

88961/MS ALLEGATO "C"  
ROGITO 26385

# **Assemblea Ordinaria e Straordinaria di Eni SpA**

14 maggio 2025

Risposte a domande pervenute prima dell'Assemblea  
ai sensi dell'art. 127-ter del d.lgs. n. 58/1998





Assemblea Ordinaria e Straordinaria di Eni SpA 14 maggio 2025  
Risposte a domande pervenute prima dell'Assemblea  
ai sensi dell'art. 127-ter del d.lgs. n. 58/1998

<b>RECOMMON ETS .....</b>	<b>4</b>
<b>FONDAZIONE FINANZA ETICA .....</b>	<b>40</b>
<b>COMITATO ARIA PULITA BASILICATA ONLUS .....</b>	<b>73</b>
<b>MARCO BAVA.....</b>	<b>79</b>

**Azionista****ReCommon ETS**

titolare di 5 azioni

**1. Human Rights and NAOC sale**

- 1) Eni has stated<sup>1</sup> that the company
- "Adheres to the United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights";
  - "Is committed to carrying out Human Rights Due diligence in its activities and has adopted a model that identifies and assesses risks related to the potential violation of Human Rights from a dual perspective: a) The risk of causing (or contributing to causing) actual or potential adverse impacts on Human Rights with reference to the UNGPs and the OECD Guidelines; b) The risk of incurring sanctions, significant financial losses or reputational damage (so-called compliance risk)": and
  - "Will refrain from infringing Human Rights and will address any adverse Human Rights impacts which might result from its activity".

Please confirm that these policies were in effect at the time of Eni's divestment of the Nigeria Agip Oil Company to Oando Plc ["the NAOC divestment"] on 22 August 2024.  
*Si prega di confermare che tali politiche erano in vigore al momento della cessione da parte di Eni della Nigeria Agip Oil Company a Oando Plc il 22 agosto 2024.*

*Si conferma che tali politiche erano in vigore al momento della cessione di NAOC a Oando Plc.*

La Policy "Rispetto dei Diritti Umani in Eni" è stata approvata dal CdA di Eni nel 2023, per ribadire e aggiornare i termini del proprio impegno verso il rispetto dei diritti umani, tenendo conto dell'evoluzione normativa in materia di due diligence sui diritti umani e delle responsabilità delle imprese, nonché della trasformazione del modello di business di Eni per contribuire a una transizione energetica socialmente giusta.

- 2) Please confirm that, at the time of the NAOC divestment, Eni was committed to protecting the human rights that are guaranteed by the following international instruments and to remedying any violations that arise from Eni's activities:  
*Si prega di confermare che, al momento della cessione di NAOC, Eni si è impegnata a proteggere i diritti umani garantiti dagli strumenti internazionali e a porre rimedio a qualsiasi violazione derivante dalle attività di Eni.*

a) The Universal Declaration of Human Rights (UDHR):

b) The International Covenant on Economic, Social and Cultural Rights (ICESCR):

<sup>1</sup> <https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/governance/code-of-ethics/policy-ecg-du-eni-spa-EN.pdf>



c) The International Covenant on Civil and Political Rights:

d) Resolutions from the Human Rights Council in 2021 (A/HRC/RES/48/13)<sup>1</sup> and the General Assembly in 2022 (A/RES/76/300).

Si conferma che tali politiche erano in vigore al momento della cessione di NAOC a Oando Plc.

Eni aderisce ai Principi Guida su Imprese e Diritti Umani delle Nazioni Unite (UNGPs), alle Linee Guida dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico destinate alle Imprese Multinazionali (Linee Guida OCSE), ai dieci principi del Global Compact delle Nazioni Unite e ai principi International Finance Corporation (IFC) Performance Standards. Coerentemente con questi principi, Eni si impegna a rispettare i diritti umani ivi enunciati e a porre rimedio ad eventuali criticità sui Diritti Umani che dovessero derivare dalle attività in cui è coinvolta.

- 3) Please confirm that, at the time of the NAOC divestment, Eni was committed to protecting the following human rights and to remedying any violations caused by Eni's activities:

*Si prega di confermare che, al momento della cessione di NAOC, Eni si è impegnata a proteggere i seguenti diritti umani e a porre rimedio a qualsiasi violazione causata dalle attività di Eni.*

- The right to life:
- The right to an adequate standard of living, including the right to food:
- The right to water:
- The right to health:
- The right to a clean healthy and sustainable environment:
- The right of access to effective remedy for people whose human rights have been impaired.

Si conferma che al momento della cessione di NAOC ad Oando Plc, il rispetto dei Diritti Umani era garantito dalle policy interne di Eni e dalla adesione ai principi internazionali precedentemente richiamati (si veda risposta al quesito 2).

- 4) Pursuant to its stated commitment to prevent and remedy human rights abuses ("Eni will refrain from infringing Human Rights and will address any adverse Human Rights impacts which might result from its activity")<sup>2</sup>, what due diligence was undertaken by Eni on the risks posed by the NAOC divestment to the human rights listed in questions 2 and 3? What risks were identified?

---

<sup>2</sup> <https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/governance/code-of-ethics/policy-ecg-du-eni-spa-EN.pdf>

*Quale due diligence è stata svolta da Eni sui rischi che il disinvestimento di NAOC pone ai diritti umani elencati nelle domande 2 e 3? Quali rischi sono stati identificati?*

Eni ha eseguito la due diligence sull'acquirente e la transazione è stata approvata dalle autorità nigeriane competenti (Ministero del Petrolio su raccomandazione della Nigerian Upstream Petroleum Regulatory Commission - NUPRC).

5) Eni has stated:

"Eni in Nigeria operates in accordance with the law, international agreements and standards, as well as national regulations and policies. The way we manage the environment, air and land, and the way we protect biodiversity and water resources, is based on the principles of prevention, protection, information and participation . . . This engagement includes proactive measures to adopt eco-friendly operational practices, such as Water Injection; gas flaring reduction and gas valorization, and preventing oil and gas spillages arising from facility integrity or operational failures, and where they unavoidably occur, for instance through sabotage, to respond with the objective of minimizing damage to the environment."<sup>3</sup>

Given the commitment to "preventing oil and gas spillages arising from facility integrity and operational failures", when did Eni last conduct a full assessment of the integrity of NAOC's facilities and pipelines? What did the survey find?

When did Eni last conduct a full survey of the environmental pollution for which NAOC had responsibility? What did the survey find?

When did Eni last estimate the costs of cleaning up the pollution for which NAOC is responsible? What was the estimated cost?

*Dato l'impegno a "prevenire fuoriuscite di petrolio e gas derivanti dall'integrità degli impianti e da guasti operativi", quando Eni ha condotto l'ultima volta una valutazione completa dell'integrità degli impianti e degli oleodotti di NAOC? Cosa ha rilevato l'indagine?*

*Quando Eni ha condotto l'ultima volta un'indagine completa sull'inquinamento ambientale di cui NAOC era responsabile? Cosa ha rilevato l'indagine?*

*Quando Eni ha stimato per l'ultima volta i costi di bonifica dell'inquinamento di cui NAOC è responsabile? Qual è stato il costo stimato?*

L'attività è stata svolta annualmente per identificare le esigenze di manutenzione ed i relativi costi, ed è stata ripetuta in occasione della cessione di NAOC ad Oando Plc.

Alla data della cessione, il 100% degli spill attribuiti a NAOC (ad eccezione dei siti temporaneamente non accessibili per motivi di sicurezza) è stato riparato e bonificato da NAOC in qualità di operatore della JV, come verificato e certificato da ispezioni congiunte con le autorità competenti (le PCI - Post Clean-up Inspection volte a confermare l'avvenuta bonifica dei siti sono svolte congiuntamente da rappresentanti della NOSDRA - National Oil Spill Detection and Spill Detection and Response Agency, della Comunità locale, del NUPRC e dell'operatore).

<sup>3</sup><https://web.archive.org/web/20210917161928/https://www.eni.com/en-NG/health-safety-environment/environment.html>



6) Eni has stated:

"Stakeholder engagement is necessary to ensure the effectiveness of the Human Rights management system. For this purpose, Eni identifies and involves, both at a central and local level, Stakeholders affected by its projects/operations. Eni carries out a stakeholder engagement process that is characterised by being continuous and structured, aimed at paying due attention to, understanding and managing Stakeholders' needs, expectations and demands, through appropriate tools and methodologies (stakeholder management system, etc.)."<sup>4</sup>

Please confirm that Eni conducted stakeholder consultations with communities affected by the NAOC divestment. Please provide the dates of the consultations, the number of people who attended and the names of the communities consulted.

*Si prega di confermare che Eni ha condotto consultazioni con gli stakeholder delle comunità interessate dalla cessione di NAOC. Si prega di fornire le date delle consultazioni, il numero di persone che hanno partecipato e i nomi delle comunità consultate.*

Confermiamo che prima della cessione di NAOC si sono svolte diverse consultazioni con rappresentanti degli Stakeholders coinvolti; in particolare il Distretto operativo di Port Harcourt ha incontrato i rappresentanti delle Comunità principali per anticipare la notizia della vendita e spiegare che ci sarebbe stata continuità con il nuovo acquirente, già partecipante nella Joint Venture.

7) What due diligence was carried out by Eni on the financial ability of Oando plc to prevent human rights abuses resulting from the legacy pollution that has arisen during Eni's ownership of NAOC and for which NAOC is responsible ["the legacy pollution"]? *Quale due diligence è stata condotta da Eni sulla capacità finanziaria di Oando Plc di prevenire violazioni dei diritti umani derivanti dall'inquinamento pregresso verificatosi durante il periodo in cui Eni era proprietaria di NAOC e di cui NAOC è responsabile?*

Eni ha eseguito la due diligence sull'acquirente e l'operazione è stata approvata dalle autorità nigeriane competenti (Ministero del Petrolio su raccomandazione di NUPRC). Inoltre, Oando era già partner della joint venture NAOC e al momento della cessione aveva già approvato le policies e le procedure di Eni.

8) Was Eni aware that at the time the NAOC sale was completed (22 August 2024) Oando's liabilities exceeded its assets, as confirmed on 30 October 2024 by Oando's auditors BDO Professional Services.

BDO's audit report states:

"These conditions together with other matters, indicate the existence of significant uncertainty that may cast significant doubt on the Group's and the Company's ability

---

<sup>4</sup> <https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/governance/code-of-ethics/policy-ecg-du-eni-spa-EN.pdf>

to continue as a going concern and therefore may be unable to realise its assets and discharge its liabilities in the ordinary course of business".<sup>5</sup>

According to an Oando statement, the BDO's audit "took account of the impact of the acquisition [of NAOC] on [Oando]'s financial status".<sup>6</sup>

Given the BDO's conclusion as to Oando's ability to continue as a going concern, please explain:

A. How Eni satisfied itself that Oando has the financial means to clean up NAOC's legacy pollution; and

B. How the sale of NAOC to a technically insolvent Oando was compatible with Eni's stated commitment to "verifying and providing remedy" for "adverse Human Rights impacts it might have caused (or contributed to causing) to workers and communities" through its operations of NOAC?

*Eni era a conoscenza del fatto che al momento del completamento della cessione di NAOC (22 agosto 2024) le passività di Oando superavano le sue attività, come confermato il 30 ottobre 2024 dai revisori di Oando, BDO Professional Services. Considerate le riserve dell'auditor BDO sulla capacità di OANDO di continuare nell'esercizio d'impresa, si chiede di spiegare:*

*A) In quale modo Eni si è convinta che OANDO avesse la capacità finanziaria per eseguire le operazioni di bonifica dell'inquinamento pregresso imputabile a NAOC*

*B) In quale modo è stato appurato che la vendita di NAOC a un operatore come OANDO tecnicamente insolvente fosse compatibile con l'impegno dichiarato da Eni di verificare e se del caso provvedere con dei rimedi a eventuali violazioni dei diritti umani che potrebbe avere causato o contribuito a causare a lavoratori e comunità in relazione alle attività della NAOC?*

Al momento della cessione, è stata condotta la consueta due diligence finanziaria su Oando e l'operazione è stata approvata dalle autorità nigeriane competenti (Ministero del Petrolio su raccomandazione di NUPRC):

9) Eni has stated:

"Integrity, respect and protection of Human Rights, transparency, development promotion, operational excellence, innovation, teamwork and collaboration are the values that define who we are".<sup>7</sup>

Pursuant to this stated commitment to transparency, will Eni now release:

<sup>5</sup> [https://cdn.prod.website-files.com/66c74241707b8ed970d83f84/67573c561df50541a08713d9\\_2023\\_ONLINE\\_09122024\\_Oando%20PLC%20Annual%20Report%20%26%20Accounts-compressed.pdf](https://cdn.prod.website-files.com/66c74241707b8ed970d83f84/67573c561df50541a08713d9_2023_ONLINE_09122024_Oando%20PLC%20Annual%20Report%20%26%20Accounts-compressed.pdf)

<sup>6</sup> <https://www.oandopl.com/press-release/oando-plc-provides-update-on-2023-audited-financial-statements-filing-timeline>

<sup>7</sup> <https://www.eni.com/en-IT/governance/rules/code-of-ethics.html>

A. The latest survey conducted by Eni of the environmental impacts of pollution from NAOC's operations, including the impacts of third-party theft for which Eni has accepted responsibility for remedying<sup>8</sup>?

B. Eni's latest estimate of the costs of cleaning-up NAOC's legacy pollution?

C. The due diligence reports conducted on the human rights and environment risks and impacts of the NAOC divestment?

D. The due diligence conducted on Oando's financial strength and on Oando's ability to prevent and remedy human rights violations arising from NAOC's legacy pollution?

*In conformità con questo impegno dichiarato alla trasparenza, Eni pubblicherà ora:*

*A. L'ultima indagine condotta da Eni sull'impatto ambientale dell'inquinamento derivante dalle attività di NAOC, inclusi gli impatti dei furti da parte di terzi per i quali Eni si è assunta la responsabilità di porre rimedio?*

*B. L'ultima stima di Eni sui costi di bonifica dell'inquinamento preesistente di NAOC?*

*C. I rapporti di due diligence condotti sui rischi e gli impatti per i diritti umani e l'ambiente derivanti dalla cessione di NAOC?*

*D. La due diligence condotta sulla solidità finanziaria di Oando e sulla sua capacità di prevenire e porre rimedio alle violazioni dei diritti umani derivanti dall'inquinamento preesistente di NAOC?*

*Ai sensi dell'accordo di dismissione, i documenti relativi a NAOC sono di proprietà di Oando.*

- 10) Has Eni made any payments to any environmental fund to ensure that the legacy pollution for which NAOC is responsible will be cleaned up to international standards? If so, how much money has been paid?

*Eni ha effettuato versamenti a un fondo ambientale per garantire che l'inquinamento preesistente di cui NAOC è responsabile venga bonificato secondo gli standard internazionali? In caso affermativo, a quanto ammontano i pagamenti?*

*La transazione è stata approvata dalle autorità nigeriane competenti (Ministero del Petrolio su raccomandazione di NUPRC) in accordo alle previsioni di legge vigenti.*

- 11) Please confirm whether or not Eni still considers itself liable for NAOC's legacy pollution. If not, what arrangements have been made to ensure that funds are available to clean up the pollution to international standards in line with Eni's stated commitment to prevent and remedy human rights violations?

*Si prega di confermare se Eni si considera ancora responsabile dell'inquinamento preesistente di NAOC. In caso contrario, quali accordi sono stati presi per garantire che siano disponibili i fondi necessari per bonificare l'inquinamento secondo gli standard internazionali, in linea con l'impegno dichiarato da Eni di prevenire e porre rimedio alle violazioni dei diritti umani?*

*I contratti esistenti allocano correttamente tutte le responsabilità.*



## 2. Mozambico

### - Coral South FLNG

- 1) A quanto ammontano finora le spedizioni di GNL prodotto da Coral South FLNG?

Dall'avvio della produzione sono stati spediti 103 carichi di GNL.

- 2) A quanto ammontano finora i volumi di GNL prodotto da Coral South FLNG?

Dall'avvio della produzione sono stati prodotti 7,4 Mton di GNL.

- 3) A quanto ammontano finora le spedizioni di GNL arrivate in Italia prodotto da Coral South FLNG?

La commercializzazione della produzione di Coral South FLNG è stata avviata nella seconda metà del 2022, in un momento di grande scarsità di gas. I carichi hanno contribuito alla sicurezza degli approvvigionamenti europei ed alcuni sono arrivati in Italia.

- 4) A quanto ammontano finora i volumi di GNL arrivati in Italia prodotto da Coral South FLNG?

Si veda risposta alla domanda 2.3.

- 5) Coral South FLNG sta operando in linea con la capacità di liquefazione di gas di 3,4 milioni di tonnellate all'anno (MTPA) come riportato nei documenti societari di descrizione del progetto?

Coral South sta operando in linea con la capacità di liquefazione prevista dal progetto (3,4 milioni di tonnellate/anno).

- 6) In risposta a una domanda posta prima dell'AGM 2024, ENI rispondeva: "Come previsto a livello progettuale, gli episodi di flaring in Coral South FLNG sono stati limitati alla fase di collaudo iniziale e agli sporadici casi di riavvio dell'impianto". Dal momento che la fase di collaudo si è conclusa ufficialmente il 24 gennaio 2024, con il passaggio di consegne da Technip Energies a ENI per quanto riguarda la gestione operativa della piattaforma, può ENI riportare quanti episodi di flaring e l'ammontare di gas bruciati in torcia in termini di volume dal 24 gennaio 2024 a oggi?

Dal 24 gennaio 2024 al 4 maggio 2025, sono avvenuti solo 9 episodi di riavvio dell'impianto (decisamente migliore rispetto al benchmark per impianti simili). In questi episodi è stata bruciata solo la quantità strettamente necessaria a garantire la sicurezza delle persone e degli impianti, come previsto progettualmente.

- 7) Dal 13 novembre 2022 al 23 gennaio 2024, quanti episodi di flaring sono avvenuti e qual è l'ammontare di gas bruciati in torcia in termini di volume?



Il periodo indicato include il periodo di collaudo in cui è stata bruciata solo la quantità strettamente necessaria per consentire le necessarie operazioni di verifica e avvio dell'impianto.

- 8) A quanto ammonta il contributo economico associato all'operatività di Coral South FLNG e corrisposto alle casse dello Stato mozambicano per gli anni 2023 e 2024?

Gli introiti per il governo mozambicano dall'avvio della produzione ammontano a oltre 200 milioni di dollari.

- Coral North FLNG

- 9) Qual è lo stato di avanzamento del progetto Coral North FLNG?

Il piano di sviluppo è stato approvato dalle autorità mozambicane ad aprile 2025.

- 10) Sulla base di commenti riportati a mezzo stampa, ENI aveva intenzione di raggiungere la FID di Coral North FLNG entro il primo trimestre del 2025. Non essendo ancora stata raggiunta, può ENI riportare le ragioni di questo ritardo?

Il piano di sviluppo è stato approvato dalle autorità mozambicane ad aprile 2025.

- 11) ENI ha intenzione di siglare un contratto di offloading del GNL di Coral North alla stregua di quello siglato con BP per il GNL Coral South FLNG?

La strategia di marketing del progetto Coral North è in fase di definizione.

- 12) ENI ha intenzione di usufruire di garanzie pubbliche emesse dalle agenzie di credito all'esportazione per la realizzazione del progetto Coral North FLNG?

In linea con il progetto di Coral Sul FLNG si prevede il supporto di alcune ECAs (Export Credit Agencies) per il finanziamento del progetto Coral North FLNG.

- 13) Il ministro Gilberto Pichetto Fratin, intervistato da Staffetta Quotidiana a margine del convegno "Sud polo magnetico" del 30 gennaio 2024 ha dichiarato che il progetto Coral Norte di Eni in Mozambico potrebbe rientrare all'interno dei progetti del Piano Mattei. ENI ha intenzione di ottenere fondi afferenti al Piano Mattei per la realizzazione del progetto Coral North FLNG?

Il Piano Mattei è una iniziativa del Governo italiano che valuta e decide quali progetti includere.

- 14) ENI ha già approcciato istituzioni finanziarie private per raccogliere capitale a debito per la realizzazione di Coral North FLNG?

In linea con il progetto di Coral South FLNG si prevede di finanziare una parte dei fabbisogni di progetto tramite debito. A tal fine sono in corso negoziazioni con alcune istituzioni finanziarie private.



- 15) A quanto ammonteranno le emissioni complessive associate a Coral North FLNG?

Le emissioni associate a Coral North sono stimate in circa 500 mila tonnellate di CO2 equivalenti medie all'anno in quota Eni, in linea con quanto indicato nella valutazione di impatto ambientale pubblicata e approvata dalle autorità. In aggiunta abbiamo dei piani di compensazione di tali emissioni.

- 16) A quanto ammonteranno le emissioni derivanti da flaring associate a Coral North FLNG?

In linea con il progetto Coral South FLNG, gli episodi di flaring saranno limitati alla fase di collaudo iniziale e agli sporadici casi di riavvio dell'impianto.

#### - Rovuma LNG

ENI fa parte di Mozambique Rovuma Venture S.p.A. (MRV), joint venture costituita insieme ad ExxonMobil e CNPC, che detiene una partecipazione del 70% nel contratto di concessione per l'esplorazione e la produzione di Area 4. Il restante 30% è in capo a ADNOC, KOGAS e Empresa Nacional de Hidrocarbonetos E.P. ENI Rovuma Basin "guiderà, per conto di MRV, la costruzione e il funzionamento degli impianti upstream, mentre ExxonMobil Moçambique Limitada guiderà la costruzione e la gestione degli impianti per la liquefazione del gas naturale e delle relative infrastrutture".

- 17) Qual è lo stato di avanzamento degli impianti upstream del progetto Rovuma LNG?

Il progetto Rovuma LNG è in fase di definizione, con le attività di Front End Engineering Design (FEED) in corso.

- 18) Qual è lo stato di avanzamento degli impianti per la liquefazione del gas fossile e delle relative infrastrutture in capo a ExxonMobil Moçambique Limitada, che opera per conto di MRV di cui ENI fa parte?

Si rimanda alla risposta alla domanda precedente (17).

- 19) Il consorzio MRV, di cui ENI fa parte, prevede di raggiungere la final investment decision entro il 2026?

Si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil.

- 20) Il consorzio MRV, di cui ENI fa parte, ha intenzione di usufruire di garanzie pubbliche poste dalle agenzie di credito all'esportazione per la realizzazione del progetto Rovuma LNG?

Si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil.

- 21) Il consorzio MRV, di cui ENI fa parte, ha già approcciato istituzioni finanziarie private per raccogliere capitale a debito per la realizzazione di Rovuma LNG?



Si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil.

- 22) Quali sono i progetti legati allo sviluppo locale, alla salute e, in generale, ad azioni di corporate social responsibility promossi da ENI, ENI Foundation e, più in generale, dal consorzio MRV in Mozambico?

Con l'obiettivo di migliorare la qualità della vita delle persone che vivono nella provincia di Cabo Delgado e nelle aree in cui opera il Progetto Coral South, Eni sviluppa progetti per l'equo accesso a servizi sociali di base e di promozione dello sviluppo socio-economico. Oltre 200.000 persone hanno già beneficiato dei progetti nei seguenti settori prioritari: l'istruzione e la formazione professionale (circa 5.000 studenti e insegnanti), l'accesso all'acqua, all'igiene e ai servizi igienico-sanitari (oltre 60.000 persone), l'accesso all'energia (oltre 100.000 persone), la resilienza e la diversificazione economica, in particolare agricoltura e pesca (circa 50.000 persone). Oltre 500.000 persone beneficiano di iniziative di supporto alla salute comunitaria nella Provincia di Cabo Delgado e nell'area di Maputo.

Altre iniziative di sviluppo socio-economico sono implementate da Eni nella provincia di Manica a favore di oltre 5.000 persone.

Per Eni Foundation attualmente non ci sono iniziative in corso (le ultime attività nel paese sono terminate nel 2017).

Dato che ENI è partner dei progetti Area 04 nella provincia di Cabo Delgado in Mozambico, che comprendono l'impianto operativo Coral South FLNG e i progetti Coral North FLNG e Rovuma LNG, e dato che Rovuma LNG condivide i diritti di utilizzo del suolo, alcune infrastrutture terrestri e alcune infrastrutture marine con Mozambique LNG che opera nell'Area 01, e dato che i due progetti onshore hanno inizialmente condotto una valutazione di impatto ambientale (VIA) congiunta, con successivi aggiornamenti individuali, sarebbe opportuno chiarire quanto segue:

- 23) Si chiede di fornire chiarimenti e dettagli in merito alle responsabilità di ciascun progetto e partner per quanto riguarda la valutazione, la mitigazione e il monitoraggio degli impatti ambientali onshore e near-shore dell'estrazione, del trasporto tramite condotte e del trattamento del gas, nonché del trasporto di GNL verso i mercati, tra cui: i danni fisici al suolo, alla vegetazione, alle zone umide, agli habitat costieri e agli habitat critici costieri come i coralli e le praterie di fanerogame marine; l'inquinamento chimico causato dagli impianti di lavorazione, dalle fughe di gas e di GNL, dalle infrastrutture e dalle attività dell'industria domestica e di supporto; l'inquinamento acustico derivante dalle operazioni e dal trasporto marittimo; il contributo agli effetti dei cambiamenti climatici attraverso l'estrazione e la lavorazione, nonché attraverso le emissioni di Scope 3. 11; impatto delle specie invasive aliene; impatto sulle specie alimentari da cui dipendono le comunità lungo la costa interessata.

Si rimanda agli operatori ExxonMobil e TotalEnergies.

- 24) Si chiede di fornire prove di uno studio approfondito sulla baseline della biodiversità e degli ecosistemi marini in acque profonde e costiere che sarebbero interessati dall'inquinamento chimico, fisico e acustico derivante dalle attività del progetto di gas, nonché da altri impatti quali le specie aliene invasive introdotte dal traffico marittimo connesso al progetto e i cambiamenti climatici attribuibili alle emissioni di gas a effetto serra derivanti dalle attività del progetto e dall'uso finale del GNL prodotto.

Si rimanda agli operatori ExxonMobil e TotalEnergies.

- 25) Si chiede di fornire prove di una valutazione approfondita e completa degli impatti cumulativi - gli impatti combinati, successivi e incrementali dell'inquinamento chimico, fisico e acustico, gli impatti attribuibili ai cambiamenti climatici e alle specie invasive aliene - derivanti dai progetti di gas sull'ambiente oceanico profondo e sulle barriere coralline, sulle barriere coralline e sulle isole vicine, nonché sull'intera gamma di biodiversità marina macro e micro della regione.

Si rimanda agli operatori ExxonMobil e TotalEnergies.

- 26) Si prega di indicare se ENI intende includere le emissioni di Scope 3 Categoria 11, che secondo stime prudenti dovrebbero ammontare a circa 1,7 gigatonnellate di CO<sub>2</sub>e per i progetti dell'Area 04, nella propria contabilità delle emissioni di gas serra al fine di rispettare i propri impegni in materia di mitigazione dei cambiamenti climatici.

Le emissioni Scope 3 Categoria 11 di Eni sono calcolate limitatamente alla quota di produzione equity Eni. Per maggiori dettagli in merito alla strategia di decarbonizzazione di Eni ed alle metriche di contabilizzazione delle emissioni GHG si rimanda al capitolo Rendicontazione di Sostenibilità della Relazione Finanziaria Annuale 2024.

Poiché Rovuma LNG condivide i diritti sul territorio con Mozambique LNG, guidata da TotalEnergies:

- 27) Si chiede di fornire chiarimenti e dettagli sulle responsabilità e gli obblighi legali condivisi tra Mozambique LNG e Rovuma LNG per la risoluzione delle controversie relative al reinsediamento che rimangono irrisolte.

Si rimanda agli operatori ExxonMobil e TotalEnergies.

- 28) Poiché Mozambique LNG e TotalEnergies sarebbero state collegate a presunte violazioni dei diritti umani nei confronti di civili mozambicani, come riportato dai media nel 2024 e nel 2025, si chiede di fornire chiarimenti e dettagli sulla posizione di ENI in merito alle richieste di un'indagine internazionale indipendente sulle violazioni dei diritti umani segnalate.

Eni non commenta le dichiarazioni di terze parti.



- Sicurezza

- 29) Si chiede di fornire chiarimenti e dettagli sulle responsabilità legali e condivise tra Mozambique LNG e Rovuma LNG per la sicurezza del sito di Afungi e delle aree circostanti, anche in termini di rapporti con le forze di pubblica sicurezza mozambicane e ruandesi presenti intorno al sito, nonché con eventuali forze di sicurezza private che operano per conto di uno o entrambi i progetti.

Si rimanda agli operatori ExxonMobil e TotalEnergies

- 30) Da ottobre 2023 - quando si è svolta in Mozambico un'esercitazione del Cacciatorpediniere italiano Durand de la Penne che ha coinvolto anche Coral South FLNG - a oggi, ci sono state ulteriori esercitazioni della Marina militare italiana relative alla protezione di Coral South FLNG?

Non si sono svolte ulteriori esercitazioni con la Marina Militare italiana.

- 31) Si sono verificati episodi di pirateria o di altro tipo che hanno coinvolto la piattaforma Coral South FLNG?

La piattaforma Coral South FLNG non è mai stata coinvolta in eventi di pirateria o di altro tipo di minaccia di security.

- 32) Quali accordi ENI ha siglato con il governo mozambicano relativamente alla sicurezza delle proprie installazioni in Mozambico?

Eni, congiuntamente agli altri Operatori di Area 1 e Area 4, ha siglato nel 2019 un MoU on Security of Petroleum Operations con il governo mozambicano. L'accordo è stato risolto ad ottobre 2023.

- 33) ENI ha siglato accordi con contractor privati relativamente alla sicurezza delle proprie installazioni in Mozambico? E se sì, con quali contractor?

Eni, a valle di un annuncio pubblico, attraverso una gara di approvvigionamento nel rispetto degli standard internazionali, legislazione locale e con forte impegno verso le tematiche di local content, ha assegnato un contratto ad un private security contractor mozambicano.

### 3. Ravenna CCS

- Esiti preliminari della fase sperimentale

In accordo con l'art. 20 comma 1 del D. Lgs. 162/11, entro il 31 marzo 2025 Eni avrebbe dovuto presentare al Comitato ETS (costituendo Comitato CCS) e alla regione Emilia-Romagna una relazione contenente gli esiti preliminari della fase sperimentale del progetto di stoccaggio della CO<sub>2</sub> di Ravenna, inclusi i risultati del monitoraggio effettuato a norma D.Lgs 162/11, secondo le modalità previste dall'autorizzazione allo stoccaggio, comprendente: informazioni

sulla tecnologia di monitoraggio utilizzata; i quantitativi e le proprietà dei flussi di CO<sub>2</sub>, con indicazione della relativa composizione, conferiti e iniettati nel corso dell'anno; ogni altra informazione ritenuta utile a valutare il rispetto delle condizioni dell'autorizzazione allo stoccaggio e ad ampliare le conoscenze sul comportamento di CO<sub>2</sub> nel sito di stoccaggio. Proprio la natura sperimentale di questo progetto dovrebbe far propendere l'azienda verso una piena trasparenza delle informazioni e una valutazione condivisa – dunque non limitata ad appuntamenti quali l'OMC Med Energy Conference di aprile 2025 ("RAVENNA CCS - PHASE 1: EARLY INSIGHTS FROM THE FIRST 8 MONTHS OF CO<sub>2</sub> CAPTURE, TRANSPORT AND STORAGE OPERATIONS") - che metta a disposizione della comunità scientifica italiana e della società civile i dati e le valutazioni preliminari, anche in vista dell'avvio di una fase industriale del progetto, che tratterà volumi di CO<sub>2</sub> nell'ordine di milioni di tonnellate l'anno, quindi ben superiori alle 25.000 tonnellate l'anno del progetto sperimentale.

- 1) Eni ha presentato la relazione contenente gli esiti preliminari della fase sperimentale del progetto di stoccaggio della CO<sub>2</sub> di Ravenna, nel rispetto dei termini di legge?

Si conferma che la relazione è stata presentata secondo i termini di legge. I risultati principali della sperimentazione sono stati presentati pubblicamente in occasione dell'evento OMC 2025 tenuto a Ravenna lo scorso aprile attraverso il documento divulgativo "Ravenna CCS - Phase 1: Early Insights From The First 8 Months Of CO<sub>2</sub> Capture, Transport And Storage Operations".

- 2) Eni intende rendere pubblica e disponibile questa relazione?

Si rimanda alla risposta alla domanda precedente (3.1).

- 3) Quali sono stati gli esiti preliminari dei primi 8 mesi di esercizio della fase sperimentale?

La Fase 1 del progetto Ravenna CCS sta catturando circa 20 mila tonnellate/anno di CO<sub>2</sub> dalla centrale Eni di trattamento del gas naturale di Casalboretto successivamente trasportate e stoccate nel giacimento a gas esaurito di Porto Corsini Mare Ovest. Su scala industriale risulta fra i progetti più performanti al mondo per quanto riguarda il sistema di cattura che ha un'efficienza superiore al 90% in corrispondenza di una concentrazione di CO<sub>2</sub> pari al 2,4% e a pressione atmosferica. Altro elemento distintivo del progetto è l'alimentazione dell'impianto di cattura attraverso il recupero dell'energia termica autoprodotta e da energia elettrica da fonti rinnovabili, con il risultato che il volume di CO<sub>2</sub> catturato corrisponde effettivamente alla quantità abbattuta.

- 4) Quale tecnologia per la cattura della CO<sub>2</sub> è stata applicata da Eni all'impianto di trattamento del gas naturale a Casalboretto?

L'impianto di cattura utilizza come tecnologia un solvente amminico.

- 5) L'impianto di cattura della CO<sub>2</sub> presso la centrale di trattamento del gas di Casalboretto come viene alimentato e qual è il suo tasso di consumo energetico?



Si veda risposta 3

- 6) Attraverso quale canale o report aziendale Eni renderà regolarmente conto dell'andamento delle sue attività nel settore CCS?

Per le informazioni e aggiornamenti sulle attività CCS verranno utilizzati gli stessi canali ufficiali di comunicazione e informazione utilizzati per gli altri business e attività industriali di Eni consistenti in report aziendali, documenti finanziari, siti web, social media etc. Le informazioni verranno divulgate in ottemperanza alle procedure e linee guida dell'Azienda volte a garantire protezione dei dati sensibili a tutela degli azionisti.

- *Capacità di stoccaggio*

Secondo i dati dell'Istituto Internazionale per lo Sviluppo Sostenibile (IISS) e dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), attualmente sono operativi a livello globale tra i 30 e i 45 impianti di CCS e progetti di CCUS. L'IISS riporta che la capacità media complessiva dei 30 impianti considerati è di circa 42,5 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno, pari a una media di 1,41 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> per impianto. D'altro canto, le stime dell'AIE che comprendono 45 impianti attivi, indicano una capacità leggermente inferiore: la capacità totale è di circa 50 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno, che corrisponde a una media di 1,11 milioni di tonnellate per impianto. Pertanto, la capacità media di stoccaggio per impianto a livello globale potrebbe variare tra 1,11 e 1,41 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno. Secondo ENI, il progetto Ravenna CCS è progettato per avere una capacità di stoccaggio annuale di 4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> nella sua fase iniziale. Attualmente, il progetto operativo con la maggiore capacità di stoccaggio è il Gorgon CCS in Australia, con una capacità di 4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno. Tuttavia, questa rappresenta la capacità di un impianto a pieno regime, non quella iniziale.

- 7) Come è stata calcolata da ENI la capacità di stoccaggio annuale di 4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> nella fase iniziale del progetto?

La valutazione del caso di iniezione, con portata annuale pari a 4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> per anno, è basata sui risultati di modelli fluidodinamici che riproducono in maniera accurata la storia pluridecennale e le performance produttive dei giacimenti a gas esauriti, che saranno utilizzati per lo stoccaggio di CO<sub>2</sub>, e che permettono di effettuare analisi previsionali circa la capacità di stoccaggio. La profonda conoscenza statica (volumi disponibili) e dinamica dei giacimenti (capacità di iniezione) consente di ottenere stime robuste ed affidabili.

- 8) È un valore verosimile, se confrontato con la media globale?

Si rimanda alla risposta alla domanda precedente (3.7).

- 9) Inoltre, su quali basi si fonda la stima di una capacità potenziale a regime di 16 milioni di tonnellate all'anno?

In analogia con la fase da 4 milioni, lo scenario con portata annuale pari a 16 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> per anno è basato sulla conoscenza ed analisi eseguite su ulteriori giacimenti esauriti o in via di esaurimento per i quali è disponibile una vasta quantità di dati. Il volume di stoccaggio complessivo legato ai giacimenti esauriti o in via di esaurimento è pari a oltre 500 milioni di tonnellate.

- *Indagine di mercato*

All'interno del documento "Indagine sul potenziale mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> presso il sito di Ravenna – Presentazione dei risultati" reperibile all'indirizzo <https://ravennaccs.com/>, si comunica che i risultati e le informazioni riportate nel documento sono stati "messi a disposizione del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) nell'ambito dei lavori per l'elaborazione dello studio CCUS previsto dall'articolo 7 comma 3 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n.181".

Considerato l'impegno adottato da ENI e SNAM di mantenere riservati i dati resi dai partecipanti all'indagine (si vedano risposte n. 1 e n. 6 alle FAQ dell'indagine sul potenziale mercato di idrogeno e CCS), si può desumere che ENI si sia limitata ad inviare al MASE la presentazione in power point disponibile sul summenzionato sito, senza fornire ulteriori risultati analitici al Ministero. Se così fosse, l'elaborazione dello studio CCUS previsto dall'articolo 7 comma 3 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n.181 si baserebbe su una mera sintesi di un'indagine di mercato la cui finalità "risiede nell'informare gli stakeholder riguardo il Progetto Ravenna CCS e testare l'interesse degli stessi su base non vincolante condotta sui potenziali stakeholder" (cioè emettitori) in forma privata, senza coinvolgimenti partecipativi dei potenziali interessati/controinteressati. Allo stesso tempo, però, nelle FAQ si riporta che "Le informazioni raccolte consentono a Snam ed Eni di ottimizzare lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>; a titolo di esempio, sulla base di tali informazioni sarà possibile dimensionare e prioritizzare le direttrici di sviluppo della rete di trasporto CO<sub>2</sub>."

Ma ove le imprese del territorio potenzialmente interessate non dovessero, in futuro, conferire le proprie emissioni al sistema CCS in oggetto ovvero, eventualmente, non dovessero realizzare le necessarie infrastrutture per la cattura della CO<sub>2</sub> emessa, il progetto Ravenna CCS andrebbe incontro al concreto rischio di rivelarsi del tutto vano e superfluo, con inevitabile ricaduta di effetti ed impatti negativi in termini economici, sociali ed ambientali sul territorio interessato.

- 10) Eni conferma che si è limitata ad inviare al MASE la presentazione in power point relativa ai risultati dell'indagine di mercato disponibile sul summenzionato sito, senza fornire ulteriori risultati analitici al Ministero?

Nell'ambito dei lavori propedeutici alla predisposizione da parte del MASE dello studio CCUS previsto dall'articolo 7 comma 3 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n.181, Eni e Snam hanno fornito al MASE i risultati dell'indagine di mercato in forma aggregata e garantendo la riservatezza delle informazioni fornite dai singoli emettitori. Si fa presente che lo sviluppo di un progetto CCS prevede la realizzazione contestuale delle fasi di cattura e di trasporto e stoccaggio.



- 11) ENI ritiene che tale indagine di mercato – basata su stime non suffragate da idonea documentazione, provvisorie, potenzialmente sovrastimate nei volumi di CO<sub>2</sub> da stoccare – sia sufficiente per ottimizzare lo sviluppo delle infrastrutture del progetto Ravenna CCS?

I risultati dell'indagine confermano il forte interesse da parte degli emettitori italiani, a cui si aggiungono ulteriori emettitori nel bacino del Mediterraneo, all'utilizzo della CCS come soluzione tecnologica per la decarbonizzazione, con volumi potenzialmente disponibili molto superiori rispetto alla massima capacità di iniezione. Ad integrazione si veda risposta precedente (3.10).

- 12) L'azienda non intravede un potenziale conflitto di interessi in questa procedura dove sono gli stessi proponenti del progetto Ravenna CCS a intradare una preliminare indagine di mercato che vorrebbe accelerare e facilitare lo sviluppo della filiera CCS su scala industriale, anziché essere questa indagine guidata dal MASE come per altri procedimenti?

Non si intravedono conflitti di interessi. Eni e Snam hanno messo a disposizione i risultati dell'indagine, come da richiesta da parte del MASE, in forma aggregata. Tale contributo costituisce soltanto uno dei numerosi elementi forniti dai Soggetti coinvolti nei lavori propedeutici alla predisposizione da parte del MASE dello studio CCUS previsto dall'articolo 7 comma 3 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n.181.

- 13) ENI è stata coinvolta dal MASE in ulteriori momenti di confronto, raccolta di informazioni e consultazioni per valutare il potenziale di sviluppo della filiera CCS in Italia?

Eni ha partecipato ai lavori propedeutici alla predisposizione da parte del MASE dello studio CCUS previsto dall'articolo 7 comma 3 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n.181 fornendo i contributi richiesti al pari degli altri Soggetti coinvolti.

#### 4. Hynet North-West, UK

- 1) Quali ricerche ha condotto Eni sull'impatto delle impurità presenti nelle condutture (provenienti dai settori Waste to Energy, cemento e produzione di idrogeno blu) sulla probabilità di corrosione e perdite?

Eni collabora con diversi consorzi di ricerca internazionali (ad esempio l'Institute for Energy Technology norvegese, il The Welding Institute inglese, o il RINA) sul tema delle impurità potenzialmente presenti nelle condutture che trasporteranno l'anidride carbonica in modo da prevenire fenomeni di corrosione. A questo si aggiungono le campagne di monitoraggio periodiche per verificare lo stato e l'integrità delle condotte.

- 2) La condotta offshore che sarà utilizzata per trasportare l'anidride carbonica al giacimento Douglas nella baia di Liverpool è cromata? In caso contrario, dato l'elevato

rischio di corrosione e perdite nel trasporto di CO2 in tubi non cromati, quali misure di mitigazione intende adottare Liverpool Bay CCS?

La condotta che trasporterà l'anidride carbonica sarà in acciaio di idonea metallurgia. Al pari di quanto normalmente fatto per altri fluidi, verrà assicurata la compatibilità tra la condotta ed il fluido trasportato nel rispetto delle specifiche di progetto. Ad integrazione si veda risposta precedente.

- 3) Gli sviluppatori di progetti infrastrutturali di rilevanza nazionale devono considerare il rischio di inondazioni derivante da scenari climatici massimi credibili, e il terminale di Point of Ayr è già ad alto rischio di inondazioni marine. Quali risorse finanziarie ha stanziato ENI per proteggere il terminale dalle inondazioni per tutta la durata del suo utilizzo?

Il terminale di Point of Ayr è in esercizio pluridecennale quale punto di raccolta del gas naturale proveniente dai giacimenti offshore. Il sito è stato oggetto di uno specifico studio di Flood Consequences Assessment, approvato dalle autorità UK, che ha confermato la piena compatibilità della conversione dell'impianto per l'attività CCS rispetto al rischio inondazioni.

- 4) Nel marzo 2021, Eni ha annunciato che il progetto HyNet North West CCS nel Regno Unito aveva ricevuto 33 milioni di sterline di finanziamenti dal governo britannico. ENI può confermare l'importo dei sussidi ricevuti direttamente o indirettamente dal governo britannico nell'ambito del progetto Hynet da marzo 2021 ad oggi e quanto ha investito ENI stessa in Hynet da allora?

Confermiamo che il progetto HyNet North West CCS è risultato assegnatario nel 2021 di 33 milioni di sterline come contributo governativo per la finalizzazione degli studi di progettazione.

Ad oggi Eni ha investito complessivamente per i progetti CCS fra cui anche Hynet circa €400 milioni.

- 5) Qual è l'importo dei sussidi che Eni prevede di ricevere dal governo britannico durante la durata del progetto e quanto investirà ENI in questo progetto?

Eni non riceve sussidi dal governo UK. Nel Regno Unito per i due progetti CCS prioritari Hynet NW ed East Coast Cluster è in vigore un modello regolato per i meccanismi di supporto agli emettitori e per la gestione delle infrastrutture per i servizi di trasporto e stoccaggio (T&S) della CO2 che prevede da parte degli emettitori il pagamento agli operatori T&S di una tariffa che copre tutti i costi inclusa un'adeguata remunerazione degli investimenti sostenuti. Lo scorso ottobre il Governo del Regno Unito ha annunciato lo stanziamento di fondi per un importo complessivo di 21,7 miliardi di sterline destinati agli emettitori industriali dei primi due cluster CCS del paese, tra i quali HyNet, da erogare nell'arco di un periodo di 25 anni.



## 5. Sviluppo upstream e midstream in Argentina ed Australia

### – Argentina

Il 14 aprile 2025, Eni ha annunciato di aver firmato un Memorandum d'Intesa con YPF per valutare la partecipazione al progetto Argentina LNG, che comprende lo sviluppo, il trasporto, la liquefazione e la successiva esportazione del gas prodotto dal giacimento di Vaca Muerta. Vaca Muerta contiene la seconda riserva più grande al mondo di gas di scisto e la quarta riserva più grande di petrolio di scisto, che vengono estratti tramite fracking, una tecnica complessa e ad alto impatto. La fase di progetto oggetto del Mol fra Eni e YPF è relativa allo sviluppo delle facilities upstream, di trasporto e di liquefazione del gas attraverso due unità Floating LNG da 6 MTPA ciascuna, per un totale di 12 MTPA.

1) A quanto ammonterebbe il costo dell'investimento?

Le attività concordate nel Mol con YPF hanno l'obiettivo di valutare tutti gli aspetti del progetto, compresi quelli tecnici, economici, commerciali, di HSE e sostenibilità. Nel corso delle attività verrà stimato anche il costo dell'investimento.

2) Il Quotidiano Nazionale, nell'articolo del 15 aprile 2025 riporta che Horacio Marín avrebbe "svelato che l'interesse di Eni è aumentato progressivamente. All'inizio delle conversazioni, iniziate ad ottobre in Italia, l'azienda italiana valutava solo un ruolo come compratore del gnl prodotto mentre con il proseguire dei colloqui è maturato l'interesse ad un maggiore coinvolgimento fino a considerare adesso la possibilità di inserirsi come "socio strategico". Quali condizioni sono cambiate perché Eni da compratore passerebbe ad essere un "socio strategico" del progetto?

Eni sta valutando l'opportunità Argentina LNG in linea con il proprio modello strategico di crescita, che prevede la valorizzazione dei progetti di sviluppo lungo tutta la catena integrata del valore, dalla produzione di risorse, fino al loro trattamento, trasporto e commercializzazione verso i mercati di riferimento.

3) Nel comunicato stampa del 14 aprile 2025 Eni dichiara "Il Mol di oggi è in linea con la strategia di Eni di promuovere la transizione energetica, privilegiando lo sviluppo delle produzioni a gas e riducendo l'impatto emissivo, con l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050, oltre a contribuire alle esigenze di sicurezza e competitività delle forniture energetiche." Come si coniuga la riduzione dell'impatto emissivo dichiarata da Eni con il fatto che se sfruttati e bruciati completamente, il petrolio e il gas contenuti nel bacino di Neuquén, di cui Vaca Muerta è il giacimento più grande, rilasceranno nell'atmosfera un volume di CO<sub>2</sub> pari all'11,4% del bilancio globale di CO<sub>2</sub>, ovvero l'intero volume di CO<sub>2</sub> che può essere emesso da oggi al 2050 se l'umanità vuole limitare il riscaldamento globale a 1,5 °C, come definito nell'Accordo di Parigi?

Le attività concordate nel Mol con YPF hanno l'obiettivo di valutare tutti gli aspetti del progetto, compresi quelli tecnici, economici, commerciali, di HSE e di sostenibilità, e

comprenderanno anche la valutazione dei profili emissivi e loro compatibilità con gli obiettivi di neutralità carbonica dichiarati da Eni.

- 4) Da anni, le comunità indigene Mapuche denunciano gli impatti devastanti dello sfruttamento del giacimento non convenzionale di Vaca Muerta tramite la tecnica del *fracking*. L'Organizzazione per l'Identità Territoriale Malalweche, che rappresenta più di 20 comunità mapuche nella provincia di Mendoza, ha fatto appello a diverse organizzazioni internazionali per denunciare e rendere pubblica la situazione critica e per chiedere giustizia. Questo processo di denuncia internazionale comprende: comunicazioni ai Relatori Speciali delle Nazioni Unite sui diritti dei popoli indigeni e sull'ambiente e i diritti umani, la presentazione di un *amicus curiae* brief alla Corte Interamericana dei Diritti Umani sull'emergenza climatica e i diritti umani e, recentemente, la testimonianza di un rappresentante dell'Organizzazione Malalwechein un'udienza pubblica dinanzi alla Corte internazionale di giustizia per dimostrare che l'estrazione di idrocarburi attraverso la fratturazione idraulica e l'estrazione di minerali metalliferi nei loro territori riduce la loro capacità di resistere alla crisi climatica e aggrava la grave scarsità d'acqua nella zona, minacciando la loro stessa sopravvivenza. Nelle parole di Orlando Carriqueo, rappresentante del Parlamento Mapuche Tehuelche di Río Negro: «L'incessante espansione delle operazioni di fratturazione idraulica ha invaso le nostre terre ancestrali senza il nostro consenso, con effetti quali il reinsediamento forzato, il degrado ambientale, gravi problemi di salute, la contaminazione dell'acqua, lo sconvolgimento culturale e la violazione del nostro diritto fondamentale alla vita». Come coniuga Eni questo investimento nello sfruttamento del giacimento di Vaca Muerta con la sua politica sui diritti umani, in particolare con l'impegno "a rispettare i diritti specifici delle popolazioni indigene, in linea con gli standard internazionali, la Convenzione sui Popoli Tribali (OIL169) e la Dichiarazione delle Nazioni Unite sui Diritti dei Popoli Indigeni (UNDRIP)"?

Le attività concordate nel Mol con YPF hanno l'obiettivo di valutare tutti gli aspetti del progetto, compresi quelli tecnici, economici, commerciali, di HSE e sostenibilità, inclusi gli aspetti relativi ai rapporti con le comunità locali e al rispetto dei diritti umani, in linea con gli impegni presi da Eni in merito.

#### – Australia

Dando seguito a quanto affermato da Eni nelle risposte alle domande pre-assembleari nel maggio 2024 riguardo al progetto offshore di Verus in Australia,

- 1) A che punto è l'esame dei concetti di sviluppo alternativi per il giacimento di Verus al fine di ridurre l'impatto ambientale del progetto?

Analogamente a quanto comunicato nel 2024, il progetto Verus è ancora nella fase di valutazione dei concetti di sviluppo alternativi.



- 2) Quando è prevista la FID per il progetto?  
*Si rimanda alla risposta alla domanda 1.*
- 3) Il processo autorizzativo del progetto è attualmente sospeso?  
*Si rimanda alla risposta alla domanda 1.*
- 4) Il progetto di espansione del terminal LNG di Dawin, di cui Eni detiene una quota dell'11 per cento, è attualmente accantonato? A che punto è il suo processo autorizzativo?  
*Il progetto è attualmente sospeso, in attesa di completare concept selection e FEED di Verus.*

## 6. Decarbonizzazione

### - Upstream

- 1) Il rapporto dell'Agenzia Internazionale dell'Energia su "L'industria del petrolio e del gas nella transizione verso emissioni nette zero" indica che, per raggiungere la neutralità climatica (net-zero) entro il 2050 e limitare l'innalzamento della temperatura media globale a 1,5°C: non vi è più spazio per nuove esplorazioni e nuova produzione di idrocarburi, in quanto quella esistente è sicura e sufficiente per soddisfare la domanda energetica attuale e futura; il consumo di combustibili fossili dovrebbe diminuire del 75% al 2050 e il 50% degli investimenti delle aziende oil&gas dovrebbe essere destinato all'energia pulita, principalmente rinnovabili, entro il 2030. Necessità peraltro affermata anche dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) che afferma che per restare nell'obiettivo di 1,5°C, le emissioni globali di gas serra devono raggiungere il picco prima del 2025 e diminuire del 43% entro il 2030, il che richiede una sostanziale riduzione dell'uso dei combustibili fossili. Dato l'obiettivo dell'azienda a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e dato che l'unico scenario che permette di mantenere l'innalzamento della temperatura media globale a 1,5°C prevede queste azioni, come l'azienda sta attuando o prevede di integrarle nella propria strategia? Facendo riferimento al piano strategico 2025-2028, non è chiaro se è ancora previsto un aumento progressivo della quota di gas in portafoglio fino al 60% entro il 2030? Se sì, ciò implicherebbe una riduzione progressiva della quota oil al 2030 (e oltre)? Come l'azienda intenderebbe diminuire la quota oil sul portafoglio totale? Al contrario, se non è più previsto, su quali scenari si è basata l'azienda per fare questa valutazione?
- 2) Dato l'obiettivo dell'azienda a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e dato che l'unico scenario che permette di mantenere l'innalzamento della temperatura media globale a 1,5°C è il Net Zero Emissions (NZE) della IEA, su quale tipo di scenario climatico basa le sue valutazioni e decisioni di investimento l'azienda? A quale traiettoria di aumento di temperatura giunge? Su quali assunzioni si basa questo scenario?



**Risposta alle domande 1 – 2** Non è corretto affermare che esista un unico scenario: nel contesto internazionale esistono attualmente molteplici scenari che riguardano il raggiungimento dell'1.5°C che seguono logiche di costruzione differenti e portano ad un range di possibili evoluzioni per il sistema energetico futuro, basandosi su un mix diversificati di leve, tecnologie e ipotesi sull'evoluzione delle abitudini di consumo e di policy. Eni, analizza diversi scenari, con particolare attenzione ai percorsi rappresentati da IEA e IPCC. Pur nei limiti del confronto, la strategia di decarbonizzazione di Eni, in termini di leve e obiettivi di riduzione delle emissioni, risulta sostanzialmente compatibile a questi scenari. Per approfondimenti sugli scenari analizzati si rimanda alla sezione Rendicontazione di Sostenibilità della Relazione Finanziaria Annuale 2024.

Eni monitora le proprie emissioni potenziali dai principali asset e progetti, mantenendo una prospettiva di medio-lungo termine attraverso il piano strategico e la valutazione dei progressi verso il net zero @2050. Nell'Upstream, viene data priorità agli investimenti nelle risorse in produzione e nell'esplorazione di aree adiacenti agli asset/infrastrutture esistenti. Eni valuta la resilienza del proprio portafoglio per mitigare i rischi associati agli stranded asset e applica un internal carbon pricing per garantire che i nuovi investimenti siano coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione. In particolare, Eni verifica la resilienza delle proprietà O&G attraverso il processo di l'impairment test sistematico delle proprietà oil&gas e utilizza gli stress test del risultato del caso base a differenti assunzioni di scenario per valutarne la ragionevolezza. Uno di questi scenari di stress considera i prezzi dell'O&G e i costi di CO<sub>2</sub> dell'IEA NZE @2050. Maggiori informazioni sono riportate nella Relazione Finanziaria Annuale Eni 2024 in particolare alle pag. 323-324 ove sono rappresentate alcune sensitivity analysis a corredo dei dati finanziari.

- 3) Poiché l'unico scenario compatibile con il contenimento dell'aumento della temperatura media globale entro 1,5°C prevede una riduzione del 75% nel consumo di combustibili fossili, l'interruzione delle attività di esplorazione e produzione di nuovi idrocarburi, e la riallocazione di almeno il 50% degli investimenti delle aziende oil & gas verso energie pulite, sarebbe utile specificare come verrà ripartito il capex nel periodo 2025-2028 tra i diversi segmenti inclusi nella voce "Global Natural Resources". In particolare, quanto capitale sarà destinato: al mantenimento dell'upstream esistente, all'espansione dell'upstream, alle attività legate a CCS (Carbon Capture and Storage), agli agri-hub, al settore LNG, e al trading di petrolio.

Nel prossimo piano quadriennale 2025-2028, prevediamo investimenti lordi (prima del contributo del portafoglio) delle società consolidate per circa 33 miliardi di euro, con la seguente ripartizione per i principali business:

- Oltre €20 miliardi nella Direzione Global Natural Resources di cui più del 60% relativo a progetti gas che rappresenta il vettore energetico di transizione e supporta la sicurezza e sostenibilità energetica e ad iniziative di CCS ed efficienza energetica/flaring down;



- circa €1,2 miliardi all'anno per sviluppare la capacità di generazione da fonti rinnovabili, la rete di punti di ricarica EV, il consolidamento e la crescita della base di clienti retail e business e altre iniziative di Plenitude;
- circa €0,5 miliardi all'anno investiti per aumentare la capacità di bioraffinazione in Italia e all'estero e per migliorare le prestazioni della rete di stazioni di servizio Enilive;
- circa €2 miliardi per il piano quinquennale di ristrutturazione dell'attività chimica e per lo sviluppo di nuove piattaforme di prodotti nella biochimica e nell'economia circolare.

Complessivamente nel quadriennio 2025- 2028 Eni prevede di destinare circa il 30% degli investimenti a progetti lower carbon.

Il 35% della manovra investimenti di Piano è volta a garantire la sicurezza e la continuità operativa degli asset.

*- Misure di riduzione del rischio*

- 4) Secondo la Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), che impone la rendicontazione sugli impatti ambientali e sociali delle attività aziendali, e in particolar modo gli Standard obbligatori per la rendicontazione di sostenibilità (European Sustainability Reporting Standard – ESRS), le società devono pubblicare il proprio Piano di Transizione per la mitigazione del cambiamento climatico. Nel 2025 dovranno essere quindi pubblicati i primi report di sostenibilità conformi a CSRD/ESRS per le grandi aziende quotate, rendicontando così anche i primi piani di transizione. Il piano di transizione di Eni metterà in luce i rischi economici- finanziari legati al clima a cui Eni e i suoi investitori potranno andare incontro all'interno di un percorso di decarbonizzazione? Per esempio, fornendo una valutazione dell'esposizione finanziaria dell'azienda ai rischi climatici e fisici? Ritenete che sia vostra responsabilità mettere in atto un piano di transizione di modo che gli investitori prendano delle decisioni informate dei rischi in cui potrebbero incorrere? In che modo verrà assicurata la credibilità di questo piano rispetto agli obiettivi climatici?

Eni ha pubblicato ad aprile la prima rendicontazione di sostenibilità conforme agli ESRS previsti dalla CSRD, all'interno della Rendicontazione Finanziaria Annuale (RFA) 2024. Il documento evidenzia i rischi fisici e di transizione legati al cambiamento climatico. La direttiva non richiede obbligatoriamente la quantificazione degli effetti finanziari attesi derivanti dai rischi fisici e di transizione nei primi tre anni di redazione della rendicontazione di sostenibilità: per il momento, sono state fornite informazioni di natura qualitativa su tutte le tipologie di rischio ed è stata eseguita un'analisi di resilienza con valutazioni quantitative rispetto ai rischi di transizione (si veda risposta alla domanda n2 su impairment test). Per maggiori approfondimenti sui rischi, analisi di resilienza e sul piano di decarbonizzazione si rimanda alla sezione Rendicontazione di Sostenibilità della Relazione Finanziaria Annuale 2024.

- 5) In un contesto in cui la domanda di fonti tradizionali come gas e petrolio deve diminuire del 75% al 2050 per mantenere l'innalzamento della temperatura media globale a 1,5°C, come indicato dalla IEA, come intende l'azienda gestire il rischio di generare stranded assets con nuovi investimenti in esplorazione e produzione di idrocarburi? Quanto la strategia aziendale poggia e poggerà in futuro su investimenti in settori alternativi, come le rinnovabili? Si potrebbe dunque chiarire l'ammontare totale del capex per Plenitude e Enilive previsto per il periodo 2025-2028? La cifra contenuta nel Piano Strategico 2025-2028 si riferisce al totale o c'è una parte proporzionale del capex che non viene riportata in quanto è in quota di altri investitori?

Nel quadriennio di piano 2025-2028 sono programmati investimenti organici delle società consolidate del Gruppo Plenitude di ca. €1,2 mld/anno; per Enilive e le società consolidate di questa ca. €0,5 mld/anno.

- 6) Nella sua strategia di decarbonizzazione l'azienda presenta degli obiettivi per lo sviluppo della Carbon Capture and Storage (CCS) e dell'energia da fusione. Ad oggi, tuttavia, non si vede la concretezza di questi progetti, ossia non si vede il loro contributo effettivo alla decarbonizzazione del portfolio aziendale in sostituzione alle fonti tradizionali. Quanto intende l'azienda scommettere su questi investimenti ad alto rischio, le cui tempistiche sono incerte, all'interno di un percorso di decarbonizzazione in cui per restare nell'obiettivo di 1,5°C, le emissioni globali di gas serra devono raggiungere il picco prima del 2025 e diminuire del 43% entro il 2030?

L'implementazione della strategia Eni verso l'obiettivo Net Zero si basa su una serie completa di soluzioni di decarbonizzazione tecnologicamente consolidate ed economicamente sostenibili, come progetti per la riduzione delle emissioni di metano, flaring e venting di routine/processo, misure di efficienza energetica, l'aumento di produzione da fonte rinnovabile, la conversione di raffinerie tradizionali in bio-raffinerie, la chimica verde ed anche la CCS.

Per Eni la CCS è una leva di decarbonizzazione chiave ed un'opportunità sia per ridurre le emissioni delle proprie attività sia come servizio per favorire la decarbonizzazione delle attività industriali di terzi, garantendo una maggiore competitività dell'attività industriale. I progetti CCS in fase di sviluppo a Ravenna ed in Libia contribuiranno tra l'altro a decarbonizzare le attività upstream di ENI così come quelle nel campo della bioraffinazione, della chimica, e della generazione elettrica.

Eni considera l'innovazione tecnologica uno dei pilastri della propria strategia di transizione energetica e supporta la ricerca nelle tecnologie innovative che possono generare una svolta nel percorso di decarbonizzazione. Per Eni un approccio neutrale e pragmatico alle tecnologie è la migliore strategia per delineare un percorso di transizione energetica efficace ed efficiente. In particolare, neutralità tecnologica significa per Eni valutare le tecnologie in base all'efficienza del contributo che ciascuna di essa può fornire all'obiettivo di decarbonizzazione delle nostre attività in ciascuno

specifico settore e applicazione, tenuto conto delle tempistiche e peculiarità delle geografie di utilizzo.

All'interno della propria strategia di neutralità tecnologica, Eni considera la fusione come una delle opzioni tecnologiche nell'ambito del più ampio ventaglio di vettori per la decarbonizzazione che la Società sta mettendo in campo.

Lo sviluppo dell'energia da fusione nucleare (e la sua successiva industrializzazione) consentirà di generare grandi quantità di energia con un processo sicuro e virtualmente inesauribile, offrendo un contributo importante alla decarbonizzazione del settore energetico.

Il nostro impegno in questa tecnologia di frontiera prevede un programma industriale con identificate milestone a medio e lungo termine, sostenuto da solide partnership e da robuste basi scientifiche, con l'obiettivo di rendere commercializzabile l'energia da fusione in tempi compatibili con la transizione.

- *Bioraffinazione e biochimica*

- 7) È previsto un potenziamento della capacità di bioraffinazione per la produzione di energia (carburanti, anche per aviazione) e di materiali (chimica) utilizzando feedstock vegetali. L'obiettivo prevede una capacità installata complessivamente superiore a 5 Mtpa entro il 2030. Quanto di questa capacità sarà finalmente installata in Italia? Quanto sarà dedicato a produzioni per biochimica (Versalis) e quanto a biocarburanti (Enilive)? Quali biomasse saranno utilizzate (oli vegetali, lignocellulosiche, ecc.), quale l'origine (colture, residui) e quale la provenienza geografica?

Lo sviluppo delle bioraffinerie, integrate verticalmente con la produzione di materie prime da biomassa in progetti agroindustriali e lo sviluppo della biochimica sono azioni concrete, interconnesse e sinergiche che Eni sta implementando. Attraverso la creazione di connessioni e sinergie tra i suoi diversi business, Eni può offrire soluzioni uniche, che ottimizzano l'uso delle risorse e supportano gli impegni collettivi di decarbonizzazione.

Enilive, la società di Eni per la trasformazione della mobilità, è una delle aziende leader nel settore della bioraffinazione a livello globale, distinguendosi per aver sviluppato una tecnologia proprietaria con Honeywell UOP (Ecofining™), che consente la produzione di biocarburanti sostenibili che garantiscono un'elevata riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, come l'HVO (Hydrogenated Vegetable Oil) e il SAF (Sustainable Aviation Fuel). L'HVO è già disponibile in oltre 1.000 stazioni di servizio e si prevede che SAF raggiunga un'opzionalità di oltre 1 MTPA entro il 2026, con un potenziale di raddoppio entro il 2030.

L'infrastruttura della bioeconomia nel settore chimico integra le filiere agricole e lo sviluppo dei prodotti, ponendoli come soluzione alle sfide ambientali e comunitarie. Tale approccio è essenziale per ridurre i rifiuti e contrastare gli impatti sull'ambiente e sul clima.

Versalis è impegnata a rafforzare il posizionamento competitivo nella chimica da materie prime rinnovabili, sviluppando piattaforme tecnologiche integrate che



prevedono l'utilizzo di biomassa - del tutto o in parte - per produrre sostanze chimiche e plastiche.

La strategia è quella di sviluppare tecnologie proprietarie/alleanze per costruire una filiera integrata di prodotti via via a crescente contenuto di materia bio-based dando priorità ad applicazioni per cui i rischi di inquinamento di acqua e suolo sono elevati e ridisegnando i sistemi di produzione, utilizzo e fine vita per cui i benefici di decarbonizzazione dei sistemi siano significativamente superiori rispetto a quelli degli stessi prodotti tradizionali.

Novamont dispone ad oggi di una capacità produttiva di plastiche biodegradabili di circa 170 kta integrata con una produzione di bio-poliesteri pari a 120 kta e di monomeri bio (bio-butandiolo, acido azelaico) con impianti ubicati tutti in Italia.

Nel 2024, il 71% delle materie prime di origine vegetale trasformate da Novamont è stato prodotto con materie prime di origine UE. Il restante 29% è di origine extra-UE.

L'approvvigionamento virtuoso e l'uso della biomassa richiedono un approccio responsabile che garantisca una gestione sostenibile dell'intera catena di approvvigionamento, supportando al contempo le comunità locali. A tal proposito, è essenziale aumentare l'utilizzo degli scarti della filiera agroalimentare e non solo, garantendo i cicli rigenerativi naturali, preservando i terreni ad alta biodiversità, le riserve ad alto contenuto di carbonio, e rispettando le buone pratiche agricole e i diritti umani.

Eni si impegna ad aumentare gradualmente la quota di materie prime derivanti da rifiuti e residui da biomassa, in linea con gli obiettivi al 2030 della direttiva RED I. Nel 2023, Enilive ha principalmente fornito le sue bioraffinerie (oltre il 97%) con materie prime di scarto e residui, come, ad esempio, oli da cucina usati, grassi animali e residui dell'industria agroalimentare per produrre biocarburanti, diesel HVO, bio-LPG, bio-jet e bio-nafta, quest'ultima destinata alla catena di approvvigionamento del settore chimico.

La maggior parte delle fonti di Eni da biomassa sono certificate secondo schemi di certificazione riconosciuti a livello internazionale, quali ISCC EU e ISCC PLUS.

La futura installazione di 5 Mtpa, di cui circa la metà in Italia, riguarda la bioraffinazione per la produzione di biocarburanti e non considera la biochimica che produce già oggi bioplastiche con altri processi con una capacità di 170kt.

- 8) Versalis intende incrementare la quota di prodotti che utilizzano materie prime di origine vegetale. Attraverso quali processi? E' previsto un piano di industriale e di marketing per indirizzare il mercato nella sostituzione di polimeri di origine fossile con polimeri biobased per applicazioni, ad esempio nel packaging alimentare?

L'ampliamento della propria Piattaforma Bio è una delle linee strategiche che Versalis sta perseguendo, attraverso l'utilizzo di materie prime rinnovabili e lo sviluppo di piattaforme tecnologiche integrate. Versalis offre prodotti chimici e polimeri derivanti, in tutto o in parte, da biomassa in modo da ridurre la dipendenza da materie prime di origine fossile. L'acquisizione di Novamont ha rafforzato l'impegno societario, offrendo soluzioni bio-based biodegradabili e compostabili in grado di soddisfare necessità tecniche, mitigando al contempo alcune problematiche ambientali.

Novamont, leader nella bioeconomia circolare e nel mercato di biochemicals, bioplastiche biodegradabili e compostabili nonché bioprodotto per agricoltura, lubrificazione e cosmesi, rappresenta un'opportunità di evoluzione del portafoglio Versalis.

Il portafoglio societario delle plastiche derivanti da biomassa include diverse soluzioni a ridotta impronta carbonica, disegnate specificatamente per adattarsi alle molteplici applicazioni degli imballaggi alimentari, anche in funzione delle più opportune strategie di gestione del fine vita dell'imballaggio e del suo contenuto.

Ad esempio, Mater-Bi, famiglia di bioplastiche sviluppate da Novamont, comprende prodotti certificati come biodegradabili e/o compostabili secondo i principali standard internazionali. Per tali prodotti sono state eseguite valutazioni verificate del ciclo di vita per determinare l'impronta di carbonio secondo la norma ISO 14067; i risultati indicano che l'utilizzo di bioplastiche determina una riduzione delle emissioni di gas serra rispetto ad analoghi prodotti derivati da materie prime fossili, grazie all'utilizzo in tutto o in parte di fonti rinnovabili.

- 9) Quali sono i piani di sviluppo per la produzione di biometano, per quali quantitativi? Con quali sinergie rispetto alla transizione biobased?

Abbiamo acquisito Fri-el nel 2021, uno dei principali operatori in ambito biogas in Italia con 22 impianti, con l'obiettivo di riconvertire tali unità produttive in biometano, anche alla luce del sistema di incentivi previsti dal GSE per gli impianti idonei. Ad oggi è stata finalizzata la conversione di due impianti per l'immissione in rete.

Stiamo valutando l'utilizzo del biometano in sostituzione del metano di origine fossile nei processi industriali delle bioraffinerie Enilive, quale ulteriore leva di decarbonizzazione.

- *Emissioni di metano*

- 10) Dato che l'azienda ha già raggiunto nel 2019 l'obiettivo della riduzione dell'80% delle emissioni fuggitive di metano, ha intenzione di stabilire un nuovo target? Cosa impedisce di raggiungere l'eliminazione totale delle fuggitive? Come prevedete di far in modo che gli operatori di assets di cui detenete delle quote azionarie senza esserne gli operatori includano obiettivi di riduzione delle emissioni fuggitive nei propri piani?

Eni ha raggiunto l'obiettivo di riduzione delle emissioni fuggitive nel 2019, 6 anni in anticipo rispetto all'anno di target (2025), grazie alla massiccia implementazione di campagne di monitoraggio LDAR, che ad oggi sono condotte con frequenza annuale e che, nel biennio 2025-2026, coprirà la totalità degli asset gestiti da Eni, inclusi nuovi progetti ed acquisizioni. In aggiunta all'obiettivo di riduzione delle emissioni fuggitive, con un approccio che ha interessato prioritariamente il settore Upstream, Eni ha definito un obiettivo di mantenimento al 2025 dell'intensità emissiva di metano entro la soglia dello 0,2%, ritenuta dal settore indice di una gestione operativa con emissioni di metano prossime allo zero, ed ha aderito all'iniziativa Aiming For Zero lanciata da OGCI per l'eliminazione delle emissioni di metano dai propri asset entro il 2030. Inoltre, nell'ambito della partecipazione all'iniziativa Oil & Gas Methane Partnership

(OGMP 2.0), Eni è stata riconosciuta come Gold Standard Reporting, come riportato nel Rapporto 2024 dell'Osservatorio internazionale sulle emissioni di metano (IMEO), pubblicato da UNEP. L'impegno riguarda anche gli asset non operati da Eni, per i quali Eni svolge attività di sensibilizzazione e coinvolgimento nei confronti degli operatori terzi per la misurazione e mitigazione delle emissioni di metano.

Per maggiori dettagli si rimanda alla sezione Rendicontazione di Sostenibilità della Relazione Finanziaria Annuale 2024, ed al documento "Methane Report 2024", disponibile su sito Eni al seguente link:

<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/sustainability/2024/Eni-Methane-Report-2024.pdf>.

- 11) Il regolamento europeo sulle emissioni di metano recentemente adottato dall'Unione Europea, impone agli importatori di petrolio greggio, gas naturale e carbone di comunicare annualmente i dati sulle emissioni di metano, anche quelle dei paesi e delle imprese esportatrici, a partire dal 2025. A partire dal 1° gennaio 2027, gli operatori che importano devono dimostrare e comunicare alle autorità che i contratti conclusi o rinnovati il 4 agosto 2024 o successivamente riguardano solo materie prime soggette a determinati standard di emissioni di metano. A partire dal 2028, gli importatori dovranno comunicare un ulteriore parametro: l'intensità del metano emesso durante la produzione di petrolio, gas e carbone importati nell'Unione, secondo una metodologia che sarà stabilita dalla Commissione tramite un atto delegato. Quali sono le azioni che l'azienda intende implementare e sta già implementando per sottostare al regolamento sulle emissioni di metano?

Eni ha da subito avviato canali di dialogo e confronto con i propri importatori di petrolio greggio ed ai fornitori di gas ed LNG al fine di condividere le informazioni rilevanti e gestire le azioni necessarie ai fini degli adempimenti previsti.

Tra queste, a fine 2024 sono state richieste agli importatori di petrolio greggio ed ai fornitori di gas ed LNG importati in Europa le informazioni necessarie per il reporting, a carico degli importatori, sulle attività di monitoraggio, reporting, verifica e mitigazione delle emissioni di metano condotte dai produttori dell'energia fossile importata in UE. Quanto raccolto è stato trasmesso nei termini (5 maggio) e secondo le modalità previste al MASE.

In preparazione per l'adempimento degli ulteriori obblighi con scadenze successive, Eni sta da un lato continuando le attività di dialogo e negoziazione con le controparti commerciali con i propri fornitori e dall'altro partecipando in ambito associativo al confronto con le Autorità Europee e nazionali finalizzato al chiarimento di alcuni aspetti fondamentali che sono tuttora non definiti.

- 12) Come attesta l'International Energy Agency, le emissioni di metano calcolate partendo da fattori di conversione (livello 4) sono risultate più basse rispetto a dati satellitari, è quindi opportuno che il calcolo delle emissioni venga supportato da dati satellitari, come richiesto dal livello 5 di OGMP 2.0. L'azienda ha in previsione di far leva sui dati satellitari per ottimizzare la misurazione delle proprie emissioni di metano? Se sì, con quali tempistiche?



Eni ha aderito al framework OGMP 2.0 fin dalla fine del 2020, impegnandosi a raggiungere il gold standard nel monitoraggio e nel reporting delle emissioni di metano. Nel 2024, ha ottenuto il riconoscimento del Gold Standard Reporting, grazie all'adozione di un mix di tecnologie, tra cui misure bottom-up a livello di equipment e misure top-down a livello areale, utilizzando droni. Questi ultimi sono più efficaci dei satelliti per la loro capacità di rilevamento di emissioni di metano a bassa soglia. Le campagne annuali, basate sull'incrocio di dati a livello di sorgente e areali, rendono Eni robusta e solida nella rendicontazione delle emissioni di metano.

## 7. Domande presentate in collaborazione con Greenpeace Italia

### - Sponsorizzazioni

- 1) Vorremmo avere l'elenco di tutte le manifestazioni (culturali, sociali, sportive e di altro tipo) - con rispettive cifre investite - sponsorizzate da ENI nel corso del 2024 e quelle che ha sponsorizzato o sponsorizzerà nel 2025.

Le iniziative di sponsorizzazione di Eni sono collegate ad obiettivi di comunicazione con particolare attenzione ai territori in cui operiamo. Tra queste, le principali iniziative relative ai settori indicati nel corso del 2024 hanno riguardato: Lega Serie A, Dadu Children's Museum of Qatar, iniziativa Villaggi Coldiretti, Ravenna Festival, CeraWeek, ADIPEC, Gastech, Giornata Mondiale dei Bambini, sponsorizzazione dell'Istituto Nazionale del Dramma Antico (INDA) oltre alla prosecuzione delle partnership con la Fondazione Milano Cortina, con la Federazione Italiana Giuoco Calcio e con l'Olimpia Milano.

Le principali partnership già avviate relative all'anno 2025 si riferiscono a: Alpine BWT Formula One Team, Ravenna Festival, ADIPEC, Gastech, CeraWeek, EXPO Osaka, nonché la prosecuzione della partnership con la Lega Serie A, con la Fondazione Milano Cortina, con la Federazione Italiana Giuoco Calcio, con l'Olimpia Milano e con il Dadu Children's Museum of Qatar.

I valori delle sponsorizzazioni variano in relazione ai benefit riconosciuti ad Eni.

Nel complesso, nel corso del 2024 meno del 10% delle iniziative ha avuto un valore superiore a €250 mila. Tutte le altre si collocano al di sotto di tale importo.

- 2) ENI è tra i main sponsor delle 19 squadre nazionali della FIGC (Federazione Italiana Giuoco Calcio). Qual è l'importo complessivo di questo accordo di sponsorizzazione?

Il presupposto di base della partnership con la Federazione Italiana Giuoco Calcio è il valore del calcio come simbolo unificante del nostro Paese e come efficace driver di comunicazione. L'accordo, a fronte del quale Eni, insieme ad altre grandi imprese italiane, ha assunto il ruolo di Top Sponsor della squadra nazionale di calcio e delle altre squadre FIGC, garantisce, oltre ad un'elevata visibilità, anche benefit di ospitalità e promozione nonché la possibilità di veicolare, anche all'interno dell'azienda, valori in cui Eni si identifica: attenzione al benessere delle persone, rispetto delle regole, inclusione, sostegno al Paese e ai territori in cui l'azienda opera.

In considerazione della rilevanza strategica dell'accordo, si ritiene che l'eventuale



pubblicazione del dato relativo al valore della sponsorship possa arrecare pregiudizio agli interessi economici e commerciali delle parti contraenti.

3) A quanto ammonta la sponsorizzazione della scuderia BWT Alpine Formula One Team?

L'accordo di sponsorizzazione della scuderia BWT Alpine Formula One Team si inserisce nell'ambito di un più ampio accordo sottoscritto tra Eni ed il Gruppo Renault finalizzato ad individuare e sviluppare opportunità di collaborazione per la decarbonizzazione del settore dei trasporti. L'iniziativa segna anche il ritorno di Eni in un team affiliato a Enstone, dopo l'ultima partnership del brand con una scuderia di Formula 1, la Benetton, nel 2000. Inoltre, il team collaborerà con Eni per la promozione del brand Enilive in alcune gare selezionate della stagione, che consta di 24 appuntamenti. In qualità di Premium Partner del team, il brand Eni è visibile su A525, che corre per la scuderia nel Campionato del Mondo FIA di Formula 1 2025, nonché sulle tute da gara e sui caschi di tutto lo schieramento di piloti. La presenza di Eni si estende anche al team di pit-stop e all'intero ecosistema e ambiente di gara di BWT Alpine Formula One Team, includendo anche una futura collaborazione per valutare e analizzare innovazioni in riferimento alle tecnologie dei carburanti nonché allo sviluppo di biobenzina per le gare ai massimi livelli del motorsport.

In considerazione della rilevanza strategica dell'accordo, si ritiene che l'eventuale pubblicazione del dato relativo al valore della sponsorship possa arrecare pregiudizio agli interessi economici e commerciali delle parti contraenti.

4) Quanto spende ENI per l'ENI Rugby Tour? quante squadre e giocatori coinvolge?

La Federazione Italiana Rugby promuove, attraverso il rugby, anche modelli di comportamento positivi e di sensibilizzazione sui temi della responsabilità sociale quali l'impegno personale, il rispetto delle regole, il corretto rapporto con gli altri. Si ispira inoltre all'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile dell'ONU e in particolare si impegna su 5 obiettivi fondamentali: salute e benessere, istruzione di qualità, parità di genere, riduzione delle disuguaglianze, città e comunità sostenibili. Il sostegno di Eni all'iniziativa Rugby Tour si inserisce in questo quadro e conferma l'attenzione verso le nuove generazioni, con particolare impegno nei territori in cui Eni è presente.

La collaborazione in corso, che è previsto concludersi nel mese di maggio 2025, prevede l'organizzazione di 7 tappe durante le quali si tengono eventi di incontro, gioco e competizione per bambini e bambine dai 6 ai 12 anni, con il coinvolgimento delle strutture regionali e con i Club presenti sul territorio. Ogni festa raggruppa dai 4 agli 8 Club, ciascuno presente con una squadra di ogni categoria. L'edizione precedente ha visto il coinvolgimento di 40 Club e oltre 2.000 partecipanti.

Si ritiene che l'eventuale pubblicazione del dato relativo al valore della sponsorship possa arrecare pregiudizio agli interessi economici e commerciali delle parti contraenti.



- 5) Eni (attraverso le sue controllate) è tra gli sponsor principali del Festival di Sanremo organizzato da Rai. A quanto ammonta la cifra totale investita dal gruppo nel Festival nel 2024 e nel 2025 quali accordi intercorrono tra Rai ed Eni per le edizioni dei due anni menzionati e per quelle dei prossimi anni?

Dal 2022 Eni rinnova la partnership con il Festival di Sanremo e per il secondo anno consecutivo vede la partecipazione congiunta di Eni SpA, Enilive e Plenitude. L'evento, come noto, ha raggiunto ottimi risultati, in crescita verso gli anni precedenti, sia in termini di audience che di share e quindi ha permesso all'azienda di godere di una notevole visibilità. In considerazione della rilevanza strategica dell'accordo, si ritiene che l'eventuale pubblicazione del dato relativo al valore della partnership possa arrecare pregiudizio agli interessi economici e commerciali delle parti contraenti.

- *Scuola e università*

- 6) Quanti sono i percorsi PCTO, ex alternanza scuola-lavoro, o simili che coinvolgono ENI? Che mansioni svolgono gli studenti coinvolti? Quale è il costo di queste attività?

In ambito scolastico Eni organizza percorsi per le competenze trasversali e per l'orientamento (PCTO, ex alternanza scuola-lavoro), oltre 20 nell'anno scolastico in corso, che per gli studenti prevedono sostanzialmente la partecipazione a lezioni, project work e visite in azienda o agli stabilimenti, assistendo a riunioni e incontri sui temi di interesse, al fine di orientarli al mondo del lavoro.

Tali iniziative non generano costi.

- 7) A quanto ammonta il finanziamento nel 2025 di ENI nei progetti di ricerca delle università statali italiane?

Nei primi 4 mesi del 2025 sono stati avviati progetti che includono attività di ricerca presso università statali italiani, per un finanziamento pari a circa €2,8 mln.

- 8) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attualmente attivi tra ENI e università?

Attualmente sono in essere circa 170 attività tra Eni e università italiane e straniere all'interno di 8 linee progettuali di ricerca: CCUS; Bio & Low Carbon Products; Bio; Circular Compounding and polymers; Renewables & Storage; Fusion; Environmental and Water Management; Operational Excellence towards a sustainable energy transition; Digital, HPC and AI.

- 9) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attivi tra ENI e università italiane che non riguardano le tecnologie rinnovabili?

Tutti i nostri progetti sono in riferimento alla transizione energetica. Nello specifico, per le tecnologie rinnovabili, attualmente sono in essere 19 attività con università italiane che riguardano progetti di ricerca in ambito Renewables and Storage.

- 10) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attivi tra ENI e università italiane che non

riguardano i combustibili fossili?

Tutti i nostri progetti sono in riferimento alla transizione energetica; solo un numero limitato di collaborazioni universitarie è dedicato ad attività di miglioramento delle conoscenze nell'ambito delle discipline universitarie di tradizionale interesse (geologia, fisica, matematica, ingegneria) che mantengono principalmente rilevanza per gli aspetti HSE e hanno comunque implicazioni per i business emergenti legati alla transizione (i.e.CCS).

- 11) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attivi tra ENI e università italiane che non riguardano il nucleare?

Tutti i nostri progetti sono in riferimento alla transizione energetica. Nello specifico, per la fusione, attualmente sono in essere 23 attività con università italiane che riguardano progetti di ricerca in ambito Fusione a Confinamento Magnetico.

- 12) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attualmente attivi tra ENI ed enti di ricerca?

Attualmente sono in essere 18 attività con centri di ricerca italiani e stranieri per progetti di ricerca.

- 13) Quante sono le borse di dottorato di ricerca finanziate da ENI nelle università italiane?

Le borse di dottorato di ricerca finanziate da Eni e sue Società sono 52.

- *Diritto all'energia*

- 14) Quanti erano i clienti Plenitude (sia gas che luce) morosi a dicembre 2019, dicembre 2020, dicembre 2021 e dicembre 2022, dicembre 2023 e dicembre 2024, in valore assoluto e percentuale rispetto al totale degli utenti plenitude?

Plenitude ricorre al distacco delle forniture di clienti morosi solo dopo aver esperito tutte le possibili soluzioni per il recupero del credito, inclusa la possibilità di trovare accordi specifici con i clienti per agevolare il pagamento delle bollette, sempre nel rispetto della normativa di settore già volta a tutelare il consumatore. A fronte di una customer base sostanzialmente costante nel periodo 2024 - 2019:

- il numero delle cessazioni per morosità è in discesa di circa il 20% (2024 vs 2019);
- il numero dei clienti morosi è in discesa di circa il 35% (2024 vs 2019).

- 15) Quante disconnessioni dalla rete elettrica sono state fatte nel 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024 per morosità, in valore assoluto e percentuale rispetto al totale degli utenti plenitude? Chiediamo una classificazione in base all'età anagrafica delle persone.

Si rimanda alla risposta alla domanda (14).



- *Palestina/Israele*

- 16) ENI ha risposto allo studio legale Foley Hoag LLP, con sede a Boston, Stati Uniti, che nel 2024 ha inviato una diffida ad ENI chiedendole di non avviare attività esplorative nelle acque al largo della Striscia di Gaza rivendicate dalla Palestina?

*Si rimanda alla risposta alla domanda successiva (17).*

- 17) In occasione della assemblea degli azionisti 2024 Eni ha risposto ad una domanda pre-assembleare sulla questione il seguente: *"Nel dicembre 2022 il Ministero dell'Energia Israeliano ha avviato il Quarto Offshore Bid Round internazionale per l'assegnazione di licenze esplorative a mare. Eni con i partner del suo consorzio ha partecipato alla gara competitiva presentando un'offerta nel luglio del 2023, precedentemente all'escalation geopolitica iniziata il 7 ottobre 2023. L'annuncio dell'aggiudicazione è avvenuto il 29 ottobre 2023, e ad oggi nessuna licenza è stata ancora emessa e, pertanto, nessuna attività è stata avviata nell'area."* La licenza è stata finalmente emessa dal ministero dell'energia israeliano?

*Nessuna licenza è stata finora emessa e nessuna attività esplorativa è in corso di svolgimento*

- 18) Nel 2024 ENI ha acquisito quote di Ithaca Energy, l'azienda energetica controllata da Delek Group che opera nei territori palestinesi occupati e rifornisce l'esercito israeliano: quali relazioni economiche intrattiene ENI con Delek Group? Quale due diligence è stata condotta da ENI per assicurarsi di non contribuire ai crimini di guerra di Israele?

*Ithaca è un gruppo indipendente, quotato a Londra e operante nell'oil & gas nell'area dello "UK continental Shelf", di cui Eni è diventato uno shareholder. L'Operazione Eni-Ithaca di business combination è stata negoziata, eseguita e conclusa direttamente tra Eni ed Ithaca plc, in linea con la corporate governance di Ithaca plc e non vi è alcun collegamento tra l'operazione Eni-Ithaca e le vicende connesse ai Territori Palestinesi.*

- 19) ENI possiede il 2% del Caspian Pipeline (CPC), l'oleodotto che trasporta greggio anche a Israele: ENI fornisce quindi petrolio allo Stato di Israele? Quale due diligence ha condotto per assicurarsi di non contribuire ai crimini di guerra di Israele?

*Eni detiene una partecipazione minoritaria del 2% nel Caspian Pipeline Consortium (CPC), un'infrastruttura di trasporto che opera su base multi-shipper e che trasporta greggio per conto di diverse compagnie internazionali, senza avere un ruolo nella commercializzazione del greggio trasportato. Ogni azienda produttrice che utilizza l'oleodotto mantiene la piena titolarità e responsabilità commerciale sul proprio greggio, secondo i rispettivi accordi contrattuali.*

*Il greggio prodotto da Eni in Kazakistan, compreso quello proveniente dal giacimento di Karachaganak (operato tramite il consorzio KPO), viene commercializzato direttamente da Eni attraverso la propria trading company (Eni Trade & Biofuels, ETB) o attraverso le trading company del consorzio stesso. Le principali destinazioni del crudo prodotto da Eni in Kazakistan sono i mercati europei, incluso il nostro sistema*

8896 1/150

di raffinazione in Italia.

- *Voli del personale Eni*

- 20) Quanti sono stati voli privati di personale di ENI e sussidiarie nel 2024 con servizi di chartering o aero-taxi? Quanti di questi voli (sia con velivoli di proprietà che noleggiati) sono stati voli nazionali?

Nel 2024 Servizi Aerei, società interamente controllata da Eni S.p.A., ha fornito a Eni servizi di volo a domanda per un totale di 1.016 ore di volo, di cui 203 ore per voli nazionali effettuati per 194 ore con aerei della propria flotta, composta da tre aerei, e per 9 ore con il noleggio di aerei terzi. Tali aerei sono esclusivamente utilizzati per le esigenze operative delle società appartenenti al gruppo Eni. Inoltre, soprattutto in relazione a determinate destinazioni estere, l'utilizzo di una flotta aziendale consente di garantire i necessari livelli di servizio e di sicurezza.

## 8. Zohr, Egitto

Nelle relazioni annuali per gli anni 2021 e 2022 l'Eni invece ha ufficialmente ridotto le riserve certe sviluppate (IP) del giacimento di Zohr, nelle acque egiziane, di ben 20,5 B scm, il che significa ridurre le riserve di Zohr di ben 41 B scm, in quanto Eni detiene il 50% di tali campi. La SEC, a cui fa riferimento Eni per la definizione delle riserve, stabilisce che: *"Proved developed oil and gas reserves are reserves that can be expected to be recovered through existing wells with existing equipment and operating methods"* e che quindi le riserve certe sviluppate non possono essere mai ridotte.

- 1) Come giustifica Eni la decisione di ridurre in maniera significativa le riserve certe sviluppate del giacimento di Zohr?

Le riserve certe sono definite dalla SEC come recuperabili con ragionevole certezza nelle condizioni economiche e operative esistenti, stimate su modelli di performance attesa dei pozzi o impianti, che possono evolvere durante la vita produttiva del campo. Come riportato nelle informative finanziarie, la riduzione delle riserve certe sviluppate di 20,5 Bcm è relativa alle riserve di tutti i campi Eni in Egitto.

Nel 2021 e 2022 le riserve certe totali di Zohr, comprensive della produzione passata, sono rimaste invariate a meno di effetti prezzo in termini equity, con una differente allocazione tra riserve sviluppate e non sviluppate per effetto della rimodulazione delle attività di sviluppo.

- 2) Per il campo di Zhor le riserve certe dichiarate da Eni nella sua Relazione Finanziaria 2017 ammontavano a 11 T scf per l'intera quota del campo. Inoltre, i vertici eni dichiaravano che le riserve finali del campo (certe+probabili+possibili) sarebbero ammontate ad oltre 20 T scf. Eni conferma anche oggi queste stime o le ha riviste al ribasso e, se sì, di quanto?



Le riserve certe totali del campo di Zohr, comprensive della produzione passata, sono attualmente in linea con le stime allo start-up del campo. La stima delle riserve probabili e possibili evolve normalmente con la progressiva conoscenza del campo a fronte dell'attività di sviluppo svolta e delle relative informazioni acquisite.

- 3) Nel 2020 si verificava un forte calo della produzione di gas. A cosa è stato dovuto questo calo? I problemi che si sono verificati sono stati sottovalutati e perchè?

La riduzione di produzione del campo nel 2020 è il risultato di una drastica riduzione della domanda globale di gas per effetto della pandemia Covid 19.

- 4) Eni sta perforando nuovi pozzi per aumento la produzione a fronte del calo di questa negli ultimi anni? A quanto ammontano gli investimenti di Eni in Zohr ad oggi? Quale era la stima iniziale degli investimenti in Zohr? Sono in corso alcune attività di ottimizzazione della produzione nel campo di Zohr, tra cui le attività di drilling/workover. Gli investimenti sono in linea con quanto pianificato.

## 9. Centrali a gas di Enipower

### - Centrale di Ravenna

Secondo quanto riportato dalla Staffetta Quotidiana, in vista delle prossime aste del mercato elettrico della capacità, alla fine del 2024 la controllata di Eni, Enipower, ha presentato al Mase un progetto di nuovo impianto a ciclo combinato a gas di ultima generazione da 856 MW, da realizzare a Ravenna in sostituzione dei due vecchi cicli combinati Cc1 e Cc2 da 786 MW complessivi.

- 1) Eni ha partecipato con questo progetto alle aste del mercato elettrico della capacità per il 2026 e 2027? Intende farlo per l'asta del 2028?

Eni non ha partecipato alle aste della capacità 2026 -2027 con questo progetto. Eni intende partecipare all'asta del 2028 e la decisione di investimento è condizionata all'aggiudicazione della capacità nell'asta.

### - Blue Power per alimentare i data centre

Nella presentazione agli investitori di fine febbraio 2025 Eni ha menzionato l'intenzione di utilizzare le centrali a gas di Enipower per alimentare i nuovi data centre in costruzione in Italia, dotando le centrali di dispositivi CCS al fine di rendere disponibile blue power in maniera continuativa producendo fino a 6 TWh l'anno di energia.

- 2) Eni intende costruire nuove centrali a gas nell'ambito di questo piano?

Sì, è previsto che a regime sia costruita nuova capacità a gas ad alta efficienza predisposta per la cattura della CO2.

- 3) Quali investimenti sono previsti per realizzare questo piano?



È in corso un progetto che ha l'obiettivo di valutare in dettaglio gli investimenti necessari, i tempi di realizzazione e i relativi costi.

## 10. Basilicata, Val d'Agri

- 1) Perché Eni non rende pubblici e accessibili alla cittadinanza i dati relativi ai monitoraggi delle emissioni non convogliate, del gas venting e i dati del Sistema di controllo delle emissioni in continuo ai camini (SME) del Centro Oli Val d'Agri?

Il sistema di controllo delle emissioni in continuo ai camini del COVA è realizzato e gestito in accordo a quanto previsto dall'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA). Le Autorità Pubbliche competenti hanno disponibilità di accesso a tali dati in ogni istante e ricevono formalmente i medesimi secondo i protocolli definiti. Si tratta di dati di elevatissima specificità e dettaglio, monitorati in continuo da tecnici specializzati, per consentire il controllo operativo dell'impianto e della sua performance ambientale. Tali dati sono visibili non solo agli operatori nella "control room" all'interno dell'impianto COVA ma anche nei monitor del centro di monitoraggio ambientale ad alta tecnologia "GEA-Geomonitoraggi Emissioni Ambientali" in cui confluiscono i dati provenienti dai punti di rilevamento della rete di controllo del Centro Oli Val d'Agri (COVA) e delle aree afferenti del Distretto Meridionale di Eni (DIME), realizzato a ridosso del perimetro di impianto e aperto a chiunque voglia visitarlo.

I dati che restituiscono l'impatto emissivo contingente dello stabilimento sono quelli forniti dalle centraline della qualità dell'area che, con un monitoraggio continuo e costante, consentono sia di informare le Autorità sia i cittadini sui livelli di qualità dell'aria. I dati della rete di monitoraggio delle centraline della qualità dell'aria circostanti il COVA sono consultabili online sul sito dell'ARPAB e a disposizione del pubblico.

- 2) Perché Eni non rende pubblici e accessibili alla cittadinanza i dati di monitoraggio su sismicità, rumore, ecosistemi e acque del Centro Oli Val d'Agri?

I risultati del monitoraggio della sismicità sono pubblici fin dal 2019 a seguito della sottoscrizione di un Accordo Quadro tra MiSE (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – MASE), Regione Basilicata, INGV in qualità di "Struttura Preposta al Monitoraggio" (SPM) ed Eni. Sulla base di questo accordo sono stati prima sperimentati e recepiti e successivamente applicati a regime gli "Indirizzi e Linee Guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche" (ILG). Inoltre, i dati pregressi sono sempre stati resi disponibili a Enti e Università per pubblicazioni scientifiche su prestigiose riviste internazionali.

Per quanto riguarda la tematica rumore, l'autorità competente in merito per il controllo è l'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale della Basilicata (ARPAB) che ha la possibilità, tramite una rete costituita da fonometri ubicati intorno al COVA, di acquisire i dati grezzi continuativamente per la successiva procedura di validazione al fine di verificare il rispetto dei limiti di legge.

La documentazione relativa alla tematica degli ecosistemi è a disposizione del



pubblico sul sito dell'ARPAB che tutt'ora prosegue nell'attività di monitoraggio in tale ambito.

Per quanto riguarda infine la tematica delle acque, nell'ambito delle autorizzazioni ambientali in possesso dello stabilimento, vengono effettuate differenti attività di controllo in contraddittorio con l'ARPAB (es. acque superficiali e sotterranee) i cui esiti vengono successivamente pubblicati dall'Ente sul proprio sito.

- 3) Con quale cadenza vengono effettuati gli studi sulla sismicità nelle aree estrattive del Centro Oli Val d'Agri? Qual è il rischio che si corre nell'estrarre e nel reiniettare in una zona altamente sismica come la Val d'Agri? Le infrastrutture petrolifere sono antisismiche?

I dati del monitoraggio della sismicità della Val d'Agri vengono acquisiti in continuo ed elaborati giornalmente dalla SPM Studi e pubblicazioni sulla sismicità dell'area e in relazione alle attività antropiche (nel caso specifico coltivazione di idrocarburi con reiniezione di acque di strato in giacimento) sono sempre in aggiornamento in funzione dei nuovi dati acquisiti. A titolo esemplificativo e non esaustivo, di seguito si propone il link ad un articolo scientifico pubblicato da INGV che illustra le principali risultanze del monitoraggio svolto durante la fase di sperimentazione degli ILC: [http://cms.ingv.it/documenti/2022RISK5\\_VA\\_109-118.pdf](http://cms.ingv.it/documenti/2022RISK5_VA_109-118.pdf). Lo stesso Istituto ha emesso, a riguardo, un comunicato stampa di cui riportiamo la principale conclusione: "Durante gli anni di sperimentazione, il Centro per il Monitoraggio delle attività di Sottosuolo dell'INGV non ha evidenziato correlazioni tra la sismicità e le deformazioni del suolo con le attività di sfruttamento del sottosuolo nella Val d'Agri in Basilicata."

Il COVA è gestito anche tenendo conto del rischio NaTech - Terremoto (Natural Hazard Triggering Technological Disasters). Per tutte le apparecchiature di trattamento, infatti, sono stati eseguiti studi atti a caratterizzare per ogni struttura il livello di rischio sismico e le relative azioni di mitigazione ove necessarie.

- 4) Perché Eni non rende pubblico e accessibile alla cittadinanza il registro pubblico degli additivi chimici utilizzati per tutte le lavorazioni del Centro Oli Val d'Agri?

Si veda risposta alla domanda 10.5.3.

**Azionista****Fondazione Finanza Etica**

titolare di 80 azioni

**1. Modalità di svolgimento dell'assemblea**

Dal 2020 Eni non ha più svolto assemblee degli azionisti in presenza. Una volta venuto meno il rischio pandemico, ha deciso di avvalersi della possibilità di svolgere le assemblee a porte chiuse.

1.1 Quali effetti ha avuto questa scelta sulla partecipazione al voto nelle assemblee? La partecipazione è aumentata o diminuita?

1.2 Quali effetti ha avuto questa scelta sulla partecipazione al voto dei piccoli azionisti, inclusi gli azionisti retail?

1.2.1 Ci potreste fornire l'evoluzione del voto degli azionisti retail all'assemblea di Eni dal 2019 al 2024? Quanti azionisti retail hanno votato alle assemblee del 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024?

1.3 Eni pensa di tornare in futuro alle assemblee in presenza? Se no, per quali motivi?

[Risposta alle domande 1.1 -1.3](#)

I dati relativi alla partecipazione degli azionisti alle Assemblee della Società sono disponibili sul sito Internet di Eni nella sezione Documentazione/Corporate Governance e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato l'info. In particolare, si può fare riferimento ai verbali delle riunioni assembleari, che contengono in allegato l'elenco nominativo degli azionisti partecipanti alla riunione. La partecipazione alle ultime Assemblee della Società, dopo una lieve flessione nei primi due anni dell'emergenza pandemica, è risultata stabile nel tempo, registrando un incremento negli anni 2022 e 2024 rispetto al 2019.

Le modalità di convocazione delle future assemblee saranno definite dai Consigli di Amministrazione chiamati a deliberare in merito in conformità alla normativa pro-tempore vigente e allo Statuto di Eni.

**2. Biocarburanti Kenya**

2.1 Dal 2023 il progetto sembra aver avuto una battuta d'arresto. Gli aggregatori ingaggiati da Eni avrebbero smesso di recarsi nei campi a ritirare la produzione di semi di ricino. A cosa è dovuto questo stallo nel progetto?



Il progetto procede in accordo al programma. In termini di evoluzione del progetto, i risultati delle fasi dimostrative condotte nel 2023 hanno consentito di avviare nel primo trimestre 2024 una campagna di semina di pieno campo, che a fine 2024 ha coinvolto più 100 mila agricoltori per un totale di 80 mila ettari.

- 2.2 Che tipologia di semi di ricino vengono forniti ai contadini? Da quali territori/paesi provengono?

Le sementi di ricino fornite attualmente agli agricoltori sono ibridi commerciali prodotti da società sementiere. Nel 2024 le sementi provenivano in massima parte da Kenya, Zambia e Brasile. Ad oggi Eni Kenya ha avviato l'auto-produzione di ibridi commerciali nel Paese, che si aggiungono alle sementi provenienti principalmente dal Brasile.

- 2.3 Sappiamo che sono stati importati semi dall'Etiopia e dall'India. Che tipo di resa hanno i semi che provengono dall'Etiopia? E che resa hanno i semi che provengono dall'India?

Nell'ambito delle fasi dimostrative condotte in passato, sono state utilizzate molteplici sementi, tra le quali varietà provenienti da Etiopia e India, per individuare le più adatte al contesto locale. La resa è risultata in linea con le attese della fase dimostrativa.

- 2.4 Quali sono le clausole contrattuali in materia di obblighi e di garanzie previste per i contadini che aderiscono al progetto? Quali sono le clausole contrattuali in materia di obblighi e garanzie previste per gli aggregatori?

Eni collabora con società locali che hanno il ruolo di aggregatori che ricevono, tra l'altro, la fornitura da parte di Eni delle sementi da utilizzarsi per la semina, stipulano i contratti con gli agricoltori per l'acquisto dell'intera produzione, e forniscono servizi agronomici. Il contratto tra aggregatore e agricoltore prevede la remunerazione sulla base del prodotto consegnato. Il prezzo che riceve l'agricoltore viene negoziato tra le parti stagionalmente ed è concordato, e quindi fissato, prima dell'inizio della campagna di semina. Oltre al pagamento per l'intero volume raccolto, l'agricoltore inoltre riceve ulteriori servizi, tra cui la preparazione del terreno e le sementi per la coltivazione. Eni monitora costantemente il rispetto e l'applicazione delle condizioni contrattuali per verificare, tra l'altro, la corretta applicazione delle condizioni economiche che riguardano gli agricoltori, i requisiti per l'ottenimento della certificazione di sostenibilità e l'ottemperanza delle norme di sicurezza.

- 2.5 Quali garanzie fornisce Eni ai contadini nel caso in cui i semi non producano frutti?

Vedi risposta 2.4

- 2.6 Eni fornisce assistenza nella fase di semina, raccolta e produzione? Fornisce fertilizzanti contro i parassiti?

Vedi risposta 2.4

Eni oltre alla distribuzione di sementi e lavorazione dei terreni, provvede laddove necessario anche alla fornitura di fertilizzanti, mentre per il controllo dei parassiti fornisce prodotti fito-sanitari.

- 2.7 Che ruolo svolgono gli aggregatori nel progetto di Eni? Fonti sul campo riferiscono che Eni sta sostituendo gli aggregatori assunti dal 2021 con nuovi soggetti. Per quale ragione?
- 2.7.1 È possibile avere maggiori informazioni sui nuovi soggetti? Di che organizzazioni si tratta?
- Risposta 2.7 – 2.7.1:  
Il numero degli aggregatori può cambiare nel tempo seguendo una logica contrattuale e commerciale basata sulla performance. Per altre informazioni vedi risposta 2.4.
- 2.8 È corretto affermare che Eni importa in Kenya semi di ricino da Paesi terzi per poi procedere alla loro spremitura nell'agri-hub di Bonje? Se sì da quali Paesi sono importati i semi di ricino?
- 2.8.1 Eni può specificare le quantità di queste forniture e quali sono i Paesi di provenienza dall'avvio del progetto a oggi?
- Risposta 2.8 – 2.8.1:  
Eni importa in Kenya semi oleaginosi per la quasi totalità da altri paesi della regione sub-sahariana.
- 2.9 Eni ha già ricevuto le risorse allocate per il progetto dal Fondo Italiano per il clima? Se sì, attraverso quale istituto bancario e quando?
- Ad oggi non è stato ricevuto alcun finanziamento dal Fondo Italiano per il clima.
- 2.10 Il sistema di certificazione globale ISCC (International Sustainability and Carbon Certification) ha rilasciato il suo primo attestato EU Low ILUC a Janari Farms, partner di Eni in Kenya e aggregatore agricolo, per la produzione di semi di ricino da cui ricavare oli vegetali utilizzabili come agri-feedstock nelle bioraffinerie. Qual è l'ente certificatore italiano che ha provveduto alla verifica? Si tratta di Rina?
- Rina Services
- 2.10.1 In cosa consiste la verifica per ottenere la certificazione? Quali criteri vengono analizzati?
- La procedura completa è disponibile sul sito internet ISCC.
- 2.11 Qual è il volume dell'importazione in Italia di olio di ricino proveniente dal Kenya per gli anni 2023 e 2024?
- Nel 2023 dal Kenya sono state spedite ed importate in Italia circa 9k tonnellate di olio vegetale. Nel 2024 dal Kenya sono stati spedite ed importate in Italia circa 12,5 KT tonnellate di olio vegetale.
- 2.12 Che ruolo svolge l'ente governativo Kalro nel progetto di biocarburanti di Eni?

Eni ha avviato nel 2022 una collaborazione con Kalro per la sperimentazione agronomica e la registrazione di specie e di varietà di piante oleaginose.

- 2.13 Che ruolo svolge il Ciheam di Bari nel progetto di biocarburanti di Eni?

Eni non ha rapporti di collaborazione in essere con Ciheam.

- 2.14 Come si è conclusa la sperimentazione sui semi di ricino condotta in Tunisia a partire dal 2018? A dicembre del 2019, secondo il comunicato stampa dell'azienda, "Eni e SNDP (Société National de Distribution des Pétroles AGIL SpA), alla presenza del Ministro dell'Industria tunisino, Selim Feriani, hanno firmato presso il Ministero dell'Industria del Governo Tunisino un Memorandum of Understanding con l'obiettivo di collaborare, attraverso una società congiunta, alla coltivazione del ricino a livello semi industriale finalizzata alla generazione di biocarburanti sostenibili". Che ne è stato di quel memorandum? E perché poi Eni ha scelto di puntare sul Kenya come primo Paese in cui avviare la produzione a livello industriale di olio di ricino per i biocarburanti?

L'iniziativa condotta in Tunisia è stata di carattere sperimentale. I campi prova di ricino sono stati realizzati in un'area limitata in prossimità della città di Gafsa, in una zona semi-desertica non coltivata e inadatta alla coltivazione. Sulla base dei risultati della sperimentazione, al momento non si prevede uno sviluppo agro- industriale. Eni nell'ambito del suo vasto portafoglio, sin dall'inizio, ha deciso di puntare anche sul Kenya.

### 3. CCS - Progetto Ravenna, Callisto

- 3.1 Secondo l'European transaction log registry, la centrale a gas di Casalborsetti nel 2023 ha ricevuto 10.095 allocated allowances pur essendo un sito che si occupa di combustione di gas, che, da normativa europea Direttiva 2009/29/CE, non dovrebbe riceverne. A quale attività fanno riferimento le free allowances ricevute?

La centrale gas di Casalborsetti ha ricevuto quote di emissione a titolo gratuito in quanto rientra nell'attività normata dalla direttiva ETS "Combustione di combustibili in impianti di potenza termica nominale totale superiore a 20MW" ai sensi del D.Lgs 47/2020 che recepisce la direttiva europea 87/2003 e s.m.i e del Regolamento europeo 331/2019.

- 3.2 Sulla base del progetto di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> a Casalborsetti, Eni sta conteggiando le quote di CO<sub>2</sub> catturate nel sistema ETS? Da quando decorre il conteggio? Quante quote di anidride carbonica sta già risparmiando Eni grazie al progetto?



Il conteggio della quota di CO<sub>2</sub> catturata e iniettata decorre dal 4 agosto 2024, data di avvio della fase di iniezione della CO<sub>2</sub> in giacimento, e viene certificata nell'ambito della comunicazione annuale delle emissioni di gas a effetto serra prevista dalla Direttiva ETS in cui ricade come impianto autorizzato la Centrale gas di Casalborsetti.

Per l'anno 2024 la quota di CO<sub>2</sub> catturata e iniettata è stata pari a 4795 tCO<sub>2</sub>. Il conteggio è stato validato dall'Ente Certificatore SGS ICS ITALIA S.r.l.

- 3.3 Eni e Snam hanno dichiarato di aver lanciato una call of interest per il progetto CCS di Ravenna. Quali sono le aziende con cui Eni ha stretto accordi e/o memorandum of understanding, stipulato contratti che si serviranno del progetto CCS Ravenna e/o Callisto di cui Eni è in partnership con Snam e Air Liquide?

L'obiettivo dell'indagine di mercato (call of interest) lanciata da Eni e Snam a febbraio 2024 e conclusa a maggio 2024 è stato quello di testare l'interesse del mercato italiano per il trasporto e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> presso il sito di Ravenna, tramite la raccolta di manifestazioni di interesse non vincolanti. I risultati dell'indagine hanno confermato un forte interesse e sono stati pubblicati ad ottobre 2024 e disponibili sul sito <https://ravennaccs.com/>.

Eni ha inoltre sottoscritto più di 30 accordi non vincolanti con potenziali emettitori che hanno manifestato interesse per Ravenna CCS per decarbonizzare i propri impianti industriali. Tra gli emettitori vi sono soprattutto industrie hard to abate (tra cui cementifici, acciaierie, chimica, termovalorizzatori).

- 3.4 È stata già stabilita una tariffa di stoccaggio di CO<sub>2</sub> per le aziende che vogliano usufruire del servizio? A quanto ammonta?

- 3.4.1 La tariffa rimarrà la stessa nei prossimi anni o subirà delle variazioni nel corso del tempo?

Risposta 3.4 e 3.4.1:

La tariffa di stoccaggio è uno degli elementi del modello di business che sarà definito dalle autorità nazionali.

- 3.5 Eni dichiara che il progetto Callisto servirà anche la zona industriale attorno a Marsiglia, la Rhone Valley in Francia. La CO<sub>2</sub> verrà trasportata tramite navi fino a Ravenna e iniettata nell'Adriatico. È stata fatta una valutazione delle emissioni complessive derivanti dal trasporto via nave? Di quali navi si tratta? Sono già operative? Chi pagherà il costo del trasporto? Qual è la quantità di CO<sub>2</sub> che possono contenere le navi?



Nel mondo per il trasporto della CO<sub>2</sub> sono in fase progettazione e realizzazione navi ad elevata efficienza energetica ed appositamente ottimizzate per minimizzare le emissioni attraverso l'utilizzo di biocarburanti o LNG e di tecnologie di onboard carbon capture. Le emissioni legate allo "shipping" se confrontate con i volumi di CO<sub>2</sub> evitati attraverso l'iniezione risultano significativamente inferiori: in particolare nell'analisi condotta nell'ambito del progetto Callisto corrispondono a circa il 3%. Il trasporto della CO<sub>2</sub> via nave è un settore consolidato, ad esempio per quanto riguarda l'ambito food and beverage. Per il trasporto di grandi quantità caratteristiche del business CCS, sono già state realizzate delle navi, ad esempio da 7.500 metri cubi di CO<sub>2</sub> e sono in fase di progettazione navi con capacità superiore. I costi del trasporto via nave saranno a carico dell'emettitore.

- 3.6 Per la cattura di CO<sub>2</sub> c'è bisogno di una tecnologia diversa a seconda dell'impianto in cui viene effettuata. Acciaierie e cementifici, ad esempio, utilizzano sistemi diversi e il prodotto finale catturato ha una percentuale di purezza diversa. Come si sta regolando Eni a riguardo per il trasporto e lo stoccaggio di quantità di CO<sub>2</sub> con diverse percentuali di purificazione?

La CO<sub>2</sub> che verrà conferita alla rete di trasporto e stoccaggio dovrà rispettare una specifica di rete che definirà i livelli massimi di ciascun tipo di impurità. Ogni emettitore si dovrà dotare di sistemi di cattura e di purificazione in grado di rispettare tale specifica.

- 3.7 Quali sono i costi della cattura della CO<sub>2</sub>? È stata fatta una proiezione sulla base delle diverse tecnologie necessarie per ogni azienda (es. acciaieria, cementificio, chimica)? Saranno le aziende stesse a coprire i costi?

I costi per la cattura della CO<sub>2</sub> sono molto variabili in base alla percentuale di CO<sub>2</sub> presente nei fumi, alla taglia dell'impianto, al processo industriale a monte. Si va da costi zero di cattura nei casi in cui si ha la CO<sub>2</sub> in purezza, come per esempio in alcune industrie chimiche, ad un aumento progressivo dei costi in funzione della riduzione della concentrazione di CO<sub>2</sub> nei fumi. I costi saranno a carico dell'emettitore.

- 3.8 Eni e Snam usufruiranno di aiuti di stato nella realizzazione di CCS Ravenna e Callisto? Se sì, per quale ammontare e in quale orizzonte temporale?

Non sono al momento previsti aiuti di stato per le infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

- 3.9 Quanta anidride carbonica cattura, in proporzione non solo all'industria hard to abate ma a livello generale, l'impianto CCS di Ravenna?

ALLEGATO " D "  
ROGITO 26385



ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI ENI, 14 MAGGIO 2025

88961/233

MESSAGGIO SULLA STRATEGIA CLIMATICA DEL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO  
DI AMMINISTRAZIONE, GIUSEPPE ZAFARANA E DELL'AMMINISTRATORE  
DELEGATO CLAUDIO DESCALZI

REALIZZARE LA NOSTRA STRATEGIA GENERANDO RENDIMENTI COMPETITIVI  
IN UNO SCENARIO ENERGETICO SEMPRE PIÙ COMPLESSO GRAZIE A  
TECNOLOGIE DI TRANSIZIONE E TRASFORMAZIONE

Cari Azionisti,

Siamo lieti di condividere con voi la nostra strategia climatica e il ruolo fondamentale svolto dalle tecnologie di transizione e trasformazione. Il 2024 è stato un altro anno di risultati eccellenti per Eni, e in particolare un anno di prove concrete dell'esecuzione della nostra strategia pur nel contesto di uno scenario volatile e di mercati energetici in rapida evoluzione.

Il nostro obiettivo rimane invariato: generare rendimenti robusti facendo leva sulla competitività del nostro portafoglio di asset e tecnologie. Forniamo i prodotti energetici che i nostri clienti richiedono e trasformiamo l'azienda, mantenendo e migliorando al contempo la performance finanziaria.

La nostra capacità di creare valore per gli azionisti è collegata direttamente al nostro impegno nel fornire soluzioni energetiche convenienti, affidabili e progressivamente a minor intensità di emissioni di carbonio.

Il nostro obiettivo di raggiungere Zero Emissioni Nette entro il 2050 rimane invariato ed è pienamente condiviso dal Consiglio di Amministrazione.

Stiamo quindi ulteriormente perfezionando i nostri punti di forza esistenti, come l'Upstream; ristrutturando e trasformando le attività di Raffinazione e Chimica; e costruendo nuovi ed importanti business come Plenitude, Enilive e CCS (Carbon Capture and Sequestration). Stiamo inoltre adattando e trasformando il modello economico tradizionale di un'azienda energetica per generare valore in modo efficace.

In occasione del nostro Capital Markets Update di febbraio, relativo al Piano fino al 2028/2030, abbiamo confermato i principali obiettivi intermedi di decarbonizzazione e di business verso la neutralità carbonica entro il 2050.



Nel 2024 abbiamo compiuto importanti progressi nel nostro percorso di decarbonizzazione:

- la nostra impronta di carbonio netta Upstream (Scope 1+2) diminuita del 55% (Eni -37%) rispetto al 2018, anno di riferimento dei target, ci posiziona in linea con l'obiettivo Net Zero Upstream (Scope 1+2) entro il 2030 ed entro il 2035 per Eni. Stiamo progredendo anche verso il nostro obiettivo di zero flaring di routine nel 2025 per gli asset operati direttamente e per gli asset operati congiuntamente, in funzione dell'esecuzione di progetti in Libia, il cui completamento è previsto entro il 2026. Il nostro focus sull'abbattimento delle emissioni di metano (che comprende programmi di riduzione delle emissioni fuggitive, di flaring e venting) riguarda emissioni di metano prossime allo zero nell'Upstream entro il 2030. In termini di intensità delle emissioni di metano sul gas equity commercializzato, abbiamo già raggiunto l'obiettivo in ambito Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) consistente nel mantenere l'intensità "ben al di sotto dello 0,2%" entro il 2025 (0,07% nel 2024). Lo scorso novembre abbiamo ricevuto il Gold Standard nell'ambito del programma UN Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (UN OGMP 2.0).
- la quota di gas sul totale della produzione di idrocarburi continua a crescere al fine di raggiungere oltre il 60% entro il 2030 e il 90% dopo il 2040 rispetto all'attuale 50%. La nostra leadership di settore nelle attività di esplorazione e sviluppo ci supporta nel raggiungere gli obiettivi, inclusi quelli legati alla transizione, consentendoci di avviare la produzione in modo più efficiente e con minori rischi.
- La Carbon Capture and Sequestration (CCS) è una tecnologia chiave nella transizione energetica ed Eni è pronta a svolgere un ruolo da attore primario, sfruttando le competenze geologiche distintive e le infrastrutture esistenti per contribuire alla decarbonizzazione dei distretti industriali con emissioni difficili da abbattere "hard to abate". Nel 2024 abbiamo avviato il nostro primo progetto CCS - Ravenna 1 - nel Mare Adriatico e recentemente abbiamo raggiunto l'accordo finanziario per il progetto CCS di Liverpool Bay (Regno Unito), che sta per entrare nella fase di costruzione. Inoltre, quest'anno Eni lancerà una società satellite dedicata alla CCS, che raggrupperà i nostri progetti, per il raggiungimento dell'obiettivo di capacità di reiniezione lorda di 15 milioni di tonnellate/anno di CO<sub>2</sub> oltre il 2030 e di 40 milioni di tonnellate/anno entro il 2040.
- Enilive e Plenitude, i nostri business focalizzati sulla transizione che forniscono energia a basse e zero emissioni di carbonio, sempre più richiesta dai nostri clienti, sono già tra i principali attori nei rispettivi settori.

- Nel 2024, i due business insieme hanno generato 2 miliardi di euro di EBITDA, contribuendo in maniera importante alla redditività di Eni.
- Nel 2024, è stata presa la decisione finale di investimento per la realizzazione di tre nuove bioraffinerie Enilive, una in Italia e due in Asia. La capacità produttiva crescerà da 1,65 milioni di tonnellate annue (MTPA) di fine 2024 a oltre 5 MTPA nel 2030, di cui oltre 2 milioni di tonnellate opzionali relative alla produzione di carburante per l'aviazione sostenibile (SAF).
- Enilive sta inoltre costruendo una posizione competitiva in termini di sicurezza e resilienza economica nell'approvvigionamento di materie prime grazie al distintivo modello integrato di hub agricoli per la produzione di bio-olio, con progetti già avviati in nove paesi. Nel 2024, la produzione di materie prime agricole è triplicata con previsione di coprire circa il 20% dei volumi di produzione con i prodotti della nostra filiera agricola entro il 2030.
- Nel 2024, Plenitude ha raggiunto 4,1 GW di capacità installata, in aumento di oltre il 30% rispetto all'anno precedente. L'obiettivo è conseguire circa 10 GW di capacità nel 2028 e 15 GW entro il 2030, grazie a una solida pipeline di progetti di 22 GW. Plenitude continuerà inoltre ad ampliare la propria rete di clienti – una caratteristica fondamentale del modello integrato della società – passando dagli attuali 10 milioni a 15 milioni entro il 2030, continuando anche ad espandere la propria rete di ricarica per veicoli elettrici.

Il ricorso all'innovativo modello satellitare rappresenta una caratteristica unica e distintiva della nostra strategia di transizione. Con l'ingresso di capitale allineato di investitori di minoranza, Eni è in grado di valorizzare una parte del valore creato a multipli impliciti molto interessanti, che riconoscono il vantaggio competitivo del business e contribuiscono a finanziarne la crescita futura. Dalla cessione a investitori privati del 30% di Enilive e del 10% di Plenitude, avvenute nel 2024 e all'inizio del 2025, abbiamo raccolto complessivamente 4,3 miliardi di euro, con un equity value intrinseco di oltre 20 miliardi di euro per i due business, circa la metà dell'attuale capitalizzazione di mercato di Eni.

L'evoluzione dei mercati energetici può comportare anche implicazioni negative per le nostre attività esistenti. Lo scorso anno abbiamo sviluppato la strategia per ristrutturare e trasformare le nostre attività nel settore della chimica, che ha subito perdite molto importanti e crescenti negli ultimi dieci anni.



- Il piano di trasformazione, che rientra anche nel percorso di decarbonizzazione di Eni, prevede investimenti per 2 miliardi di euro e comporta la riduzione di circa 1 milione di tonnellate di emissioni di CO<sub>2</sub>, corrispondenti a circa il 40% delle attuali emissioni di Versalis in Italia. Il piano prevede la chiusura dei nostri steam cracker (l'impianto di cracker di Brindisi è stato chiuso a fine marzo, quello di Priolo chiuderà entro la fine dell'anno), con la trasformazione di Versalis verso nuove piattaforme specializzate meno esposte ai margini contenuti della chimica di base.
- Più precisamente, a Brindisi contiamo di continuare la produzione di polimeri, ma convertiranno parte del sito per la costruzione di un nuovo impianto per la produzione di batterie stazionarie in rete. A Priolo stiamo valutando la costruzione di una bioraffineria per la produzione di biocarburante per aviazione (SAF) e di un impianto di riciclo chimico con la nostra tecnologia HOOP. In seguito alla trasformazione, il portafoglio di attività di Versalis risulterà più coerente con la strategia di transizione di Eni, focalizzata sui business con vantaggi competitivi ad alta intensità tecnologica.
- Il piano di trasformazione di Versalis, da attuarsi entro il 2029, porterà la società al pareggio di cassa, con un impatto positivo sull'EBIT di 1 miliardo di euro entro il 2030 e ricadute positive sull'occupazione.

Continuiamo inoltre a investire in tecnologie a lungo termine, in particolare nell'energia da fusione magnetica, attraverso la nostra partecipazione in CFS, uno spin-off del MIT. Il primo impianto sperimentale è in costruzione, con avvio previsto per il 2027 e prima applicazione commerciale su scala industriale attesa per l'inizio degli anni '30.

Il 2024 è stato un anno importante in cui abbiamo continuato a produrre risultati con la nostra strategia per l'evoluzione dei mercati energetici. Abbiamo infatti dimostrato concretamente che la trasformazione di Eni non è solo sostenibile dal punto di vista industriale e ambientale, ma è credibile, soprattutto, dal punto di vista economico. Il nostro modello satellitare, unito alla solidità patrimoniale ed innovazione economica, ci posiziona in modo unico per guidare la trasformazione dei mercati energetici, generando al contempo rendimenti interessanti e sostenibili per i nostri azionisti.

23 Aprile 2025

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

---

F.to GIUSEPPE ZAFARANA