il segmento degli EV sta attirando ingenti investimenti non solo da parte degli incumbent del settore automobilistico, ma anche da parte del venture capital come evidenzia la nascita di numerose start-up in particolare nel mercato cinese che propongono prodotti assolutamente innovativi e continue innovazione nelle batterie. Diversi maggiori player del settore auto tradizionale hanno annunciato delle timeline di uscita dal segmento ICE, quali ad esempio GM che dal 2035 venderà solo veicoli a zero emissioni. Anche alcuni Stati e amministrazioni locali hanno annunciato delle deadline di cessazione della vendita di nuovi veicoli con motore a combustione interna, come nel caso dell'UK e della California (rispettivamente 2030 e 2035). Grazie anche al sostegno dei sussidi pubblici, le vendite di nuovi EV stanno rapidamente guadagnando quota di mercato in particolare in Europa e Cina. Da ultimo, nel corso della COP26 di Glasgow più di 100 amministrazioni statali, regionali o municipali hanno firmato la "Glasgow Declaration on Zero-Emission Cars and Vans" con l'intento di terminare la vendita di veicoli ICE entro il 2035 nei mercati leader ed entro il 2040 su base mondiale. Il progresso tecnologico potrebbe aumentare la competitività di altri vettori energetici quali l'idrogeno o i carburanti alternativi.

Questi sviluppi potrebbero determinare un declino strutturale della domanda d'idrocarburi nel lungo termine. Nonostante Eni stia attuando una strategia di riposizionamento del portafoglio che vede la progressiva riduzione del peso degli idro-

carburi a beneficio della crescita della produzione di energie rinnovabili e carburanti ecocompatibili, attualmente il business legacy della E&P costituisce ancora la principale fonte di redditività e di generazione di cassa del Gruppo. Qualora la domanda d'idrocarburi per effetto degli sviluppi di mercato/tecnologici si riduca in maniera più rapida rispetto alle nostre aspettative, ne conseguirebbero effetti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita, i risultati operativi, il cash flow e i ritorni per gli azionisti.

I **driver fisici** sono relativi a eventi atmosferici estremi e catastrofici, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata, da parte della comunità scientifica, al fenomeno del surriscaldamento globale. 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 oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. Gli asset Eni sono localizzati secondo una distribuzione geografica che non determina concentrazioni significative di rischio. Unica eccezione è rappresentata dall'area del Golfo del Messico, con gli asset esposti al rischio uragani. Gli asset Eni sono comunque progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme e gestiti con procedure di emergenza per garantire la sicurezza delle persone e dell'ambiente. Relativamente ai fenomeni più gradualmente, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

Eni sta attuando una strategia di lungo termine finalizzata a trasformare il modello di business in chiave sostenibile, in coerenza con il percorso di transizione energetica degli Stati e dell'economia. Il punto fondamentale di tale strategia è l'obiettivo di neutralità carbonica al 2050 cioè il conseguimento di zero emissioni GHG nette riferite a tutti i processi e i prodotti commercializzati dal Gruppo (emissioni GHG Scope 1, 2 e 3) in relazione all'intero ciclo di vita e l'annullamento della sottostante intensità emissiva. L'obiettivo di lungo termine è declinato in nuovi target intermedi chiari e rigorosi: riduzioni delle emissioni assolute 35% al 2030, 55% al 2035 e 80% al 2040 (vs. baseline 2018) e intensità emissiva in calo del 15% e del 50% rispettivamente al 2030 e 2040.

La strategia di Eni prevede il progressivo disimpegno dagli idrocarburi tradizionali con il mantenimento nel lungo termine della sola componente gas e un piano d'investimenti finalizzato a incrementare in misura rilevante la capacità di generazio-

ne di energia da fonti rinnovabili, a potenziare le bioraffinerie, a migliorare l'efficienza energetica, a promuovere l'economia circolare e la produzione di idrogeno blue e verde per le bioraffinerie insieme allo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> per le emissioni hard-to-abate da siti industriali Eni e di terzi. Le emissioni residue del portafoglio Eni saranno compensate attraverso crediti generati da iniziative in ambito Natural Climate Solutions, quali la conservazione delle foreste. Inoltre, la Compagnia ha adottato nel core business Oil & Gas un modello operativo volto a ridurre il rischio di stranded asset poiché basato sulla selettività degli investimenti, su sviluppi convenzionali a ridotto time-to-market e in sinergia con le infrastrutture esistenti e sul contenimento dell'esposizione finanziaria grazie al breve periodo di pay back.

Per approfondimenti si rimanda al capitolo "Piano Strategico 2022-25" e al Paragrafo "Neutralità Carbonica nel Lungo Termine" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).

La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portafoglio di asset e di nuovi investimenti di sviluppo delle riserve di idrocarburi di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operations e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

Il management esegue con cadenza regolare il test di recuperabilità delle CGU Oil & Gas sulla base delle indicazioni del principio contabile internazionale IAS 36. Tale verifica comprende assunzioni e giudizi soggettivi su variabili molto complesse e su orizzonti temporali molto estesi, quali i prezzi futuri degli idrocarburi, l'evoluzione del contesto operativo e dei costi. Gli scenari adottati da Eni per le valutazioni di recuperabilità degli attivi si basano sull'analisi dei fondamentali economici e della domanda e dell'offerta di lungo termine che considerano i rischi associati alla transizione energetica e sono oggetto di costante benchmark con le migliori stime disponibili sul mercato. Nonostante tali considerazioni, le stime dei valori recuperabili delle attività non correnti mantengono un'alea di incertezza e di variabilità. Uno degli strumenti più efficaci per valutarne la ragionevolezza è l'analisi di sensitività dei risultati a scenari alternativi come raccomandato dalla TCFD.

In tale ambito, la resilienza del portafoglio è stata valutata sulla base dello scenario IEA SDS edizione WEO 2021, che è considerato lo scenario più accreditato per il conseguimento dei Sustainable Development Goals dell'ONU più direttamente correlati all'energia: contrasto al cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, accesso universale all'energia entro il 2030 e riduzione dell'impatto dell'inquinamento. Per raggiungere tali obiettivi, lo scenario SDS proietta l'attuazione di misure di decarbonizzazione ad ampio raggio in sei settori chiave: elettricità, trasporti, industria, edifici, carbu-

ranti e nuove tecnologie. Sulla base di tali misure, lo scenario SDS stima il conseguimento del target di zero emissioni nette di CO<sub>2</sub> al 2070, che assicurerebbe il raggiungimento dell'obiettivo di contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto del limite dei 2°C in linea con gli obiettivi di Parigi con la possibilità di limitare l'incremento a non più di 1,5°C al 2100 qualora nella seconda metà del secolo siano adottate su larga scala tecnologie per le emissioni negative cioè di sottrazione di CO<sub>2</sub> dall'atmosfera. Assumendo il recupero del prodotto interno lordo mondiale ai livelli pre-pandemici dopo il 2022 e un modello simile anche per la domanda petrolifera mondiale, quest'ultima inizia a declinare dopo il 2025 scendendo a circa 60-70 milioni di barili/giorno al 2040 con una flessione media annua del 2%, mentre la domanda di gas registra una flessione più contenuta scendendo poco al di sotto dei 4000 miliardi di metri cubi al 2040.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia, lo scenario IEA SDS prevede un prezzo di lungo termine del petrolio pari a circa 56 \$/barile al 2030 in termini reali 2020 riferito al paniere IEA (media dei prezzi d'importazione dei Paesi membri) e strutturalmente inferiore negli anni successivi, livelli considerati adeguati a stimolare gli investimenti necessari per coprire le previsioni di consumo; il prezzo del gas è previsto in leggera ripresa rispetto ai valori correnti. L'assenza di una ripresa dei prezzi degli idrocarburi è motivata dalla progressiva contrazione della domanda di combustibili fossili che rimuove la necessità di sviluppare risorse più costose. Lo scenario SDS degli idrocarburi assume una curva prezzo sostanzialmente allineata a quella Eni. Il prezzo della CO<sub>2</sub> registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon e in termini reali al 2050 arriva fino a 200 \$/t per le advanced economies (poco sotto tale soglia per le developing economies), attestandosi nel medio lungo termine su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il 18 maggio 2021 l'International Energy Agency (IEA) ha presentato il Net Zero 2050, una roadmap per il conseguimento dell'obiettivo di zero emissioni nette del sistema energetico entro il 2050, e che rappresenta uno dei possibili percorsi per raggiungere la neutralità carbonica al 2050. Le principali assunzioni del Net Zero 2050 dello IEA sono lo stop immediato a nuovi progetti Oil & Gas, la riduzione del 75% della domanda di olio al 2050 (24 milioni di barili/giorno dai circa 100 milioni di barili/giorno correnti) e una previsione di prezzo del greggio di 36 \$/barile al 2030 e 24 \$/barile al 2050, in moneta corrente. Tale percorso si fonda su alcune assunzioni di decarbonizzazione come l'elettrificazione, l'efficienza e un cambiamento radicale da parte dei consumatori, richiedendo un cambio immediato del paradigma energetico e il sostegno dei Governi, in particolare dei Paesi OCSE tenendo conto che lo sforzo maggiore sarebbe a carico dei Paesi con livelli di consumo energetico pro capite più elevati.

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G vs. Valori di libro eccedenza %		Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2020		
	Costi CO <sub>2</sub> deducibili	Costi CO <sub>2</sub> non deducibili	Prezzo Brent	Prezzo gas europeo	Costo CO <sub>2</sub>
Scenario Eni	~90%	-	46 \$/bbl	6,2 \$/mmBTU	proiezioni costi CO <sub>2</sub> EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario IEA SDS WEO 2021	76%	75%	50 \$/bbl	4,5 \$/mmBTU	200-95 per tonnellata di CO <sub>2</sub> *
Scenario IEA NZE 2050	35%	32%	24 \$/bbl	3,6 \$/mmBTU	250-55 per tonnellata di CO <sub>2</sub> *

(\*) Prezzo differenziato a seconda di economia classificata come "avanzata" o "emergente". Ulteriori informazioni metodologiche nelle note al bilancio consolidato.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività, la tenuta del valore di libro del complesso delle CGU del settore E&P, adottando entrambi gli scenari IEA (SDS del WEO 2021 e NZE 2050). Di seguito gli esiti della sensitivity analysis. La recuperabilità dei valori di bilancio delle CGU Oil & Gas è sostenuta dal contenuto prezzo di pareggio delle riserve utilizzate nella valutazione (certe più parte delle unproved) stimato nell'intorno dei 20 \$/bbl.

Adottando il drastico scenario NZE2050, sensibilmente diverso rispetto agli scenari Eni e a quelli IEA SDS WEO 2021 e senza operare revisioni nei profili dei costi o riprogrammazione/priorizzazione delle attività di sviluppo e di produzione, si determina un headroom, cioè l'eccedenza del complessivo valore d'uso rispetto al corrispondente valore di bilancio delle CGU E&P, consistente e in eccesso di oltre il 30% rispetto ai dati di bilancio. Adottando lo scenario Eni, ne risulta che l'89% del valore e il 78% dei volumi delle riserve certe e di parte di quelle non certe potrebbero essere realizzati entro il 2035.

## RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali comportano elevati investimenti con tempi di "pay back" medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario e a rischi operativi di varia natura in funzione delle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas e dell'instabilità degli idrocarburi.

### ► Rischi economici

Il rischio minerario è l'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 sotto-performance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi convenzionali sono investimenti di medio-lungo termine, esposti al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di costi superiori a quelli pianificati, 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.

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 dei progetti E&P, 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 host, talora il project financing, l'ingegneria di front-end, le gare per l'assegnazione dei contratti, e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities. Durante la fase realizzativa, la Compagnia è esposta finanziariamente a causa del differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dalla prima produzione consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, difficoltà finanziarie della First Party o altri eventi simili 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'am-

biente circostante (condizioni metereologiche avverse, temperature, offshore profondo e ultra-profondo, tutele dell'ecosistema, ecc.) sono un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti. Per il 2022 sono prevedibili, causa effetti sulle filiere produttive della pandemia COVID, strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica nonché incrementi del costo dei fattori produttivi per materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input. Alcuni progetti in portafoglio hanno registrato ritardi nell'esecuzione a causa del rallentamento delle attività presso importanti cantieri navali (es. Singapore) per effetto delle misure anti COVID-19. Per quanto riguarda il contenimento della pressione inflazionistica, i progetti per i quali sono stati già assegnati i contratti sono esposti a minori rischi di aumenti di costo, mentre per i progetti in fase di commitment la Società adotterà opportune strategie di approvvigionamento per limitare gli incrementi di costo (ad es. master agreement per massimizzare le economie di volume, indicizzazione degli acquisti a indici pubblici per beneficiare di eventuali inversioni di tendenza nei prezzi delle materie, miglioramento dei meccanismi competitivi delle gare, etc...). Inoltre per alcuni tipi di servizi (esempio il noleggio di rig) sono prevedibili minori costi escalation in considerazione del fatto che la ripresa del ciclo degli investimenti upstream, a differenza di altri cicli è molto livellata, con questo comportando un eccesso di offerta del settore dei servizi all'industry.

L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative, ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di ottimizzazione dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la strategia esplorativa di prossimità "infrastructure-driven" ("ILX") con la scoperta di riserve prossime a centri di produzione/FPSO esistenti o di prossima entrata in esercizio che consentono un avvio delle nuove produzioni rapido e a costi contenuti, la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la realizzazione per fasi dei progetti di sviluppo, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate).

#### ► 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 upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà. Incidenti quali "blowout" di pozzi, collisioni marine o aeree, malfunzionamenti delle apparecchiature e conseguenti sversamenti di petrolio, fuo-

riuscite di gas, esplosioni e altri eventi simili 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, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere 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, nonché sui ritorni per gli azionisti.

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 degli oil spill in mare aperto, associata alla sensibilità degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico "ice-free" (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi. Nel 2021 la produzione offshore di Eni ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva (circa 70%).

Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare il rischio di blowout dei pozzi, presidiando in modo rigoroso le analisi delle caratteristiche geologiche dei giacimenti, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi a rischio, operati e non operati, a elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blowout, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure di controllo e monitoraggio, inclusi la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione del personale. Il rischio blowout dei pozzi è anche in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operate e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare, Eni prevede un'incidenza massima del 24% di pozzi complessi caratterizzati da un maggiore rischio relativo sul totale di quelli in programma previsti a piano.

Per la prevenzione degli incidenti agli asset produttivi, le attività in essere sono relative all'implementazione di sistemi di gestione ed il mantenimento di elevati standard di Asset Integrity, l'implementazione di algoritmi predittivi di eventi incidentali (pre-sense), l'incremento di efficacia della supervisione di linea e di HSE, il rafforzamento del Contract Risk Management (pre/post awarding) ed un approccio sinergico con le First Party per il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle JV cooperate.

La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi.

#### Incerteze nelle stime delle riserve Oil & Gas

L'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai tempi di sostenimento dei costi di sviluppo futuri dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

- ▶ la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;
- ▶ 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;
- ▶ modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;
- ▶ l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti Eni successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso;
- ▶ le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe di Eni, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della Società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e pertanto influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte.

## RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

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. 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, gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria causati anche nelle 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.

Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. 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 responsabile 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 pri-

vati 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.

## 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 sostenere 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.). In particolare, il Decreto Ministeriale italiano del 15 febbraio 2019 «Linee guida nazionali per la dismissione delle piattaforme offshore» fornisce, agli operatori ed alle amministrazioni competenti, una guida sulle procedure da seguire per la dismissione delle piattaforme offshore e delle infrastrutture connesse.

A livello europeo, il legislatore sta aggiornando e promuovendo diversi strumenti al fine di favorire una migliore applicazione tra gli Stati Membri. Tra questi, 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.

Ad ottobre 2021, il Senato ha approvato il Ddl di riforma della Costituzione e l'8 febbraio 2022, dopo l'approvazione definitiva della Camera, la tutela dell'ambiente è stata inserita tra i principi fondamentali della Costituzione. In particolare, la riforma introduce all'art. 9 la tutela dell'ambiente, la biodiversità e gli ecosistemi, anche nell'interesse delle future generazioni, mentre all'art. 41 sottolinea che l'attività economica pubblica e privata possa essere indirizzata e coordinata non solo a fini sociali, ma anche ambientali.

Dal 3 giugno 2021, sono disponibili in Italia le linee guida per la prevenzione dei danni ambientali UNI/PdR 107:2021 "Am-

biente 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'efficientamento 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.

A supporto della strategia aziendale di decarbonizzazione, è in atto un programma di certificazione ISO 50001 dei siti upstream mediante un processo di analisi e valutazione di interventi di efficientamento che riguarderà tutte le consociate nel 2021-2022 e porterà alla certificazione entro il 2022-2023.

Dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tale riguardo tutte le raffinerie Eni hanno completato nel 2018 i procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle Conclusioni sulle BAT pubblicate a luglio 2017 con la Decisione n. 2014/738/UE per il settore raffinazione.

Come previsto dalla road map del Green Deal europeo, nel corso del 2021 la revisione della Direttiva IED (Industrial Emission Directive) è entrata nel vivo. Nel 2021 si sono concluse due consultazioni pubbliche sulle direttive IED e E-PRTR. Nel 2022 la Commissione UE proporrà una revisione delle misure per contrastare l'inquinamento da grandi impianti industriali al fine di creare migliori sinergie della direttiva con sistema ETS e con le politiche europee in tema di economia circolare e decarbonizzazione.

Nel 2021 gli sforzi della Commissione si sono focalizzati su diverse attività per sostenere le politiche legate alla "Zero Pollution ambition for a toxic-free environment". L'UE vuole delineare le azioni da introdurre a livello europeo per il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo "Inquinamento Zero" di acqua, aria e suolo per un ambiente privo di sostanze tossiche. A ottobre 2020 la Commissione UE ha lanciato la prima fase di consultazione (Roadmap) su una serie di proposte in materia. Nel 2021 è stata lanciata la consultazione "EU Action Plan Towards a Zero Pollution Ambition for air, water and soil", alla

quale Eni ha partecipato tramite IOGP. A luglio 2021 si è conclusa anche la consultazione UE sulla revisione della direttiva acque reflue, che mira ad affrontare una serie di problemi evidenziati nella recente valutazione del 2019 della direttiva 91/271/Cee.

Il 31 luglio del 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Al fine di verificare il posizionamento degli impianti, i gestori hanno avviato specifiche gap analisi per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a raggiungere le nuove performance ed avviare, qualora necessario, il processo di Riesame della Autorizzazioni in essere. Nel 2021 si sono conclusi alcuni iter di Riesame e rinnovo per le installazioni Eni mentre altri sono ancora in corso per recepire le rispettive BAT Conclusioni di settore. I business Eni interessati presidiano la tematica e proseguono con l'analisi di posizionamento degli impianti per valutare la necessità di eventuali interventi migliorativi da implementare.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dell'Ambiente italiano n. 141 del 26 maggio 2016 per la determinazione delle garanzie finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

Sempre nel 2017, con la decisione di esecuzione n. 2017/2117 la Commissione Europea ha approvato le Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (LVOC). Entro il dicembre 2021 tutti gli impianti dovranno essere allineati alle nuove BAT settoriali e completare i piani di miglioramento tecnologico richiesto dalla decisione. La Commissione Europea ha inoltre adottato le Conclusioni sulle BAT per il trattamento dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2010/75/UE. Le Conclusioni, approvate con decisione della Commissione Europea 10 agosto 2018, n. 2018/1147/UE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 tonnellate al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 75 tonnellate al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 tonnellate; trattamento a gestione indipendente di acque reflue provenienti da un'installazione svolgenti le attività precedenti.

In Italia, le Autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA, in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24 aprile 2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle

AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

Inoltre, le Linee Guida per la Valutazione dell'Impatto Sanitario (VIS), in vigore dal 29 luglio 2019 si applicano ai Grandi Impianti di Combustione (GIC) e alle raffinerie. Importante segnalare anche per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea per la stesura del nuovo BREF Hydrocarbon con lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM).

La diffusione pandemica del virus COVID-19 ha avuto un impatto significativo anche sulla modalità e frequenza dei controlli AIA. La nota dell'ISPRA prot. n. 14558 del 30 marzo 2020 "Controlli sull'esercizio di AIA nazionale durante la pandemia da Corona virus" introduce nuove disposizioni per questo tipo di ispezioni. Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambito, nel 2017 Eni è stata la prima società in Italia a interfacciare il proprio software per la gestione dei rifiuti con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi inoltre facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

In riferimento alle ispezioni previste per l'industria estrattiva, a seguito della diffusione di COVID-19, il 21 febbraio 2020 è entrata in vigore la decisione di esecuzione n. 2020/248/UE «Linee guida in materia di ispezioni delle strutture di deposito dei rifiuti da attività estrattiva».

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.

In ambito economia circolare, si è conclusa il 30 novembre 2021 la consultazione pubblica sulle linee programmatiche per la definizione della nuova "Strategia nazionale per l'economia circolare", avviata dal ministero della Transizione ecologica il 30 settembre scorso. Entro il 2022 si attende la pubblicazione del decreto ministeriale per l'adozione della Strategia nazionale per l'economia circolare, che costituirà uno degli obiettivi delle riforme del PNRR per la transizione ecologica.

In applicazione delle modifiche normative introdotte dal D.Lgs. 116/2020, che ha recepito la nuova direttiva quadro sui rifiuti, nel 2021 sono intervenute significative variazioni in materia di tracciabilità dei rifiuti.

L'8 marzo 2021 è divenuto operativo il portale Vi.Vi.FIR (Vidimazione Virtuale Formulare), previsto dal nuovo art. 193 del D.Lgs. 152/2006, che consente di produrre formulari rifiuti vidimati digitalmente senza la necessità di recarsi fisicamente presso gli sportelli delle amministrazioni competenti. È stata inoltre avviata la sperimentazione di un prototipo del nuovo Registro Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI), cui ha preso parte anche Eni; tale nuovo sistema di tracciabilità, che sarà normato da un futuro decreto regolamentare, consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica delle registrazioni ambientali e prevederà la comunicazione dei dati ad un sistema centralizzato. La previsione della redazione di un'attestazione di avvenuto smaltimento, introdotta dal D.Lgs. 116/2020 per i rifiuti conferiti ad impianti di smaltimento non finale, è stata prima rivista ad opera del D.L. 77/2021 ed infine rimossa dalla relativa legge di conversione (L.108/2021).

Il decreto direttoriale n. 47 del 9 agosto 2021 ha approvato le linee guida di SNPA 24/2020, sulla base delle quali il nuovo art. 184 del D.Lgs. 152/2006 prevede la classificazione dei rifiuti.

Il 6 dicembre 2021 è stato avviato il procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) sul Programma nazionale di gestione rifiuti previsto dal nuovo articolo 198-bis del D.Lgs. 152/2006.

L'Albo Nazionale Gestori Ambientali, con la Deliberazione n. 9 del 28 luglio 2021, ha rinviato al 16 ottobre 2023 il termine del periodo transitorio per i responsabili tecnici.

Il D.Lgs. 196/2021 ha recepito la Direttiva 2019/904/UE sulla riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica sull'ambiente.

Il 12 agosto 2020 è stato pubblicato il Decreto Legislativo 31 luglio 2020 n. 101 "Attuazione della direttiva 2013/59/Euratom, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti, e che abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom e riordina della normativa di settore in attuazione dell'articolo 20, comma 1, lettera a), della legge 4 ottobre 2019, n. 117". Il provvedimento costituisce il nuovo testo unico sulla radioprotezione; le disposizioni comprendono procedure per la gestione di materiali e residui radioattivi, nonché i requisiti costruttivi e autorizzativi per gli impianti per il loro smaltimento. A maggio 2019 il Consiglio del Sistema nazionale protezione ambiente ha approvato le Linee guida per l'applicazione della normativa sulla gestione delle terre e rocce da scavo. Il documento, approvato con delibera SNPA (Sistema nazionale protezione ambiente) 9 maggio 2019, n. 54, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, si concentra sui requisiti di qualità ambientale

per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotti sia nei cantieri di grandi dimensioni che in quelli di piccole dimensioni.

Nel 2016 l'Unione Europea ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova Direttiva NEC (che stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e doveva essere recepita dagli Stati membri entro il 1° luglio 2018, fatto salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti. Il 17 luglio 2018 sono entrate in vigore le disposizioni del D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81, di recepimento della Direttiva NEC. Il D.Lgs stabilisce limiti nazionali per le emissioni in atmosfera più severi per taluni inquinanti (biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) in un primo step dal 2020 al 2029 e successivamente dal 2030 in avanti. Nel 2021 la Commissione Europea ha lavorato alla revisione delle direttive sulla qualità dell'aria (dir. 2008/50/CE e 2004/107/CE). A dicembre 2021 si è chiusa la consultazione pubblica per la qualità dell'aria, che era stata avviata a settembre, all'indomani della pubblicazione delle nuove linee guida dell'Organizzazione mondiale della sanità (OMS) sulla qualità dell'aria. L'iniziativa nasce nell'ambito del Green Deal europeo, nel quadro dell'obiettivo "inquinamento zero" per un ambiente privo di sostanze tossiche. La nuova proposta legislativa ha come obiettivo un maggiore allineamento delle norme UE alle raccomandazioni dell'OMS, un ulteriore consolidamento della certezza del diritto e dell'applicabilità del quadro legislativo e il rafforzamento dei sistemi di monitoraggio, modellizzazione ed elaborazione di piani per la qualità dell'aria.

A livello della normativa italiana nazionale e regionale si osserva sempre maggiore importanza delle emissioni odorigene. Il 19 dicembre 2017 è entrato in vigore l'art. 272-bis del D.Lgs. 152/06 introdotto con il D.Lgs. 183/2017 di recepimento della Direttiva 2015/2193. L'art. 272-bis introduce per la prima volta in TUA la tematica delle odorigene e promuove un coordinamento centrale per garantire, su basi scientifiche, chiarezza e applicazione uniforme, a livello nazionale, di criteri e procedure, volti a definire metodi di monitoraggio, valori limite e determinazione degli impatti delle emissioni odorigene. Nel 2021, il Parlamento Italiano ha proseguito con l'iter del disegno di decreto legge recante modifiche al D.Lgs. 152/2006, concernenti il controllo delle emissioni di sostanze emananti odore (Atto della Camera n. 1440). Il Ddl prevede varie modifiche alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 (Via/Vas/Ippc) finalizzate a (i) inserire la definizione di odore e sostanza odorigena, (ii) precisare le situazioni nelle quali la presenza di odori è definibile come molestia olfattiva, (iii) introdurre gli aspetti relativi alle emissioni odorigene nello Studio di impatto ambientale in ambito Via e (iv) prevedere, con riferimento all'Aia, l'introduzione di una sezione dedicata

all'interno del Piano di monitoraggio e controllo ambientale. Nell'ambito dell'autorizzazione degli impianti di trattamento rifiuti (Parte IV del D.Lgs. 152/2006) il Ddl prevede l'obbligo di individuare le modalità per la gestione degli odori in sede di autorizzazioni degli impianti aventi stoccaggi o trattamenti che possono generare emissioni odorigene, nonché l'obbligo per le Regioni di dotarsi di una normativa in materia e di limiti per gli impianti autorizzati di cui alla Parte V del D.Lgs. 152/2006 (autorizzazioni emissioni in atmosfera).

Ad ottobre 2019 è stata pubblicata la norma UNI 11761:2019 "Emissioni e qualità dell'aria - Determinazione degli odori tramite IOMS (Instrumental Odour Monitoring Systems)". La norma specifica i requisiti tecnici e di gestione di sistemi automatici per il monitoraggio degli odori (IOMS, Instrumental Odour Monitoring System) per la misurazione periodica degli odori in aria ambiente, alle emissioni e indoor. L'importanza della tematica delle emissioni odorigene è confermata negli investimenti dei siti Eni che sviluppano i nuovi sistemi di monitoraggio e completano le specifiche prescrizioni AIA sul tema.

Il 15 Dicembre 2020, è stato approvato l'Accordo di Programma per l'adozione di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nella Regione Puglia. Tra gli impegni della Regione, quello di adottare entro 6 mesi un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di AIA che riconosca la facoltà di richiedere, prioritariamente per le installazioni degli impianti delle attività energetiche e dell'industria chimica, la presentazione di uno studio di impatto odorigeno finalizzato all'individuazione e caratterizzazione delle sorgenti odorigene significative e alla stima dell'impatto olfattivo delle emissioni mediante l'implementazione di idonei modelli matematici di dispersione in atmosfera, ed un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale/VIA/AIA che riconosca la facoltà di richiedere la presentazione di uno studio per la valutazione degli scenari futuri della qualità dell'aria.

Il 17 gennaio è entrato in vigore il D.Lgs. 5 dicembre 2019, n. 163 che reca la disciplina sanzionatoria per la violazione degli obblighi, di cui al regolamento (UE) n. 517/2014, e dei relativi regolamenti di esecuzione della Commissione europea, attuati con decreto del Presidente della Repubblica 16 novembre 2018, n. 146. A tal proposito si segnala che le BU hanno adeguato i propri sistemi di gestione e si sono dotate di OPI (istruzioni operative) per gestione e controllo degli impianti e delle attrezzature contenenti sostanze lesive dell'ozono e gas fluorurati ad effetto serra.

In merito all'inquinamento marino, nel 2021 Ispra ha aggiornato le linee guida per l'elaborazione dei Piani di monitoraggio che le società devono presentare al MiTE per gli scarichi diretti in mare delle acque di produzione derivanti dall'estrazione di idrocarburi. Ai sensi dell'articolo 104, comma 7 del D.Lgs. 152/2006 la società richiedente, ai fini del rilascio da parte del

Ministero della Transizione Ecologica dell'autorizzazione allo scarico diretto in mare, deve infatti presentare all'Amministrazione un Piano di monitoraggio per la verifica dell'assenza di pericoli per le acque e per gli ecosistemi acquatici. La nuova versione (linee guida luglio 2021, n. 194) si compone di due sezioni rispettivamente dedicate l'una alla compilazione dei documenti contenenti le informazioni tecniche necessarie ai fini della redazione del Piano di monitoraggio e l'altra alla descrizione degli obiettivi del Piano e alle informazioni tecniche minime per la definizione della zona di indagine, delle strategie di campionamento e dei parametri da determinare.

Il 14 luglio 2015 con il D.Lgs. n. 105 è stata data attuazione alla Direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei gestori dei siti ad incidente rilevante; i gestori degli impianti Eni impattati hanno predisposto quanto necessario per garantire la compliance al decreto.

Per quanto riguarda le installazioni offshore, l'analogia normativa è stata emanata con il D.Lgs. n. 145/2015, che dà attuazione alla Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, disponendo i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi e limitarne le conseguenze.

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 respon-

sabilità 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 della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

Il 14 febbraio 2022 è stato approvato un "Piano Nazionale per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee" (PiTESAI) la cui istituzione era prevista dal D.L. n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, convertito nella Legge n.12 del febbraio 2019. Con tale piano, il Legislatore ha definito i criteri per l'individuazione delle aree del territorio nazionale, comprese le acque territoriali, dove lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi possa essere sostenibile dal punto di vista ambientale. L'aspetto più rilevante per Eni è che le concessioni di coltivazione in terraferma proseguono anche se hanno una o più infrastrutture all'interno di "aree potenzialmente non idonee" purché siano produttive o improduttive da meno di 5 anni precedenti dall'adozione del Piano e che a seguito dell'analisi costi-benefici ottengano un risultato per cui i costi della mancata proroga sono superiori ai benefici, restando in vigore e continuando a poter essere prorogate fino a quando l'analisi CBA ne giustificherà la prosecuzione. Per effetto di tale normativa, Eni non ha registrato alcuna revisione negativa di riserve per effetto della non idoneità delle aree di concessione.

## RISCHIO IDRICO

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2022), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i cinque rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 5-10 anni. Le crisi idriche avranno, inoltre, crescenti inter-

connessioni con altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari. 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/climate-change/>) 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). 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. Meno del 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). Anche nel downstream sono proseguite iniziative per ridurre il consumo di acqua dolce o per la sostituzione dei prelievi di acqua dolce da falda o da acque superficiali con fonti di minor pregio. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2021 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, confermando la valutazione pari ad A-, che si colloca al di sopra della media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie O&G, 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 eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite innanzitutto a livello di sito con una propria organizzazione che predisponde, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli 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 livelli sono: la gravità dell'evento, in termini di danno a persone, ambiente e asset; l'impatto reale o potenziale sugli stakeholders e sulla reputazione di Eni; 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 quotidianamente nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che effrattivi, sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

Anche nel downstream Italia si sono registrate numerose effrazioni sulla rete oleodotti (picco massimo nel 2015), progressivamente contrastate e ad oggi sostanzialmente annullate, attraverso l'installazione del sistema di Leak Detection proprietario denominato "e-vpms®" (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System). Il sistema permette il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte in pochi minuti geolocalizzandoli con una precisione inferiore ai 50m; ciò, oltre a favorire 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.

Oltre ad avere coperto l'intera rete di oleodotti di prodotti finiti (10 linee, per un totale di 654 km) ed una di grezzo (Oleodotto Monte Alpi-Taranto per 137 km) è stata inoltre completata l'installazione su due oleodotti pilota (Rho-Malpensa e Pantano-Seram) dell'upgrade del sistema e-vpms® alla versione e-vpms® -TPI (Third Party Intrusion) atto a rilevare le attività sospette in prossimità della condotta (scavi, veicoli, ecc.) prima della effrazione vera e propria della condotta.

La società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche), Sesam (mappe di sensibilità ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) e di esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed esondazioni, di cui il progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks in Val d'Agri).

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 assicurative 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.

Le collaborazioni con IPIECA e IOGP al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practices e di iniziative regionali congiuntamente alle autorità (GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative) sono proseguite.

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 progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blowout Events), realizzato un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, sviluppato una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

Il Sistema nazionale per la protezione dell'ambiente (SNPA) ha pubblicato le Linee guida che ricostruiscono la procedura di valutazione tecnica del danno ambientale ai sensi della Parte sesta del D.Lgs. 152/2006. L'elaborato (Linee guida SNPA n. 33/2021) approvato con delibera del Consiglio SNPA del 18 maggio 2021, incentrato sulle nozioni di "indizi" e di "evidenze" relativi al danno ambientale, definisce i criteri e le metodologie da utilizzare sia nello svolgimento delle fasi di screening dei casi, sia in quella di accertamento del danno ambientale e delle minacce di danno, in relazione alle quali lo Stato ha il potere di imporre azioni di riparazione e di prevenzione. Dopo una prima parte di inquadramento della normativa di settore – incentrata sulla direttiva 2004/35/Ce e sulla Parte sesta del D.Lgs. 152/2006 di recepimento – e

della procedura amministrativa applicabile, le Linee guida, strutturate in tre parti e articolate in nove capitoli, forniscono dei criteri generali per l'accertamento delle minacce di danni ambientali, con focus sul tema della prevenzione e sugli strumenti di valutazione preventiva e di informazione (procedure Via e sistemi di gestione ambientale), per poi definire criteri e metodologie da utilizzare in relazione ai danni arrecati alle specifiche risorse, ovvero le specie e gli habitat protetti (cap. 6), le aree protette (cap. 7), le acque interne superficiali, sotterranee e marino-costiere (cap. 8) e il terreno (cap. 9) Per approfondimenti: Linee guida SNPA n. 33/2021. Con decreto direttoriale MiTE 22 dicembre 2021 Il Ministero della Transizione ecologica ha decretato il modello dell'istanza per la presentazione del documento di analisi di rischio sanitaria e ambientale sito specifica per aree ricadenti all'interno di siti di interesse nazionale (Sin). Oltre al modello dell'istanza, il decreto direttoriale 269/2021 indica gli elementi tecnici ed i contenuti minimi della documentazione tecnica – che deve essere "stand alone", ovvero deve riportare tutte le informazioni necessarie a consentire una eventuale riproduzione delle valutazioni da parte degli Enti di controllo - che devono essere allegati alla stessa. Per approfondimenti: Decreto direttoriale Mite 22 dicembre 2021, n. 269 Bonifiche – Siti di interesse nazionale (Sin) – Modello di istanza da compilare per l'approvazione del documento di analisi di rischio sanitaria ed ambientale sito specifica.

## RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIATI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

Nel 2021 i prezzi del gas in Europa, sulla scia del forte recupero dello scenario energetico, hanno registrato aumenti molto significativi per i principali benchmark rispetto al 2020 (PSV per il mercato Italia +335%; TTF per i mercati europei nord-occidentali +386%). I driver di tale performance sono una crescita della domanda gas in Europa che si è sostanzialmente riportata ai livelli pre COVID-19 unita alle minori importazioni di GNL per effetto della maggiore domanda soprattutto nel bacino del Pacifico sia per ripresa economica che per l'inverno particolarmente rigido nella prima parte dell'anno nel Sud-Est asiatico. Le quotazioni del benchmark dei mercati spot continentali (TTF) per via della riduzione dei flussi di import di GNL hanno evidenziato una maggiore crescita rispetto al prezzo benchmark del mercato spot Italia (PSV), quest'ultimo frenato dal permanere dell'eccesso di offerta nel mercato italiano dovuto all'avvio della nuova linea d'importazione TAP e dalle maggiori importazioni dal nord Africa, con la conseguente sostanziale chiusura degli spread tra i due benchmark. Tale sviluppo ha penalizzato in misura rilevante la performance nel 2021 nel business della commercializzazione all'ingrosso che è esposto allo spread tra prezzi spot nel mercato Italia, principale benchmark dei prezzi di vendita, e prezzi spot agli hub continentali a cui sono indicizzati alcuni costi di approv-

vigionamento. La scarsa liquidità del mercato spot Italia non consente di attuare efficaci azioni di Risk Management.

Il portafoglio di approvvigionamento gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore al rischio finanziario di pagare il gas non ritirato fino a concorrenza dell'obbligo minimo di prelievo annuale (v. paragrafo successivo), che può verificarsi in caso di dinamiche competitive sfavorevoli (quali uno scenario di oversupply o una situazione di mercato quale quella corrente). Il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ottenere maggiori flessibilità operative. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione dei costi di approvvigionamento, nonché di ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato. Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrali relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

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 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 a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. 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 è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long term e in azioni di ottimizza-

zione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

### **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 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. L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva 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). Il superamento della tutela tariffaria per i clienti domestici gas e luce, nonché per le microimprese luce, è fissato, a seguito di diverse proroghe, al 1° gennaio 2023; per le PMI elettriche non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è stata fissata al 1° gennaio 2021. Con Legge 233/21 è stato introdotto il termine del 10 gennaio 2024; data entro la quale verrà regolato da ARERA e assegnato il servizio a tutele gradualmente 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 vede quindi ad oggi: il superamento della tutela tariffaria confermato, senza deroghe, per i clienti domestici gas e le microimprese elettriche al 1° gennaio 2023; prevede la possibilità di derogare questa data, fino al 10 gennaio 2024, per i clienti domestici elettrici. Non

si possono escludere ulteriori interventi di deroga della data del 1° gennaio 2023.

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power 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 di gas ed energia elettrica disponibili.

A dicembre 2020 ARERA ha pubblicato la delibera 491/2020/R/eel che in sintesi:

- ▶ definisce la gara per il Servizio a Tutele Graduali dedicato alle piccole imprese elettriche e svolto dagli esercenti aggiudicatari a partire dal 1° luglio 2021;
- ▶ modifica il TIV introducendo il Servizio a Tutele graduali fra i servizi di ultima istanza, dettagliando le caratteristiche del servizio stesso e gli obblighi per gli esercenti;
- ▶ definisce le modalità di erogazione del Servizio a Tutele Graduali nel periodo transitorio 1° gennaio - 30 giugno 2021, durante il quale il servizio sarà svolto dagli attuali esercenti la maggior tutela (per consentire lo svolgimento delle gare nei primi mesi del 2021).

In gennaio infine, è stato inoltre pubblicato sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico il DM "Decreto ministeriale 31 dicembre 2020 - Mercato libero dell'energia elettrica. Schema ingresso consapevole dei clienti finali". Il DM è relativo al superamento della tutela di prezzo dell'Autorità per le PMI non microimprese elettriche. Fra le principali previsioni il DM stabilisce:

- ▶ alla data del 1° gennaio 2021 le PMI non microimprese che non hanno stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero sono fornite attraverso il servizio a tutele graduali da parte di soggetti selezionati con gara per una durata non superiore a tre anni. In coerenza con quanto anticipato da ARERA;
- ▶ tetto antitrust del 35% massimo dei clienti per la gara PMI non microimprese;
- ▶ tre campagne informative sul superamento della tutela di prezzo, alle quali sarà possibile associare campagne degli operatori.

In ambito retail gas e luce si segnala che ARERA, in attuazione della Legge di Bilancio 2022, fra le misure di contrasto degli aumenti eccezionali dei prezzi dell'energia, ha definito le modalità per la rateizzazione in 10 mesi, senza interessi, degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo com-

preso tra il 1° gennaio 2022 ed il 30 aprile 2022 e che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti ad offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo. Sono definite modalità per l'erogazione ai venditori, dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione eccedenti il 3% dell'importo delle fatture emesse nei confronti della totalità dei clienti finali domestici da ciascuno serviti entro il mese successivo da quando il piano di rateizzazione è proposto al cliente finale.

È stato approvato il Decreto Legge 27 gennaio 2022, n. 4 "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico a contrasto degli aumenti eccezionali dei prezzi dell'energia. Questi interventi, per area retail e rinnovabili, con impatto sugli operatori della vendita, come Plenitude, riguardano in particolare gli interventi sull'elettricità prodotta da impianti a fonti rinnovabili in questo contesto di alte quotazioni dei prezzi del gas che si riflettono sui prezzi dell'energia elettrica prodotta a gas.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione LNG, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, è stata implementata a partire dal 2020 una revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori per il periodo di regolazione 2020-2023, con effetti complessivamente positivi sui costi del portafoglio logistico. La ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto è comunque prevista a scadenze prestabilite nei vari Paesi europei e in futuro potrà ancora 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.

Nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate all'accelerazione del phase-out del carbone nella generazione elettrica – in vista degli obiettivi di decarbonizzazione – e, in alcuni Paesi, al phase-out della generazione nucleare. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo, nei prossimi anni la regolamentazione del settore gas potrà essere 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 potranno accompagnare l'evoluzione delle

normative europee, in un 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, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 e a febbraio 2022 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale con periodo di consegna relativo agli anni 2022, 2023 e 2024, e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni per effetto del riconoscimento di un premio in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come Gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare EniPower nel sito di Ravenna (consegna a partire dal 2023). Permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati presso il Tribunale Europeo da alcuni operatori. Vi è incertezza sulla possibilità che si possano tenere delle aste per gli anni successivi al 2024 perché, anche in base a quanto previsto dalle norme europee, il meccanismo sarà riproposto a valle di una nuova valutazione di Terna sullo stato di adeguatezza del sistema elettrico. La particolare situazione dei mercati energetici, contrassegnati da prezzi delle commodity elevati e condizionati da forte aleatorietà, ha aumentato il rischio di possibili restituzioni della componente variabile prevista dal Capacity Market, con conseguente potenziale riduzione del beneficio netto del meccanismo per gli impianti di Eni.

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 Infragiornerale introdotto nel settembre 2021, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete, il completamento della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento) ed interventi emergenziali del Governo per compensare il fenomeno del caro energia.

## COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative a causa di: i) incertezza rispetto all'esito

finale dei procedimenti in corso per i quali al momento è stata valutata non probabile la soccombenza, o non attendibile la stima della relativa passività; ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi o l'emergere di nuove evidenze e informazioni che possano comportare una revisione del giudizio sulla probabilità di soccombenza ovvero possano fornire elementi sufficienti per una stima attendibile dell'ammontare dell'obbligazione; iii) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione, nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

## RISCHIO CYBER SECURITY

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.

Per far fronte a questa situazione, l'azienda si è dotata già da tempo, secondo il consolidato approccio risk-based, di una

serie di misure di difesa per prevenire e contenere potenziali impatti a fronte degli attacchi cyber, che fanno leva anche sull'assetto hybrid working, quali ad esempio:

- ▶ il potenziamento delle infrastrutture e dei servizi di Cyber Security Defence;
- ▶ il rafforzamento dei presidi di sicurezza tecnologici e di governo per la Corporate, le consociate estere ed i siti industriali attraverso l'esecuzione di specifici programmi di enforcement tecnologico;
- ▶ interventi per rafforzare ulteriormente la continuità dei servizi IT Corporate e migliorare il monitoraggio sulla gestione dei sistemi centrali;
- ▶ l'attuazione di presidi di controllo volti a identificare, mitigare e monitorare il rischio cyber security veicolabile dalle Terze Parti di Eni, ivi inclusi i fornitori di servizi cloud;
- ▶ l'aggiornamento del set di contromisure per mitigare il rischio cyber, in coerenza con i recenti obblighi normativi specifici del settore.

Inoltre, è stato aggiornato il set di contromisure per mitigare il rischio cyber, in coerenza con i recenti obblighi normativi specifici nonché il proseguimento del programma di Cyber Security Culture finalizzato al rafforzamento della cultura aziendale sui giusti comportamenti da adottare per far fronte ai cyber rischi.