

# Assemblea Ordinaria e Straordinaria di Eni SpA

6 maggio 2026

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 6 maggio 2026  
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>MARCO BAVA.....</b>	<b>56</b>
<b>COMITATO ARIA PULITA BASILICATA ONLUS .....</b>	<b>96</b>
<b>FONDAZIONE FINANZA ETICA .....</b>	<b>102</b>

## Azionista

### RECOMMON ETS

titolare di 5 azioni

## QUESTIONS REGARDING NIGERIA

### A. OPL 245 Settlement

On 5<sup>th</sup> March 2026, Eni disclosed that a settlement agreement had been reached between the Federal Government of Nigeria and Eni on the conversion of Oil Prospecting Licence 245 (OPL 245). As stated by Eni: “The agreement includes the mutually satisfactory settlement of all claims related to OPL 245 and the discontinuation of the international arbitration proceeding at the International Centre for Settlement of Investment Disputes (ICSID); as a consequence, it allows the conversion of the existing license into two development licences, Petroleum Mining Leases (PML) 102 and 103, and two exploration licences, Petroleum Prospecting Leases (PPL) 2011 and 2012, to Nigerian Agip Exploration Limited (NAE) as operator, alongside its partners Nigerian National Petroleum Company Limited (NNPC) and Shell Nigeria Exploration and Production Company Limited (SNEPCO).”<sup>1</sup>

Shell Plc has subsequently provided more details of the deal, stating: “During 2025, SNEPCo held a 50% interest in OPL 245. On March 4, 2026, this licence was converted under Nigeria’s Petroleum Industry Act (2021) into two development leases (PML 102 and PML 103) and two exploration licenses (PPL 2011 and PPL 2012), held by SNEPCo (35%), Nigeria Agip Exploration (35%) and Nigerian National Petroleum Company Limited (NNPCL) (30%). In addition, SNEPCo was awarded a 50% interest in a PSC with NNPCL in respect of NNPCL’s 30% interest in these licences and leases”.<sup>2</sup>

- 1) Has Nigeria Agip Exploration been awarded a 50% interest in a PSC with NNPCL in respect NNPCL's 30% interest in the licences and leases respectively for PPL 2011 and PPL 2012 and for PML 102 and PML 103?

*Nigeria Agip Exploration ha ottenuto una partecipazione del 50% in un Production Sharing Contract (PSC) con NNPCL, in relazione alla partecipazione del 30% di NNPCL nelle licenze e concessioni PPL 2011 e PPL 2012 e nei PML 102 e PML 103?*

*Sì, con riferimento alla partecipazione del 30% di NNPLC, Nigerian Agip Exploration Limited (NAE) e Shell Nigeria Exploration and Production Company Limited (SNEPCo) sono i Contractor nell'ambito del PSC con NNPCL, ciascuno con una Contractor Interest del 50%.*

- 2) If Nigeria Agip Exploration has not been awarded a 50% interest in NNPCL's interest in the four newly created licences and leases, has NNPC paid Nigeria Agip Exploration

<sup>1</sup> <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2026/03/president-of-nigeria-bola-tinubuu-meets-eni-ceo-claudio-descalzi.html>

<sup>2</sup> [https://www.shell.com/investors/results-and-reporting/annual-report/\\_jcr\\_content/root/main/section/promo/links/item0.stream/1773292272508/5e49e127579b77081f032b6088b348694aac0d14/shell-annual-report-2025.pdf](https://www.shell.com/investors/results-and-reporting/annual-report/_jcr_content/root/main/section/promo/links/item0.stream/1773292272508/5e49e127579b77081f032b6088b348694aac0d14/shell-annual-report-2025.pdf)

for NAE's previous interest in the 30% share that NNPC now owns? If so, how much did NAE receive?

*Qualora Nigeria Agip Exploration non sia stata aggiudicataria di una partecipazione del 50% nella quota detenuta da NNPC nelle quattro licenze e concessioni di nuova istituzione, si chiede di chiarire se NNPC abbia corrisposto a Nigeria Agip Exploration un corrispettivo a fronte della precedente partecipazione di NAE nella quota del 30% ora detenuta da NNPC. In caso affermativo, quale ammontare è stato ricevuto da NAE?*

Relativamente a tale transazione non c'è stato alcun pagamento, e la partecipazione del 30% di NNPC è avvenuta in linea con le previsioni della legge nigeriana.

- 3) Does the agreement expand the area originally designated under the 2011 Oil Prospecting Licence 245? Are the two new exploration licences part of the original OPL 245 block? Or new areas?

*L'accordo prevede un'estensione dell'area originariamente designata ai sensi dell'Oil Prospecting Licence (OPL) 245 rilasciata nel 2011. Le due nuove licenze di esplorazione rientrano nel perimetro originario del blocco OPL 245? O si riferiscono a nuove aree? I nuovi lease e le nuove licenze assegnate – PML 102, PML 103, PPL 2011 e PPL 2012 (congiuntamente le "Contract Areas") – coprono la stessa area geografica del precedente blocco OPL 245.*

- 4) If the area covered by the new licences and leases is wider, what additional payments were made by Eni? Were the payments made into the Federation Account? If so, does Eni now accept that the original payment for OPL 245 should also have been paid into the Federation Account, as required under the Nigerian Constitution?

*Qualora l'area coperta dalle nuove licenze e concessioni risulti più ampia, quali pagamenti aggiuntivi sono stati effettuati da Eni? Tali pagamenti sono stati versati nel Federation Account? In caso affermativo, Eni ritiene ora che anche il pagamento originariamente effettuato in relazione all'OPL 245 avrebbe dovuto essere versato nel Federation Account, come previsto dalla Costituzione nigeriana?*

L'area della nuova licenza è la stessa della concessione precedente.

- 5) When does Eni, as operator, envisage the four new blocks coming on stream?

*Eni, in qualità di operatore, quando prevede l'entrata in produzione dei quattro nuovi blocchi?*

Sono in corso le attività propedeutiche al raggiungimento della Final Investment Decision del progetto Etan/Zabazaba, con l'obiettivo di avviare la produzione entro il 2030.

- 6) Has Eni approved investment decisions relating to the development of the four blocks? If so, when was the decision made? If not, when is a decision envisaged?

*Eni ha approvato decisioni di investimento connesse allo sviluppo dei quattro blocchi? In caso affermativo, quando? In caso contrario, quando è prevista l'adozione di una decisione in merito?*

Vedi risposta alla domanda A.5.

- 7) Did the Nigerian Government exercise its back in rights (as enshrined in the 2011 Resolution Agreements) as part of the agreement? If so, how much was paid by the Nigerian Government to Eni and Shell?

*Il Governo nigeriano ha esercitato i propri diritti di back-in (come previsti dagli Accordi di Risoluzione del 2011) nell'ambito dell'accordo? In caso affermativo, quale importo è stato corrisposto dal Governo nigeriano a Eni e a Shell?*

Sì, ai sensi della Sezione 85(4) del Petroleum Industry Act 2021 (PIA), il Governo nigeriano, tramite NNPC, ha esercitato il proprio diritto di back-in per partecipare con una quota del 30% ai lease e alle licenze derivanti da OPL 245, con il seguente assetto delle quote di partecipazione nelle Contract Areas: NNPC 30%, NAE 35%, SNEPCo 35%. Relativamente a tale transazione non c'è stato alcun pagamento.

- 8) Gas exploitation was not (to our knowledge) part of the 2011 PSA for OPL 245. By contrast, under the new agreement, Eni has stated that gas (200 MMSCFD at peak) from Etan-Zabazaba will be exported through Nigeria LNG.<sup>3</sup> Did Eni make additional payments for the rights to the gas? If so, how much? Was the money paid into Nigeria's federation account?

*Lo sfruttamento del gas non risultava, per quanto a nostra conoscenza, incluso nel Production Sharing Agreement (PSA) del 2011 relativo all'OPL 245. Diversamente, nell'ambito del nuovo accordo Eni ha dichiarato che il gas prodotto dal giacimento Etan Zabazaba (fino a 200 MMSCFD al picco) sarà esportato tramite Nigeria LNG. Eni ha effettuato pagamenti aggiuntivi per l'acquisizione dei diritti relativi al gas? In caso affermativo, per quale importo? Tali somme sono state versate nel Federation Account della Nigeria?*

La produzione di gas associato del progetto Zabazaba Etan è pianificata per essere esportata a Nigeria LNG, in conformità ai Field Development Plans di Zabazaba ed Etan, che sono stati approvati dalla Nigerian Upstream Petroleum Regulatory Commission nel marzo 2025. Eni non ha effettuato pagamenti aggiuntivi per i diritti sul gas. Il PIA riconosce ai titolari di PML i diritti sul gas naturale.

- 9) We have previously asked Eni to confirm, during the late stages of negotiation for the OPL 245 deal in 2010, whether or not Mr Descalzi was engaged in a telephone call with Mr Bisignani, in which Mr Bisignani was instructing Mr Descalzi as to how to conduct the next stages of the negotiations for the OPL 245 block. We ask the same question again – today - because actually Eni has never provided a credible response to this question.

*In precedenza, è stato richiesto a Eni di confermare se, nelle fasi finali delle negoziazioni relative all'operazione OPL 245 nel 2010, il dott. Descalzi sia stato coinvolto in una conversazione telefonica con il dott. Bisignani, nel corso della quale quest'ultimo avrebbe fornito indicazioni al dott. Descalzi sulle modalità di conduzione delle fasi successive della negoziazione relative al blocco OPL 245. La medesima richiesta viene riproposta anche in data odierna, in quanto Eni non ha finora fornito una risposta ritenuta credibile su tale circostanza.*

Si veda risposta alle domande B1-B5.

---

3 <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2026/03/president-of-nigeria-bola-tinubu-meets-eni-ceo-claudio-descalzi.html>

## B. Forthcoming OECD review of alleged political interference in OPL 245 prosecution and trial

The OECD's Working Group on Bribery will be conducting a review of Italy's compliance with Article 5 of the OECD Anti-Bribery Convention in relation to concerns over political interference in the OPL 245-related prosecution and trial of Eni and others.

### Questions:

- 1) Has Eni assessed the risks that such a review poses to the company's acquittal in the OPL 245 bribery case?  
*Eni ha valutato i rischi che una revisione di tale natura potrebbe comportare ai fini della conferma dell'assoluzione della Società nel procedimento relativo al caso di corruzione OPL 245?*
- 2) Has Eni informed its board and regulators that the OECD will be reviewing Italy in order that they may assess any consequent risk to the OPL 245 judgment?  
*Eni ha informato il proprio Consiglio di Amministrazione e le autorità di vigilanza sulla revisione dell'Italia da parte dell'OCSE, al fine di consentire la valutazione di eventuali rischi conseguenti sul giudizio relativo all'OPL 245?*
- 3) Was the forthcoming review by the OECD Working Group considered as a factor in any investment decisions that Eni has taken in relation to the development of PPL 2011 and PPL 2012 and for PML 102 and PML 103?  
*L'imminente revisione da parte del Gruppo di lavoro OCSE è stata considerata quale fattore rilevante nell'ambito delle decisioni di investimento assunte da Eni in relazione allo sviluppo delle PPL 2011 e PPL 2012 e dei PML 102 e PML 103?*
- 4) If the review conducted by the OECD Working Group concludes that Italy is not in compliance with Article 5 of the Convention, what actions does Eni intend to take?  
*Qualora la revisione condotta dal Gruppo di lavoro OCSE dovesse concludere che l'Italia non risulta conforme all'Articolo 5 della Convenzione, quali azioni Eni intende intraprendere?*
- 5) In the same scenario described above, does Eni believe it needs to revise or implement its compliance program in accordance with Legislative Decree No. 231/2001?  
*Nel medesimo scenario sopra descritto, Eni ritiene necessario procedere alla revisione o all'implementazione del proprio sistema di compliance ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001?*

Risposta alle domande A9 e B1-B5

Premesso che le domande sono irrilevanti ai fini dell'approvazione del bilancio 2025, ribadiamo ancora una volta che tutte le circostanze relative all'acquisizione della licenza OPL 245 da parte di Eni e Shell sono state preliminarmente verificate da uno studio internazionale esterno che già molti anni prima era giunto alle medesime conclusioni cui sono giunti Giudici di tutti i gradi di giudizio che hanno esaminato la questione: nessun illecito è stato compiuto da parte di Eni e dei suoi manager. In ogni caso, il Modello di Organizzazione, Gestione e Controllo previsto dal D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 (cd Modello 231) di Eni è assolutamente adeguato ed è soggetto ad aggiornamento continuo al verificarsi di novità normative (nuovi reati presupposto, modifiche al D.Lgs. 231/2001 o ad altre normative rilevanti), di evoluzioni giurisprudenziali e dottrinali in materia, nonché di cambiamenti organizzativi e di business della Società



## C. Eni's employment policy

On 18 July 2022, Eni's current chief legal counsel, Mr. Stefano Speroni, was placed under investigation by the Milan Prosecutors' Office for alleged offences under Articles 81 cpv and 371 bis c.p of the Italian Criminal Code, which prohibits the provision of false information to a prosecutor.<sup>4</sup>

On 9 April 2026, prosecutors named Mr Speroni as a suspect investigated under articles 110 (complicity in a crime) and 368 cp (slander).<sup>5</sup>

Eni's previous chief legal counsel, Massimo Mantovani, is currently being prosecuted for allegedly interfering in the OPL 245 investigation.

### Questions:

- 1) Is Mr Speroni still under investigation for the provision of false information to a prosecutor?  
*Il Sig. Speroni risulta ancora indagato per il reato di falsa informativa a un pubblico ministero?*  
[No, la Procura della Repubblica di Milano ha richiesto l'archiviazione del procedimento, come, peraltro, reso noto dagli organi di stampa.](#)
- 2) How many chief counsels and other lawyers who have acted on behalf of Eni in the past 10 years have been placed under criminal investigation?  
*Quanti direttori legali (chief counsel) e altri avvocati che hanno operato per conto di Eni negli ultimi 10 anni sono stati indagati?*
- 3) Does Eni have an employment policy? If so, what are the rules governing the suspension of employees who are under criminal investigation, named as suspects or being prosecuted? Why was Mr Speroni not suspended at the time he was placed under investigation?  
*Eni ha definito una policy in materia di rapporti di lavoro? In caso affermativo, quali sono le regole che disciplinano la sospensione dei dipendenti sottoposti a indagine penale, iscritti nel registro degli indagati o imputati? Per quali ragioni il Sig. Speroni non è stato sospeso al momento dell'avvio dell'indagine a suo carico?*
- 4) What due diligence was undertaken on Mr Speroni and Mr Mantovani prior to their employment by Eni? Did that due diligence raise any red flags? Was the board informed of those red flags?  
*Quali attività di due diligence sono state svolte su Sig. Speroni e Sig Mantovani prima della loro assunzione in Eni? Tali attività di due diligence hanno evidenziato profili di rischio ("red flags")? Il Consiglio di Amministrazione è stato informato di tali elementi?*
- 5) Has Eni undertaken a review of its due diligence procedures following the prosecution of Mr Mantovani and the investigation of Mr Speroni? If not, why not?  
*A seguito del procedimento penale a carico del Sig. Mantovani e dell'indagine riguardante il Sig. Speroni, Eni ha avviato una revisione delle proprie procedure di due diligence? In caso negativo, per quali motivazioni?*
- 6) Given that the alleged offenses committed by Mr. Speroni and Mr. Mantovani could expose the company itself to criminal liability under Legislative Decree No. 231/2001, does the company believe that its current compliance program remains adequate

<sup>4</sup> Procura della Repubblica, Dispone, N.11191/2020 R.G. notizie di reato-Mod.44, 18 July 2022.

<sup>5</sup> <https://www.ilfattoquotidiano.it/2026/04/09/equalize-chiesto-processo-per-enrico-pazzali-chiuse-le-indagini-a-carico-di-81-persone/8350039/>

and effective in preventing the commission of offenses by its corporate executives or subordinates? If so, why, and why does Eni not consider revising and, if necessary, implementing the same compliance program?

*Considerato che le presunte condotte attribuite ai Sig. Speroni e Mantovani potrebbero esporre la Società a responsabilità amministrativa ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001, Eni ritiene che il proprio sistema di compliance sia attualmente adeguato ed efficace nel prevenire reati da parte dei propri dirigenti o dipendenti? In caso affermativo, per quali ragioni la Società non ritiene necessario procedere alla revisione e, ove opportuno, all'implementazione del medesimo sistema di compliance?*

- 7) In any case, has the company verified before the competent public prosecutor's office whether it is listed in the registry of corporates under investigation in accordance with the specific form provided for the administrative liability of legal entities for criminal offenses?

*In ogni caso, la Società ha verificato presso la competente Procura della Repubblica se risulta iscritta nel registro degli enti sottoposti a indagine, ai sensi della disciplina prevista in materia di responsabilità amministrativa degli enti per reati?*

- 8) Has Eni assessed the reputational risks arising from the criminal investigation or prosecution of two of its chief legal counsels?

*Eni ha valutato i rischi reputazionali derivanti dall'indagine penale e dal procedimento giudiziario che hanno coinvolto due dei suoi direttori legali?*

- 9) Did Eni report the criminal investigation of Mr Speroni and prosecution of Mr Mantovani to the US Securities and Exchange Commission? If not, why not, given the ESG issues that the investigation raises?

*Eni ha comunicato alla U.S. SEC l'avvio dell'indagine penale a carico del Sig. Speroni e il procedimento a carico del Sig. Mantovani? In caso negativo, per quali motivazioni, anche alla luce delle implicazioni in ambito ESG connesse a tali vicende?*

- 10) Has Eni informed ESG rating agencies that Eni's chief legal counsel has been named as a suspect in a criminal investigation and nevertheless Eni has decided to continue his employment? If not, why not?

*Eni ha informato le agenzie di rating ESG del fatto che il proprio direttore legale è stato iscritto nel registro degli indagati nell'ambito di un procedimento penale e che, nonostante ciò, la Società ha deciso di proseguire il relativo rapporto di lavoro? In caso negativo, per quali motivazioni?*

**Risposta alle domande da 2 a 10**

Premesso che le domande sono irrilevanti ai fini dell'approvazione del bilancio 2025, per quanto riguarda la posizione di Eni nei procedimenti citati, non è contestata alcuna responsabilità in capo all'ente. Le informative fornite sono coerenti con quelle richieste dalle normative applicabili ed in vigore. Quanto al Modello 231 di Eni, vedasi risposta alla domanda B.5

## D. UN Mandate Holders Letter to ENI: Disclosures under 17 CFR § 240.12b-20 of the US Securities Exchange Act of 1934

Eni is listed on the New York Stock Exchange and therefore subject to the reporting requirements of the US Securities Exchange Act.

Those requirements obligate the reporting of such material information as is necessary to ensure that statements made by regulated companies are not misleading.<sup>6 7</sup>

Eni has stated that “respect for human rights is an integral principle of all our activities, regardless of the geographical or cultural context”.<sup>8</sup>

On 2 July 2025, an unprecedented number of UN mandate holders,<sup>9</sup> led by the UN Working Group on the issue of human rights and transnational corporations and other business enterprises, wrote to Eni expressing their “grave concern” about the impact on human rights caused by the divestment of Eni S.p.A from its Nigerian subsidiary “without following a human rights-based approach and against international law obligations”.

The UN Mandate Holders stated:

*“The repeated oil spills in the Niger Delta over a span of decades severely affected the right to life, the right to a clean, healthy and sustainable environment that is free from toxic substances, the right to the highest attainable standard of health, the right to safe drinking water, the right to an adequate standard of living, the right to food, the right to housing, cultural rights, the right to access to information and the right to access to remedy . . . The divestment processes, which have lacked transparency, carry a high risk of perpetuating human rights impacts, and hindering any environmental remediation and access to remedy efforts”.*

The Mandate holders also stated:

*“We note that the Niger Delta is not the only location worldwide where human rights are being abused by business enterprises involved in oil and gas operations. These human rights abuses therefore raise wider systemic issues, some of which have only emerged through the divestments being made in Nigeria without proper remediation. The mechanisms being used to achieve such divestments in Nigeria are novel, involving a sale of shares in the operating companies rather than divestment of individual licenses. In that respect, Nigeria is being used as an experiment for divestment without clean-up.”*

### Questions:

- 1) Does Eni consider that the letter from the UN Mandate holders constitutes material information whose disclosure is necessary in order to ensure that statements made

<sup>6</sup> Code of Federal Regulations, Title 17 - Commodity and Securities Exchanges Chapter II - SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION (CONTINUED), Part 240 - GENERAL RULES AND REGULATIONS, SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934, Subpart A - Rules and Regulations Under the Securities Exchange Act of 1934, Section § 240.12b-20 - Additional information, <https://www.govinfo.gov/content/pkg/CFR-2021-title17-vol4/xml/CFR-2021-title17-vol4-sec240-12b-20.xml>. Accessed February 15, 2024.

<sup>7</sup> Code of Federal Regulations, Title 17 - Commodity and Securities Exchanges Chapter II - SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION (CONTINUED), Part 240 - GENERAL RULES AND REGULATIONS, SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934, Subpart A - Rules and Regulations Under the Securities Exchange Act of 1934, § 240.10b-5, <https://www.govinfo.gov/content/pkg/CFR-2021-title17-vol4/xml/CFR-2021-title17-vol4-sec240-10b-5.xml>. Accessed February 15, 2024.

<sup>8</sup> <https://www.eni.com/en-IT/sustainability/people-community/human-rights.html>

<sup>9</sup> Mandates of the Working Group on the issue of human rights and transnational corporations and other business enterprises; the Special Rapporteur on the promotion and protection of human rights in the context of climate change; the Special Rapporteur on the human right to a clean, healthy and sustainable environment; the Special Rapporteur on the right to food; the Special Rapporteur on the right of everyone to the enjoyment of the highest attainable standard of physical and mental health; the Working Group on the rights of peasants and other people working in rural areas and the Special Rapporteur on the implications for human rights of the environmentally sound management and disposal of hazardous substances and wastes

by Eni with regard to human rights are not misleading? If not, why not?

*Eni ritiene che la lettera ricevuta dai titolari di mandato delle Nazioni Unite costituisca informazione rilevante la cui divulgazione sia necessaria al fine di garantire che le dichiarazioni rese da Eni in materia di diritti umani non risultino fuorvianti? In caso negativo, perché?*

- 2) Has Eni notified the US Securities and Exchange Commission of the receipt and contents of the letter? If not why not?

*Eni ha notificato alla U.S. Securities and Exchange Commission la ricezione e il contenuto della suddetta lettera? In caso negativo, per quali ragioni?*

- 3) Has Eni informed shareholders of the receipt of the UN Mandate holders' letter? If not, why not?

*Eni ha informato gli azionisti della ricezione della lettera da parte dei titolari di mandato delle Nazioni Unite? In caso negativo, per quali ragioni?*

Sì.

- 4) Has Eni informed ESG rating agencies of the receipt of the UN Mandate holders' letter? If not, why not?

*Eni ha informato le agenzie di rating ESG della ricezione della lettera da parte dei titolari di mandato delle Nazioni Unite? In caso negativo, per quali ragioni?*

I principali aspetti dell'operazione di cessione della NAOC Ltd all'operatore nigeriano OANDO plc sono stati oggetto di disclosure nei bilanci finanziari e report di sostenibilità dell'Eni per cui non vi è stata alcuna omissione di "material information" verso gli investitori/stakeholders. In tali rapporti sono descritti il rationale dell'operazione cioè la strategia di Gruppo di ottimizzare il portafoglio con focalizzazione sugli asset nigeriani offshore, la selezione di un qualificato partner locale, società quotata, in linea con la strategia del governo nigeriano di promuovere la conduzione diretta delle operazioni petrolifere a terra da parte di imprenditori locali, nonché i temi di tutela dei diritti umani e di gestione responsabile delle operazioni di bonifica in un'area sensibile. In particolare, per il tema degli oil spill e delle remediation activity, la vendita della NAOC è avvenuta nel rispetto delle normative locali in tema di smantellamento e ripristino rispetto alle operazioni petrolifere attraverso il funding da parte Eni delle relative obbligazioni di competenza ed è stato trasferito all'acquirente il sistema Eni di monitoraggio e individuazione delle fuoriuscite di petrolio. I principali aspetti della transazione sono stati comunicati da Eni nei filing per la US Securities & Exchange Commission. Eni, tramite il suo Responsabile della Sostenibilità, ha risposto in modo ufficiale alle illazioni riportate nella comunicazione degli UN mandate holders. Tale comunicazione è pubblica sul sito UN al link <https://spcommreports.ohchr.org/TMResultsBase/DownloadFile?gId=39197>.

Tale corrispondenza è stata messa a disposizione delle società che valutano i rating di sostenibilità.

## E. Divestment of Eni's 5% interest in Renaissance JV (formerly SPDC JV)

It has been reported in the Nigerian press that Eni has received bids from several companies for the acquisition of its 5% working interest in Renaissance JV, formerly the Shell Petroleum Development Company JV, in Nigeria.<sup>10</sup> *Nation* reports that "parties close to the divestment process" have suggested that the favoured bidder is Sterling Oil Exploration and Energy Production Company (SEEPCO) Nigeria, owned by Nitin and Chetan Sandesara.

*The Nation* further reports:

*"The Sandesaras Brothers – Nitin and Chetan – who arrived in Nigeria after being declared fugitive economic offenders in India seems to have found a home to not only hide their funds, but also flourish by establishing SEEPCO, which produces over 50,000 barrels of oil per day through various production sharing contracts with the Nigerian National Oil Company.*

*In a landmark resolution in November 2025, the brothers were discharged of all wrongdoings by the Supreme Court in India after agreeing to a settlement of \$570million, roughly one-third of the \$1.7Billion proceeds of bank fraud carefully diverted through a massive network of over 300 shell companies.*

*While this judgement and resulting settlement remains challenged by the Securities and Exchange Board of India (SEBI) at the instance of setting a bad precedence on how economic offenses are resolved in India, the Supreme Court have recently ruled that SEBI discontinues its actions against the Brothers, and that all media outlet in India desists from publishing news linking the Brothers to Bank Fraud.*

*In Nigeria, while the Indian Brothers control one of the largest independent energy conglomerates in the Country, they have been accused of many wrongdoings including oil theft, flouting local content rules, bad treatment of Nigerian staff, depriving the Nigerian state of tax revenue, and environmental negligence among others.*

*SEEPCO, run by family members including Moit Barot continues to flourish in Nigeria and may have succeeded in finally laundering their image with the proposed acquisition of Agip Energy and Natural Resources Ltd from ENI."*

Questions:

- 1) Will Eni confirm that it is seeking to sell its 5% interest in Renaissance JV?  
*Eni conferma che sta valutando la cessione della propria partecipazione pari al 5% nella joint venture Renaissance?*  
Sì, si conferma.
- 2) Will Eni confirm that SEEPCO has made a bid for Eni's 5% interest in Renaissance JV?  
*Eni conferma che SEEPCO ha presentato un'offerta per l'acquisizione della partecipazione del 5% posseduta da Eni nella joint venture Renaissance?*  
Il processo di vendita è in corso: il nome dell'acquirente e il valore della transazione sono coperti da riservatezza.

<sup>10</sup> <https://thenationonlineng.net/eni-may-sell-5-renaissance-jv-interest-to-sandesara-brothers/>

- 3) Is Eni aware of the allegations related to SEEPCO's owners, as reported in The Nation?  
*Eni è a conoscenza delle presunte contestazioni relative agli azionisti di SEEPCO, come riportato dalla testata The Nation?*  
Sì.
- 4) Will Eni confirm that it will not sell its 5% interest in Renaissance JV to any company that poses a reputational risk to Eni?  
*Eni conferma che non procederà alla cessione della propria partecipazione del 5% nella joint venture Renaissance a società che comporterebbero un rischio reputazionale per il Gruppo?*  
L'eventuale acquirente sarà soggetto al processo di due diligence previsto dagli strumenti normativi aziendali, che include la valutazione dei rischi reputazionali.
- 5) Will Eni confirm that any purchaser of the 5% will pass a credible fit and proper person test?  
*Eni conferma che qualsiasi acquirente della partecipazione del 5% sarà sottoposto a un adeguato e credibile processo di verifica dei requisiti di onorabilità e idoneità?*  
Vedi risposta 4. Inoltre, in relazione alla necessità di finanziamento/garanzia dell'operazione da parte di istituzioni internazionali, le stesse avviano un processo di verifica "Know Your Customer" (KYC) in aggiunta ai controlli di Eni indicati al punto precedente.

## F. Brass Canal

### 1. Daily Discharge of Produced Water

- 1) Can Eni confirm whether NAOC discharged between 100,000 and 150,000 barrels per day of produced formation water into the Brass Canal over several decades, and clarify what proportion of this volume was treated to internationally accepted standards before discharge?  
*Eni è in grado di confermare se NAOC abbia scaricato, per diversi decenni, tra 100.000 e 150.000 barili al giorno di acque di formazione prodotte nel canale di Brass e di chiarire quale percentuale di tali volumi sia stata sottoposta, prima dello scarico, a trattamento conforme a standard internazionalmente riconosciuti?*
- 2) If treatment was applied, will Eni disclose independent verification reports confirming compliance over time, rather than internal company assessments?  
*Qualora tali trattamenti siano stati applicati, Eni intende rendere pubblici rapporti di verifica indipendenti che attestino la conformità nel tempo, in luogo di sole valutazioni interne alla Società?*

### 2. Untreated Toxic Waste Allegation

- 1) What is Eni's response to documented claims that the Brass Canal evolved into a conduit for untreated toxic wastes - including brine, sludge, and crude residues - discharged into the Brass River and the Atlantic Ocean?  
*Qual è la posizione di Eni in merito a documentate segnalazioni secondo cui il canale di Brass si sarebbe trasformato in un canale di convogliamento di rifiuti tossici non trattati — inclusi salamoie, fanghi e residui di greggio — scaricati nel fiume Brass e nell'Oceano Atlantico?*

- 2) Will Eni commit to publishing full historical discharge data and third-party audits for investor scrutiny?  
*Eni intende impegnarsi alla pubblicazione dei dati storici completi sugli scarichi e delle verifiche di terze parti, per valutazione da parte degli investitori?*

### 3. EGASPIN Regulatory Breach

- 1) How does Eni explain total petroleum hydrocarbon concentrations in the Brass Canal reported as high as 88,500 mg/kg—far exceeding the 5,000 mg/kg intervention threshold under EGASPIN guidelines?  
*Come spiega Eni il riscontro di concentrazioni di idrocarburi nel canale di Brass riportate fino a 88.500 mg/kg, valori ampiamente superiori alla soglia di intervento di 5.000 mg/kg prevista dalle linee guida EGASPIN?*
- 2) What remediation actions have been undertaken specifically in response to this breach, and what is the current contamination level?  
*Quali interventi di bonifica sono stati intrapresi specificamente in relazione a tale violazione e qual è l'attuale livello di contaminazione?*

### 4. Groundwater Contamination & Public Health

- 1) Given reports that both shallow wells and boreholes in Brass communities are contaminated, does Eni accept responsibility for groundwater pollution, and what long-term health monitoring or compensation programs are in place?  
*Alla luce delle segnalazioni secondo cui sia i pozzi superficiali sia i pozzi di trivellazione nelle comunità di Brass risulterebbero contaminati, Eni riconosce la responsabilità nell'inquinamento delle acque sotterranee e quali programmi di monitoraggio sanitario di lungo periodo o di compensazione sono stati attivati?*
- 2) Can Eni provide epidemiological data or health impact studies funded or acknowledged by the company?  
*Eni può fornire dati epidemiologici o studi di impatto sanitario finanziati o formalmente riconosciuti dalla Società?*

### 5. Destruction of Livelihoods & Biodiversity

- 1) What financial provisions has Eni made for remedying the destruction of aquatic biodiversity and the collapse of fishing-based livelihoods in Brass Kingdom since NAOC operations began in 1973?  
*Quali accantonamenti finanziari ha effettuato Eni per rimediare alla distruzione della biodiversità acquatica e al collasso dei mezzi di sussistenza basati sulla pesca nel Regno di Brass dall'avvio delle operazioni NAOC nel 1973?*
- 2) Are these liabilities reflected in Eni's environmental provisions or contingent liabilities disclosed to shareholders?  
*Tali passività sono riflesse negli accantonamenti ambientali o nelle passività potenziali comunicate agli azionisti?*

### 6. Legacy Pollution Liability:

- 1) Does Eni recognize the Brass Canal as a legacy pollution site, and if so, what is the estimated cost and timeline for full environmental remediation?

*Eni riconosce il canale di Brass quale sito di inquinamento storico e, in tal caso, quali sono le stime di costo e le tempistiche previste per una completa bonifica ambientale?*

- 2) If not, how does Eni justify that position in light of contamination levels far exceeding regulatory thresholds?

*In caso contrario, come giustifica Eni tale posizione alla luce di livelli di contaminazione significativamente superiori alle soglie normative?*

## **7. Divide-and-Rule Allegations**

- 1) How does Eni respond to allegations of manipulating host community relations through divide-and-rule tactics and inducements to local leaders?

*Qual è la risposta di Eni alle accuse di aver condizionato le relazioni con le comunità ospitanti mediante pratiche di divisione interna e forme di incentivazione rivolte a esponenti locali?*

- 2) What safeguards are in place to ensure community agreements are free, prior, and informed, rather than instruments for liability limitation?

*Quali presidi sono in essere per garantire che gli accordi con le comunità siano liberi, preventivi e informati, e non strumenti volti a limitare la responsabilità della Società?*

## **8. Liability Waivers Disguised as CSR**

- 1) Can Eni clarify whether any community development or CSR agreements have included clauses that limit or waive the company's environmental liability?

*Eni può chiarire se taluni accordi di sviluppo comunitario o di responsabilità sociale d'impresa abbiano incluso clausole volte a limitare o a rinunciare alla responsabilità ambientale della Società?*

## **9. Sale of Onshore Assets to Oando**

- 1) What due diligence was undertaken by Eni before the sale of its onshore assets to Oando Plc, particularly in light of reported financial and governance concerns at the time?

*Quale attività di due diligence ha svolto Eni prima della cessione dei propri asset onshore a Oando Plc, in considerazione delle problematiche finanziarie e di governance riportate all'epoca?*

- 2) Did the transaction include any transfer or limitation of environmental liabilities associated with Brass operations?

*L'operazione ha incluso il trasferimento o la limitazione di responsabilità ambientali connesse alle attività nel territorio di Brass?*

## **10. ESG Violations**

- 1) Given the scale of alleged environmental damage, regulatory breaches, and community impact spanning over five decades in Brass, why should investors not consider this a material ESG risk capable of triggering significant financial, legal, and reputational liabilities for the company?

*Alla luce della portata delle presunte compromissioni ambientali, delle violazioni regolamentari e dell'impatto sulle comunità nell'arco di oltre cinque decenni nell'area di Brass, per quali motivazioni gli investitori non dovrebbero considerare tali circostanze un rischio ESG rilevante, potenzialmente idoneo a generare significative esposizioni finanziarie, legali e reputazionali per la Società?*

#### **11. Absence of Water Treatment Infrastructure**

- 1) Can Eni confirm whether the Brass Export Terminal operated for decades without a functional produced water treatment and reinjection facility, despite regulatory requirements under EGASPIN and Nigerian petroleum laws?

*Eni può confermare se il Brass Export Terminal abbia operato per decenni in assenza di un impianto funzionante per il trattamento e la reiniezione delle acque di produzione, nonostante i requisiti previsti dalle linee guida EGASPIN e dalla normativa petrolifera nigeriana?*

- 2) If such a facility exists, when was it commissioned, and can Eni provide verifiable operational records demonstrating consistent usage?

*Qualora tale impianto esista, in quale data è stato avviato e Eni può fornire evidenze operative verificabili attestanti il suo utilizzo continuativo?*

#### **12. Failure to Implement Local Content Plan**

- 1) Why did Eni allegedly operate for over 50 years in Brass without a Local Content Plan, in apparent violation of Nigerian law?

*Per quali ragioni Eni avrebbe operato per oltre 50 anni nell'area di Brass in assenza di un Piano di Local Content, in apparente violazione della normativa nigeriana?*

#### **13. 3 Billion Barrels of Toxic Discharge**

- 1) Can Eni confirm or refute estimates that approximately 3 billion barrels of produced formation water, brine, and sludge have been discharged into the Brass Canal since 1973?

*Eni è in grado di confermare o smentire le stime secondo cui, dal 1973, sarebbero stati scaricati nel canale di Brass circa 3 mld di barili di acque di formazione prodotte, salamoie e fanghi?*

- 2) And if in dispute, will it disclose its own cumulative discharge data over the same period?

*In caso di contestazione di tali stime, Eni intende rendere pubblici i propri dati cumulativi sugli scarichi riferiti allo stesso periodo?*

#### **14. Violation of Original Canal MOU**

- 1) Why did Eni fail to honor its obligation under the original Memorandum of Understanding with Brass Kingdom requiring periodic independent environmental assessments?

*Perché Eni non avrebbe ottemperato gli obblighi previsti dal Memorandum of Understanding originario con il Regno di Brass, che richiedeva valutazioni ambientali periodiche indipendenti?*



### 15. Non-Compliance with Ministerial Directive

- 1) Why did Eni fail to comply with a 2018 directive from the Federal Ministry of Petroleum Resources mandating a Comprehensive Impact Assessment of the Brass Canal?  
*Per quali ragioni Eni non avrebbe dato attuazione alla direttiva del 2018 del Ministero Federale delle Risorse Petrolifere che imponeva la realizzazione di una Valutazione di Impatto Complessiva sul canale di Brass?*
- 2) Does Eni consider selective compliance with government directives an acceptable corporate practice?  
*Eni ritiene che una conformità selettiva alle direttive governative sia compatibile con corrette pratiche di governance?*

### 16. Failure to Deliver on 2015 Cleanup Promise

- 1) What explains Eni's failure to fulfill its 2015 commitment to the Bayelsa State Government to clean up the Brass Canal?  
*Quali elementi spiegano il mancato adempimento, da parte di Eni, dell'impegno assunto nel 2015 nei confronti del Governo dello Stato di Bayelsa relativo alla bonifica del canale di Brass?*

### 17. Liability Waivers in CSR Agreements

- 1) Why did Eni include clauses in a CSR Memorandum of Understanding requiring host communities to waive rights to pursue environmental claims, including those related to produced water disposal?  
*Perché Eni ha incluso clausole nel CSR Memorandum of Understanding che richiedevano alle comunità ospitanti di rinunciare al diritto di intraprendere azioni per danni ambientali, incluso lo smaltimento delle acque di produzione?*
- 2) Does Eni consider it ethical or consistent with ESG standards to condition basic social amenities on communities surrendering their legal rights?"  
*Eni ritiene che subordinare la fornitura di servizi sociali di base alla rinuncia di diritti legali sia coerente con principi etici e standard ESG riconosciuti?*

### 18. Allegations of Coercion & Undue Influence

- 1) How does Eni respond to allegations that community leaders were pressured to sign agreements containing liability waivers without broad-based representation of the kingdom?  
*Qual è la posizione di Eni rispetto alle accuse secondo cui i leader comunitari sarebbero stati sottoposti a pressioni per la sottoscrizione di accordi contenenti clausole di limitazione della responsabilità, in assenza di una rappresentanza ampia e inclusiva del Regno?*

### 19. Failure to Implement CSR Commitment

- 1) Why were many of the social projects promised under the MOU reportedly not implemented before its expiration in 2023?  
*Perché numerosi progetti sociali previsti dal Memorandum of Understanding non risulterebbero essere stati implementati prima della sua scadenza nel 2023?*

## 20. Divestment to Oando

- 1) How does Eni respond to concerns that the timing of its divestment to Oando Plc coincided with unresolved environmental liabilities in Brass?

*Come risponde Eni alle preoccupazioni secondo cui la tempistica del disinvestimento a favore di Oando Plc sarebbe coincisa con la presenza di passività ambientali irrisolte nell'area di Brass?*

- 2) Did the transaction include provisions that limit or transfer liability for decades of pollution, and were investors fully informed?

*L'operazione ha previsto clausole di limitazione o trasferimento delle responsabilità connesse a decenni di inquinamento e gli investitori ne sono stati adeguatamente informati?*

## 21. Legacy Liability Transfer

- 1) Can Eni clearly state whether Eni retains any financial or legal responsibility for historical pollution at the Brass Canal following its divestment?

*Eni può chiarire se, a seguito del disinvestimento, la Società mantenga responsabilità finanziarie o legali per l'inquinamento storico del canale di Brass?*

## 22. Threats Against Community Representatives

- 1) How does Eni respond to concerns that its communications to community representatives could be interpreted as attempts to discourage lawful advocacy or expert representation?

*Qual è la risposta di Eni alle preoccupazioni secondo cui talune comunicazioni rivolte ai rappresentanti delle comunità potrebbero essere interpretate come tentativi di scoraggiare attività di legittima rappresentanza o consulenza tecnica indipendente?*

Risposta alle domande da F.1 a F.22

Per quanto riguarda il Brass Canal, NAOC JV ha più volte dichiarato che la Società ha monitorato periodicamente le acque reflue derivanti dal proprio processo produttivo che transitavano nel Canale e, sulla base di tali monitoraggi, ha sempre respinto le accuse di inquinamento e/o di degrado dell'ambientale avanzata dal Brass Kingdom in relazione alle proprie attività nel Brass Canal.

Tuttavia, fermo quanto sopra e senza alcun pregiudizio, a seguito di un processo di consultazione con i membri della comunità, con un comitato interministeriale costituito ad hoc, l'ente regolatore e gli altri stakeholder, NAOC JV e il Brass Kingdom hanno firmato nel luglio 2020 un Memorandum of Understanding, che prevedeva, tra l'altro, l'esecuzione di un Produced Water Management Project.

Al momento della cessione a Oando, NAOC aveva condotto con NUPRC uno Studio di Valutazione Ambientale (Environmental Evaluation Study – EES) relativo al Terminale di Brass Terminal. Nel maggio 2024, NUPRC ha infine comunicato a NAOC l'approvazione dell'EES.

Lo Studio era relativo al Produced Water Management Project, finalizzato all'implementazione di un ulteriore piano di trattamento delle acque e all'installazione di una condotta di scarico offshore. Il progetto è attualmente gestito da Oando Energy Resources Nigeria Limited.



## RISERVE

- 1) Perché nella relazione finanziaria per il 2024 e 2025 le riserve certe non vengono più indicate separatamente per l'Egitto ma sono genericamente inglobate in quelle indicate per l'Africa Settentrionale, dove confluiscono i dati di Algeria, Egitto, Libia e Tunisia? E' possibile avere il breakdown per paese?  
Relativamente alle informazioni sulle riserve certe, Eni – come tutte le principali società Oil&Gas- segue le regole di reporting emanate dalla US Securities&Exchange Commission come parte dell'Exchange Act (para. 1200 of reg. S-K); queste stabiliscono che le società forniscano i dati per: i) il paese di incorporazione della casa madre e ii) per le principali aree geografiche. L'informativa per paese (diverso da quello di incorporazione) è prevista quando le riserve del singolo paese eccedono il 15% delle riserve certe totali. In anni passati, l'Egitto ha superato tale soglia e pertanto si è fornita l'informativa su base individuale. Per effetto della evoluzione complessiva delle riserve, tale incidenza è gradualmente diminuita, scendendo nel 2024 e 2025 al di sotto del 15% per ciascuno dei tre rispettivi consecutivi anni (nei bilanci è oggetto di pubblicazione la serie storica triennale e fintanto che almeno in un anno del triennio la soglia era superata, Eni ha fornito il dato per paese). Negli ultimi trienni, essendo venuto meno il suddetto criterio di significatività, l'Egitto è stato ricompreso nell'area geografica Africa Settentrionale analogamente ad altri paesi sottosoglia.
  
- 2) Perché nella relazione finanziaria per il 2025 non sono state fornite delle tabelle, come avvenuto negli anni precedenti, della produzione giornaliera ed annuale di idrocarburi per tutti i maggiori paesi? Perché sono state invece fornite le produzioni solo per le aree geografiche, rendendo impossibile valutare la reale entità di importanti variazioni di produzione per singoli paesi, come l'Egitto?  
Il rilievo non è corretto: i dati di produzione per Paese sono pubblicati, come negli anni passati (cfr. pag. 51-52 della Relazione Finanziaria Annuale 2025).
  
- 3) Perché nelle relazioni finanziarie degli ultimi 10 anni non si è mai dato opportuno risalto ai risultati negativi in termine di produzione riscontrati in alcuni dei più grandi giacimenti operati o partecipati da Eni? ad esempio, con riferimento a:
  1. Campo di Zohr in Egitto, la cui produzione di gas del campo si è costantemente mantenuta e si mantiene su valori molto al di sotto (-50%) di quanto dichiarato sempre da eni alla stampa, e questo nonostante la perforazione nel 2025 di 2 ulteriori pozzi con un costo complessivo di oltre 400 milioni di dollari?  
Le prestazioni del giacimento Zohr sono in linea con la pianificazione e le aspettative. Le attuali performance produttive sono il risultato dell'uscita del giacimento dalla fase di plateau e risultano comparabili a quelle di altri grandi giacimenti simili nel Paese e a livello internazionale.  
Sono in corso diverse attività di ottimizzazione della produzione, tra cui perforazione, ottimizzazione della gestione dell'acqua e compressione, al fine di sostenere i livelli produttivi. Sono inoltre in fase di maturazione nuove opportunità di perforazione.

2. Campo di Kashagan in Kazakhstan, la cui produzione di olio del campo ha raggiunto stabilmente solo nel 2025 i poco più di 400,000 barili/giorno, contro una previsione di eni nel 2005 di oltre un milione di barili al giorno?

Le relazioni finanziarie hanno sempre riportato puntualmente l'evoluzione e le sfide di giacimenti complessi come Kashagan, in totale conformità con i principi contabili e i doveri di informazione al mercato. Il divario tra le proiezioni preliminari del 2005 e l'attuale produzione a oltre 400.000 barili al giorno non costituisce un risultato negativo, bensì riflette una gestione industriale responsabile e dinamica. Lo sviluppo del campo è infatti governato con la compagnia di stato, le cui decisioni sulle fasi produttive e sugli investimenti vengono calibrate collettivamente per gestire le eccezionali sfide tecniche e ambientali del Mar Caspio, garantendo sempre la massima sicurezza operativa. Inoltre, lo sviluppo del giacimento ha seguito rigorose logiche di mercato e una severa disciplina del capitale, privilegiando la creazione di valore rispetto al mero volume produttivo. Gli attuali livelli di produzione rappresentano dunque il punto di equilibrio ottimale tra efficienza operativa e protezione del valore per i nostri azionisti, un percorso che è stato costantemente rendicontato con il massimo rigore.

- 4) Perché nelle relazioni finanziarie degli ultimi anni non si è mai dato opportuno risalto ai risultati negativi in termini di riserve riscontrati in alcuni dei grandi campi operati da Eni, come ad esempio nel campo di Zohr, dove le riserve certe di gas si sono rivelate più che dimezzate (da 20 a meno di 10 Tscf) rispetto alle prime stime pubblicizzate e mai corrette da Eni su tutta la stampa mondiale?

Nelle relazioni finanziarie del 2024 e 2025 non si è data evidenza delle variazioni di riserve certe di Zohr, in quanto non se ne sono verificate.

## ARGENTINA LNG

- 1) Qual è lo stato di avanzamento del progetto Argentina LNG e, nello specifico, della Fase III in cui è coinvolta Eni?
- 2) Entro quando è prevista la decisione finale di investimento per la Fase III del progetto Argentina LNG?
- 3) Eni ha già previsto quale possa essere il rapporto tra equity e debito relativo al finanziamento di Argentina LNG?
- 4) Eni ha intenzione di usufruire di garanzie pubbliche emesse dalle agenzie di credito all'esportazione per la realizzazione della Fase III del progetto Argentina LNG?
- 5) Eni ha già approcciato istituzioni finanziarie private per raccogliere capitale a debito per la realizzazione della Fase III del progetto Argentina LNG?
- 6) Eni ha intenzione di siglare un contratto di offloading del GNL prodotto nell'ambito della Fase III del progetto Argentina LNG alla stregua di quello siglato con BP per il GNL di Coral South FLNG in Mozambico?
- 7) Eni può confermare le indiscrezioni a mezzo stampa secondo cui le FLNG previste dalla Fase III del progetto Argentina LNG saranno 3 invece di 2? In caso contrario, è comunque prevista la futura installazione di una terza FLNG in capo a Eni?

Risposta alle domande da 1 a 7

Eni e YPF a cui si è aggiunta recentemente XRC stanno maturando una fase del progetto integrato upstream-midstream Argentina LNG che prevede l'export di 12 (6+6) MTPA di LNG con due unità di liquefazione galleggianti (FLNG). La Decisione

Finale di Investimento (FID) è prevista verso la fine del 2026. Le gare stanno procedendo celermente per tutti i principali pacchetti EPC di progetto e in parallelo, sono stati compiuti progressi significativi nelle attività di marketing di LNG e NGL, nonché nel finanziamento del progetto.

Eni, YPF e XRG hanno recentemente finalizzato il Joint Development Agreement (JDA). Tale accordo estende la partecipazione al progetto ARGLNG a XRG e aggiorna i principi di collaborazione tra le parti, con l'obiettivo di completare congiuntamente le attività chiave necessarie al raggiungimento della FID. Una volta raggiunta la FID (entro la fine del 2026), il piano di sviluppo sarà finalizzato in pieno allineamento con i partner. In linea con gli standard di esecuzione leader di settore, il progetto è previsto seguire un ciclo di sviluppo quadriennale dalla FID all'avvio della produzione.

Il processo di finanziamento e il confronto con istituzioni finanziarie ed ECAs sono in corso, con il chiaro obiettivo di massimizzare il ricorso a fonti di project financing adeguate al progetto per termini e tempi.

- 8) A quanto ammonteranno le emissioni complessive associate al progetto Argentina LNG e, nello specifico, a quelle della Fase III che prevede l'installazione di due FLNG? Il progetto Argentina LNG è in fase di definizione tecnica e le valutazioni di ingegneria, incluse quelle relative alle emissioni, sono parte del percorso che condurrà alla Final Investment Decision. Le stime delle emissioni complessive del progetto dipenderanno dalla configurazione tecnica selezionata che è in corso di definizione. Come per gli altri progetti, l'analisi riguarderà principalmente le emissioni operative Scope 1 e 2, con l'obiettivo di minimizzarle attraverso scelte progettuali orientate all'efficienza energetica e alla riduzione delle emissioni di routine, in coerenza con i processi di sviluppo e decisione industriale del Gruppo.
- 9) A quanto ammonteranno le emissioni derivanti da flaring associate alla Fase III del progetto Argentina LNG, che prevede l'installazione di due FLNG? Il progetto Argentina LNG è in fase di sviluppo tecnico, le scelte progettuali saranno orientate alla minimizzazione del flaring in coerenza con l'impegno di Eni relativo allo zero routine flaring. Come per progetti analoghi, eventuali episodi di flaring sarebbero limitati a fasi non di routine o di emergenza, quali avviamento, test o situazioni operative straordinarie, e saranno valutati e gestiti nell'ambito del progetto definitivo e nella successiva fase operativa.
- 10) Le consultazioni pubbliche previste dalla legge per le altre Fasi del progetto Argentina LNG, nonché quelle per altre infrastrutture energetiche che dovrebbero interessare le province di Rio Negro e Chubut sono state caratterizzate da numerose irregolarità, nonché da violazione dei diritti delle persone partecipanti da parte delle autorità.<sup>11</sup><sup>12</sup><sup>13</sup> Tanto premesso:
1. Quando saranno previste le consultazioni per la Fase III del progetto Argentina LNG, in cui Eni è coinvolta?
  2. Come Eni intende implementare il processo di consultazione pubblica per garantire una partecipazione libera e informata di qualsiasi portatore di

<sup>11</sup> <https://farn.org.ar/audiencia-publica-buque-de-gnl-en-el-golfo-san-matias/>

<sup>12</sup> <https://www.rionegro.com.ar/politica/odarda-pidio-suspender-la-audiencia-publica-por-el-segundo-buque-del-proyecto-gnl-en-rio-negro-4299446/>

<sup>13</sup> <https://www.rionegro.com.ar/energia/buque-mk-ii-hay-anotados-215-oradores-para-la-audiencia-publica-en-san-antonio-este-4299906/>

interesse, a partire dalla cittadinanza?

Risposta alle domande 10.1 e 10.2

Il progetto Argentina LNG viene gestito insieme a YPF/XRG e tutte le istanze di consultazione saranno avviate in accordo con la legislazione vigente. Eni conduce tutte le proprie attività nel rispetto delle normative applicabili e adotta i più elevati standard e le linee guida internazionali in tutti i contesti in cui opera.

- 11) Eni prevede di essere coinvolta anche nelle parti upstream associate al progetto Argentina LNG, nello specifico rafforzando le operazioni di ricerca e produzione nel bacino di Vaca Muerta?

Sì, Eni sarà presente in tutta la catena del valore del progetto, da upstream, midstream, downstream e marketing del gas.

- 12) L'Unione Internazionale per la Conservazione della Natura (IUCN), durante il Congresso Mondiale della Natura del 2025, ha approvato una mozione fondamentale per la protezione del Golfo San Matías in Argentina, l'area che secondo il progetto Argentina LNG dovrebbe ospitare due FLNG di Eni. La mozione 26 "Conservazione dell'integrità ambientale del Golfo San Matías in Argentina" evidenzia i rischi legati all'installazione di infrastrutture per lo sfruttamento di petrolio GNL e avverte dei potenziali danni ecosistemici all'area derivanti da queste attività, un'area che rappresenta un habitat chiave per l'alimentazione e la migrazione di diverse specie, anche internazionalmente protette.

Tanto premesso:

1. Come si conciliano i piani di sviluppo delle infrastrutture GNL di Eni in Argentina con questa mozione?

Il piano di sviluppo Argentina LNG soddisferà i requisiti dell'iter autorizzativo in materia di impatti ambientali al fine di ottenere i relativi permessi dalle varie autorità competenti.

- 13) Come già avviene in Mozambico per il progetto Coral South FLNG, Eni prevede pattugliamenti da parte della Marina Militare italiana ed esercitazioni?

Non siamo al corrente di pattugliamenti ed esercitazioni della Marina Militare Italiana in Argentina.

## MOZAMBICO

### A. Coral South FLNG

1. In risposta alle domande pre-assembleari del 2023, Eni ha comunicato che "dall'avvio del progetto Coral South a novembre 2022" alla data dell'assemblea del 10 maggio 2023, "da fonti pubbliche (Kpler) risulta che sino ad aprile 2023 sono stati effettuati 13 carichi di gas naturale liquefatto corrispondenti a circa 1,2 miliardi di metri cubi, di cui 2 carichi arrivati in Italia per circa 200 milioni di metri cubi". Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

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

Dall'avvio della produzione sono stati spediti circa 150 carichi di GNL.

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

Dall'avvio della produzione sono stati prodotti 10,8 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 (inclusa l'Italia).

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

Si veda risposta alla domanda 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).

2. Premesso che 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", si formula la seguente domanda:

- 1) 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 riferire quanti sono stati gli episodi di flaring e quale sia la quantità di gas bruciato in torcia in termini di volume dal 24 gennaio 2024 a oggi?

Dal 24 gennaio 2024 ad oggi, sono avvenuti meno di 9 episodi all'anno 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.

3. A quanto ammonta il contributo economico associato all'operatività di Coral South FLNG e corrisposto alle casse dello Stato mozambicano fino a questo momento?

Gli introiti per il governo mozambicano dall'avvio della produzione ammontano a oltre \$290 mln.

## B. Coral North FLNG

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

Il progetto è in fase esecutiva con un progresso a oggi superiore al 50%, in linea con il piano di sviluppo.

- 2) Premesso che il 2 ottobre 2025 Eni ha comunicato attraverso il proprio sito istituzionale di aver raggiunto la decisione finale di investimento per Coral North FLNG entro il primo trimestre del 2025, tuttavia senza includere informazioni in merito alla *financial closure*, si formula la seguente domanda:

1. Può Eni riportare le ragioni di questa assenza di informazioni?  
Il finanziamento è in corso di finalizzazione. Tale project financing coprirà indicativamente il 60% dei fabbisogni complessivi per l'avvio del progetto Coral North.
- 3) Qual è il rapporto tra equity e debito relativo al finanziamento di Coral North FLNG?  
Il project financing coprirà indicativamente il 60% dei fabbisogni complessivi per l'avvio del progetto Coral North.
- 4) Entro quando Eni prevedere di raggiungere la financial closure per Coral North FLNG?  
Si veda risposta alla domanda 2.1.
- 5) 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 differente rispetto a quella di Coral South FLNG.
- 6) Quale percentuale di gas prodotto da Coral North FLNG sarà destinato al mercato mozambicano?  
La percentuale di gas destinata al mercato domestico è in linea con quanto previsto dalla legge e approvato dal Governo mozambicano.
- 7) Quale percentuale di condensato derivante dalla produzione di gas di Coral North FLNG sarà destinato al mercato mozambicano?  
La vendita del condensato di Coral North sarà interamente affidata alla società di Stato mozambicana ENH.
- 8) A quanto ammonteranno le emissioni complessive associate a Coral North FLNG?  
Le emissioni associate a Coral North sono stimate in circa 500.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> 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.
- 9) 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.
- 10) In data 19 marzo 2026, il Working Group on Business and Human rights delle Nazioni Unite e tre Special rapporteur hanno reso pubblico un comunicato stampa<sup>14</sup> in cui esprimono «profonda preoccupazione per la decisione della Banca africana di sviluppo (AfDB) di approvare un prestito di 150 milioni di dollari a sostegno del progetto Coral North Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) nel nord del Mozambico», dal momento che «il progetto offshore potrebbe aggravare le annose problematiche relative ai diritti umani emerse nel settore del gas nella provincia di Cabo Delgado, in Mozambico» e «potrebbe avere un impatto significativo sul clima, aumentando le

---

14 <https://www.ohchr.org/en/press-releases/2026/03/mozambique-un-experts-concerned-african-development-bank-funding-floating>

emissioni di gas serra, compreso il metano, aggravando l'inquinamento atmosferico e causando altri danni ambientali, in un momento in cui la regione sta già subendo gravi shock climatici». Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

1. Qual è la valutazione di Eni su questo comunicato?

2. Qual è la risposta di Eni a questo comunicato?

Risposta alle domande 1 e 2

Il progetto Coral North FLNG è sviluppato nel pieno allineamento ai più rigorosi standard internazionali in materia di tutela ambientale e di rispetto dei diritti umani. Eni opera in Mozambico nel rispetto integrale della normativa vigente, collaborando attivamente con le autorità nazionali e con tutti gli stakeholder di riferimento. In merito alla fonte citata, Eni non rilascia commenti su dichiarazioni provenienti da soggetti terzi.

## C. Rovuma LNG

1) 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». Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

1. 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. Per dettagli ed info aggiuntive si rimanda all'operatore ExxonMobil.

2. 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 veda risposta alla domanda precedente.

3. Il consorzio MRV, di cui Eni fa parte, prevede di raggiungere la decisione finale di investimento entro il 2026?

Si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil.

4. 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.

5. 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.

- 2) Può Eni fornire i dettagli dei progetti legati allo sviluppo locale, alla salute e, in generale, ad azioni di *corporate social responsibility* promossi dal Gruppo, da 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, dal 2019 Eni sviluppa progetti per l'equo accesso a servizi sociali di base e di promozione dello sviluppo socio-economico.

Oltre 320.000 persone hanno già beneficiato dei progetti nei settori dell'accesso all'istruzione e la formazione professionale, accesso all'acqua, all'igiene e ai servizi igienico-sanitari, accesso all'energia, la tutela del territorio, la resilienza e la diversificazione economica.

Oltre 500.000 persone beneficiano di iniziative di supporto alla salute comunitaria nella Provincia di Cabo Delgado e nell'area di Maputo.

Tali iniziative sono sviluppate in partenariato con organizzazioni della società civile in accordo con le autorità locali competenti e in linea con i piani di sviluppo nazionali e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Per Eni Foundation attualmente non ci sono iniziative in corso (le ultime attività nel paese sono terminate nel 2017).

Per quanto riguarda i progetti di sviluppo locale relativi a Rovuma LNG si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil.

- 3) In risposta alle domande pre-assembleari del 2019, Eni aveva affermato che «il team aziendale che si occupa di relazioni con le comunità, è stato presente a tutte le riunioni pubbliche ed alle 4 consultazioni pubbliche richieste dalla Legge. Durante il periodo 2013-2017 sono state eseguiti più di 800 community meeting congiuntamente con il team AMA1. Tutti i risultati delle riunioni sono stati pubblicati e resi accessibili al pubblico sul sito del LNG del Mozambico. La comunità e i villaggi in cui si sono svolti gli incontri sono quelli interessati dall'esecuzione del resettlement come indicato nel Resettlement Action Plan (RAP) ovvero: Quitupo, Senga».

Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

1. Può Eni fornire il numero aggiornato dei community meeting?  
Si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil.
2. Può Eni fornire il numero aggiornato e le date delle consultazioni richieste dalla Legge?  
Si veda risposta alla domanda 1.
3. Può Eni fornire il nome dei luoghi in cui si sono svolti gli incontri?  
Si veda risposta alla domanda 1.
4. Può Eni riferire quanti soldi ha speso per l'implementazione del RAP?  
Si rimanda alle Relazioni Finanziarie degli esercizi precedenti.

- 4) Le infrastrutture onshore di Rovuma LNG riceveranno il gas prodotto offshore «via three 22 in. Production pipelines».<sup>15</sup> Tanto premesso, si formula la seguente domanda:

---

<sup>15</sup> <https://www3.dfc.gov/Environment/EIA/rovuma/SLIP.pdf>

1. Dal momento che Eni «guiderà, per conto di MRV, la costruzione e il funzionamento degli impianti upstream», può il Gruppo fornire maggiori informazioni sull'area in cui passeranno questi gasdotti?  
[Il progetto è coordinato da ExxonMobil, pertanto si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore.](#)
2. Può Eni riferire se siano già iniziati i lavori propedeutici alla produzione di gas per Rovuma LNG?  
[Si rimanda alla risposta 1.](#)
3. Può Eni riferire se siano già iniziati i lavori propedeutici alla posa di questi tre gasdotti?  
[Si rimanda alla risposta 1.](#)
4. Può Eni riferire quali strumenti di mitigazione ambientale e sociale ha previsto in relazione alla costruzione e posa di questi tre gasdotti lungo tutto il loro percorso?  
[Si rimanda alla risposta 1.](#)

## D. Sicurezza e diritti umani

- 1) In risposta alle domande pre-assembleari del 2020, ENI ha affermato che «il 1° marzo 2019 Anadarko e Mozambique Rovuma Basin (MRV), rispettivamente operatori di Area 1 e Area 4, stipularono un Memorandum of Understanding (MoU) con il Ministero della Difesa ed il Ministero degli Interni per la sicurezza delle Operazioni del Progetto Rovuma Basin nella Provincia di Cabo Delgado. L'MoU contiene clausole relative all'anticorruzione e alla protezione dei diritti umani oltreché meccanismi di cancellazione dell'accordo qualora vi siano violazioni o deviazioni da questi elementi. Eni con gli altri partner di Area 4 e Area 1 sta discutendo con il Governo del Mozambico un aggiornamento dell'MoU che coinvolge sia le aree onshore che offshore» e che «in esecuzione a quanto previsto dall'MoU MRV ha corrisposto la propria quota all'Operatore di Area 1». Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:
  1. Può Eni riferire quali aree siano state coinvolte dai successivi aggiornamenti del MoU?
  2. Può Eni riportare le differenze tra il MoU precedente (e successivi aggiornamenti) con quello entrato in vigore dopo ottobre 2023?
  3. Può Eni riferire a quanto ammonta la quota corrisposta da MRV all'Operatore di Area 1 dal 1° marzo 2019 a ottobre 2023?  
[Risposta domande da 1 a 3](#)  
[Si rimanda agli operatori dei progetti a terra ExxonMobil e TotalEnergies.](#)
  4. Può Eni riferire a quanto ammonta la quota corrisposta dal Gruppo a MRV, poi corrisposta insieme alle quote delle altre società parte della joint venture all'Operatore di Area 1?  
[I pagamenti corrisposti in base all'MoU sono soggetti a clausole di riservatezza.](#)
  5. 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.

6. Si sono verificati episodi di pirateria o di altro tipo che hanno coinvolto la piattaforma Coral South FLNG?

Non si sono verificati episodi di pirateria o di altra minaccia di security che abbiano coinvolto la Coral South FLNG.

7. Eni ha siglato accordi con contractor privati relativamente alla sicurezza delle proprie installazioni in Mozambico dal 2013 a oggi? 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.

8. Come avviene il processo di selezione dei contractor privati? È contemplato anche uno scrutinio del loro operato in relazione al rispetto dei diritti umani?

Uno scrutinio anche sul tema dell'impegno nel rispetto dei diritti umani è parte del processo di gara descritto nella domanda precedente.

- 2) Rispondendo alle domande pre-assembleari del 2025, TotalEnergies ha affermato che «The Afungi industrial site is used by both Mozambique LNG and Rovuma LMG for their respective operations. The cost of security is shared by Mozambique LNG and Rovuma LNG and is being supported by a private unarmed security guards (whose primary role is defensive). The Mozambique LNG Project does not use private military companies for the security of the Afungi site». Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

1. Può Eni riferire in quale maniera sia disciplinato il rapporto tra il proprio attuale security contractor in Mozambico e le cosiddette "guardie non armate" a presidio del sito industriale di Afungi?

Il progetto operato da Eni è un progetto offshore e non ha nessuna relazione in termini di sicurezza con l'area di Afungi. Si rimanda agli operatori dei progetti sviluppati a terra, ExxonMobil e TotalEnergies.

2. Può EEni riferire dettagliatamente le mansioni del proprio attuale security contractor in Mozambico?

Il ruolo del security contractor comprende l'implementazione delle procedure di sicurezza aziendali a tutela delle persone e degli asset Eni all'interno dei propri siti.

- 3) Dal 2009 Eni realizza workshop su sicurezza e diritti umani in Mozambico.<sup>16</sup> Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:

---

<sup>16</sup> <https://www.eni.com/it-IT/sostenibilita/persone-comunita/diritti-umani.html>

1. Può Eni riportare quanti sono stati gli incontri su sicurezza e diritti umani in Mozambico fino a oggi?  
Ogni anno vengono svolte iniziative sul tema della sicurezza e diritti umani coinvolgendo anche le autorità insieme ai principali stakeholders. Nel 2024 è stato organizzato un workshop di 3 giornate sul tema security e diritti umani (Voluntary Principles Security on Human Rights - VPSHR). Nel 2025 si è svolto un corso di 5 giornate per formare istruttori sul tema security e diritti umani (VPSHR), rivolto a personale delle istituzioni mozambicane.
  2. Può Eni riferire dove i suddetti incontri siano avvenuti fino a oggi?  
Gli incontri si sono svolti a Maputo e Pemba.
  3. Può Eni riferire quale background professionale hanno le persone dedite a tenere i workshop?  
I corsi sono tenuti da consulenti esterni e formatori specialisti nell'ambito security e diritti umani.
- 4) Secondo quanto riportato durante il Capital Markets Update 2026, Eni prevede lo sviluppo e l'installazione di una terza nave FLNG in Mozambico, a partire dal 2030. Può Eni riportare dove potrebbe potenzialmente essere installata questa infrastruttura e da quale giacimento dovrebbe dipendere per l'approvvigionamento del gas?

L'opportunità di uno sviluppo di una terza FLNG è in fase di definizione.

- 5) In accordo con quanto riportato da Eni nel documento "Area 4 Human Rights Action Plan Interim Report" del dicembre 2020, "A seguito dello Human Rights Assessment, il Danish Institute for Human Rights ha redatto una relazione contenente osservazioni chiave e raccomandazioni da attuare nel progetto da parte di Eni Rovuma Basin. Per dare seguito alle raccomandazioni del Danish Institute for Human Rights, Eni Rovuma Basin, in collaborazione con il Dipartimento per lo Sviluppo Sostenibile (SOST) di Eni, ha elaborato un Piano d'Azione (HRAP) per il periodo 2019-2022, approvato da Eni Rovuma Basin nel settembre 2019." Sulla pagina web istituzionale di Eni è attualmente reperibile il documento "Area 4 Human Rights Action Plan Interim Report" del dicembre 2020 che, proprio perchè intermedio, rendiconta le attività svolte nel 2019 e nel 2020 da Eni Rovuma Basin. Il Piano d'Azione approvato, però, copre un periodo che va dal 2019 al 2022 e dalla documentazione attualmente disponibile sulla pagina web istituzionale di Eni sembra non essere reperibile il report di rendicontazione degli anni 2021-2022. Tanto premesso, Eni può indicare dove è possibile reperire questo report di rendicontazione degli anni 2021-2022?

Lo Human Rights Action Plan Interim Report è un documento che dettaglia le azioni da porre in essere in base alle risultanze dello Human Rights Impact Assessment svolto nel 2019. Sebbene gran parte delle azioni fossero state completate già nel 2020, alcune di esse – riferite alle attività di costruzione e gestione degli impianti per la liquefazione del gas naturale e delle relative infrastrutture da parte di ExxonMobil Moçambique Limitada e per le quali si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil - sono state oggetto di posticipo e successiva sospensione a causa della protratta interruzione delle attività cui si riferivano.

## E. Local content

- 1) Quante persone mozambicane sono state impiegate da Eni o da suoi sub-contractor nelle fasi di allestimento, installazione e messa in opera del progetto Coral South FLNG? Quante nella fase operativa dal 2022 ad oggi?  
Si stima che il progetto Coral South abbia generato circa 1400 posti di lavoro (diretti e indiretti).
- 2) Quante persone mozambicane Eni prevede di impiegare nelle fasi di allestimento, installazione e messa in opera del progetto Coral North FLNG?  
Si stima che il progetto Coral North genererà dei benefici paragonabili a quelli di Coral South in termini di posti di lavoro.
- 3) Quante persone mozambicane Eni prevede di impiegare nelle fasi di allestimento, installazione e messa in opera del progetto Rovuma LNG?  
Si rimanda all'operatore ExxonMobil.

## F. Comunità locali e resettlement

- 1) Secondo la propria policy ECG, "Eni si impegna ad agire per evitare il ricollocamento di Comunità Locali. Qualora tale opzione non possa essere evitata, Eni svolge consultazioni libere, informate e preventive con le persone interessate al fine di definire accordi congiunti, garantendo un'equa compensazione e il miglioramento delle condizioni di vita, in linea con i Performance Standard dell'IFC.". Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:
  1. Quale miglioramento delle condizioni di vita ha registrato Eni nei confronti delle comunità sfollate nella provincia di Cabo Delgado?
  2. Attraverso quali parametri vengono monitorati e valutati tali miglioramenti?  
Risposta domanda 1 e 2  
Eni non ha partecipato al processo di Resettlement. Si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil.
- 2) Secondo la Relazione Finanziaria Annuale 2025, e in relazione al progetto Rovuma LNG, Eni dichiara che nel 2025 ha speso per attività di resettlement in Mozambico €3,4 milioni. Tanto premesso, può Eni riferire dettagliatamente:
  1. Cosa intende Eni per attività di resettlement?  
Eni si attiene agli standard internazionali. Si rimanda alla definizione dell' IFC PS5. In questo caso si tratta del resettlement delle comunità di Cabo Delgado per il quale l'operatore del progetto Rovuma LNG e' ExxonMobil.
  2. Quali voci di spesa sono state coperte da questa somma?
  3. Quanti sono stati i destinatari diretti delle attività di resettlement? Di questi, quante sono donne?
  4. Quali sono le comunità e/o villaggi di provenienza dei destinatari delle attività di resettlement?

5. In quali comunità e/o villaggi risiedono ora i destinatari delle attività di resettlement?

Risposta domanda da 2 a 5

Si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil.

- 3) Secondo la Relazione Finanziaria Annuale 2025, p. 60, "Nel corso dell'anno sono proseguite le iniziative a sostegno delle comunità locali con (iii) programmi di sviluppo economico nei settori agricolo e ittico nelle province di Cabo Delgado e di Manica". Tanto premesso, può Eni riferire:

1. In cosa consistono i programmi di sviluppo economico nel settore ittico?

Tali iniziative hanno l'obiettivo di sviluppare la filiera sostenibile del settore ittico artigianale attraverso il rafforzamento delle capacità delle associazioni di pescatori, la trasformazione e conservazione del pesce, l'accesso al mercato dei prodotti ittici locali.

2. Quanti sono stati i destinatari diretti dei programmi di sviluppo economico nel settore ittico? Di questi, quante sono donne?

1470 pescatori artigianali e commercianti di pesce di cui 303 donne sono stati formati e hanno beneficiato di kit di pesca e per la conservazione del pesce.

3. Quali sono le comunità e/o villaggi di provenienza dei destinatari dei programmi di sviluppo economico nel settore ittico?

I beneficiari dei progetti sono residenti in comunità localizzate nei distretti di Metuge e Pemba.

4. In quali comunità e/o villaggi risiedono ora i destinatari dei programmi di sviluppo economico nel settore ittico?

I beneficiari dei progetti sono residenti in comunità localizzate nei distretti di Metuge e Pemba.

5. In cosa consistono i programmi di sviluppo economico nel settore agricolo?

Tali iniziative hanno l'obiettivo di aumentare la produzione e la commercializzazione di prodotti agricoli attraverso l'assistenza tecnica, la formazione e attrezzature per avviare o espandere le attività dei partecipanti.

6. Quanti sono stati i destinatari diretti dei programmi di sviluppo economico nel settore agricolo? Di questi, quante sono donne?

I beneficiari diretti sono circa 13.500 persone di cui più del 40% donne.

7. Quali sono le comunità e/o villaggi di provenienza dei destinatari dei programmi di sviluppo economico nel settore agricolo?

Le comunità coinvolte sono molteplici, distribuiti nei distretti limitrofi a Pemba e nella provincia di Manica.

8. In quali comunità e/o villaggi risiedono ora i destinatari dei programmi di sviluppo economico nel settore agricolo?

Le comunità coinvolte sono molteplici, distribuiti nei distretti limitrofi a Pemba e nella provincia di Manica.

## G. Domande presentate a nome di Justiça Ambiental – Friends of the Earth Mozambique

- 1) Eni può specificare quali sono i propri diritti di utilizzo del territorio sull'isola di Tecomaji e sull'isola di Rongui?
- 2) È stata condotta una valutazione d'impatto dettagliata sulle comunità di Tecomaji e Rongui e, in caso affermativo, è possibile renderla pubblica?
- 3) È stato elaborato un piano di reinsediamento dettagliato ed equo per le famiglie colpite di Tecomaji e Rongui?
- 4) È stata condotta una valutazione d'impatto dettagliata e aggiornata, e quando, sui lavori di dragaggio su vasta scala nella baia di Palma e intorno all'isola di Tecomaji in relazione alla salute ecologica e ai mezzi di sussistenza sostenibili nella regione, comprese le comunità vicine lungo la costa?
- 5) Esiste un piano equo di risarcimento o di reinsediamento per le famiglie che hanno perso reddito e accesso al cibo a causa di questo danno? Cosa prevede questo piano? Può essere reso pubblico?

[Risposte da 1 a 5](#)

[Si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore del progetto a terra ExxonMobil.](#)

## Militarizzazione del mare

- 1) La militarizzazione del Canale del Mozambico è strettamente legata alla crescente importanza strategica della regione e gli investimenti di Eni nei progetti Coral South FLNG e Coral North FLNG rappresentano questa strategicità dell'area. Almeno dalla metà di luglio, sono state segnalate uccisioni di pescatori nell'area, apparentemente in relazione agli sforzi per proteggere gli investimenti nella regione.

Alla luce di ciò, vorremmo porre le seguenti domande:

1. In che modo Eni garantisce che la sua presenza non contribuisca direttamente o indirettamente alla militarizzazione della regione?  
[Le operazioni di Eni sono interamente offshore a 50 km dalla costa senza alcun impatto negativo sulle comunità a terra né sui pescatori.](#)
2. In che modo Eni valuta il rischio di un'escalation militare nel Canale del Mozambico e il suo potenziale impatto sulle operazioni e sui costi?  
[Eni monitora costantemente l'area offshore di operazioni della Coral South FLNG. Nessun incidente di sicurezza è stato registrato nell'area di operazioni della Coral South dall'arrivo della FLNG nel 2022.](#)
3. Qual è il livello di dipendenza dell'azienda dalle forze militari straniere per garantire il funzionamento continuo di Coral South e, in futuro, di Coral North?  
[Il progetto Coral South e il futuro Coral North, non hanno alcuna dipendenza da forze di sicurezza non mozambicane.](#)

4. Esistono accordi formali o informali tra Eni e le forze dispiegate dalle Forze Armate di Difesa del Mozambico (FADM) o dal Ruanda?  
In accordo con la strategia per la protezione delle infrastrutture critiche nazionali del ministero della difesa mozambicana, le Forze Armate del Mozambico forniscono personale a tutela delle operazioni offshore. Non sussistono accordi tra Eni e le Forze Armate del Ruanda per le attività in Mozambico.
5. Quali misure sono in atto per garantire benefici tangibili alle comunità di Cabo Delgado?  
Per l'operato di Eni si rimanda alle domande 3 della sezione F precedente. Per il progetto a terra si rimanda alle dichiarazioni effettuate dall'operatore ExxonMobil.
6. Eni intende rendere pubblici i dati sulle proprie spese relative alla sicurezza nella regione?  
Le spese relative alla sicurezza sono informazioni confidenziali.
7. Esiste una supervisione indipendente delle pratiche in materia di sicurezza e diritti umani associate a questi progetti?  
L'Autorità Nazionale per i Diritti Umani è deputata a vigilare sul rispetto di questi ultimi. Inoltre, i progetti Coral South e Coral North vengono periodicamente auditati da terze parti anche su questi temi.

## Ravenna CCS

- 1) In accordo con l'art. 20 comma 1 del D. Lgs. 162/11, entro il 31 marzo 2026 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 CO2 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 CO2, 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 CO2 nel sito di stoccaggio. Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:
  1. Eni ha presentato la relazione contenente gli esiti preliminari della fase sperimentale del progetto di stoccaggio della CO2 di Ravenna, nel rispetto dei termini di legge?  
Si conferma che la relazione è stata presentata secondo i termini previsti dalla normativa vigente e dalle richieste degli Enti competenti.
  2. Eni intende rendere pubblica e disponibile questa relazione?  
I risultati principali della sperimentazione sono già stati presentati pubblicamente in occasione dell'evento OMC 2025 tenuto a Ravenna aprile dello scorso anno attraverso il documento divulgativo "Ravenna CCS - Phase 1: Early Insights From The First 8 Months Of CO2 Capture, Transport And Storage Operations".

3. Quali sono stati gli esiti preliminari dei primi 20 mesi di esercizio della fase sperimentale?  
La fase 1 del progetto Ravenna CCS ha conseguito risultati eccellenti, in particolare, il sistema di cattura ha registrato un'efficienza superiore al 90%, con picchi del 96%, utilizzando energia termica autoprodotta ed energia elettrica da fonti rinnovabili, garantendo che la CO2 catturata corrispondesse effettivamente a quella abbattuta. La CO2 catturata è stata stoccata senza problemi nel giacimento di P.to Corsini Mare Ovest.
  4. Quando è previsto il termine della fase sperimentale?  
Fase 1 ha completato le attività di iniezione ad Agosto 2025. Sono in corso le attività di monitoraggio sulla base e nel pieno rispetto delle prescrizioni ed autorizzazioni ricevute.
- 2) Nella relazione finanziaria 2025 Eni dichiara "Sono proseguite le attività di chiusura mineraria dei pozzi non più produttivi, tra cui quelli funzionali al progetto Ravenna CCS". Tanto premesso, si formula seguente domanda:
1. Si richiede di indicare l'elenco dei pozzi funzionali al progetto Ravenna CCS e per ciascuno la data prevista per la loro scadenza, che sancirà l'esaurimento del giacimento.  
I pozzi funzionali al progetto di Ravenna sono quelli afferenti ai giacimenti di Porto Corsini Mare Ovest e Porto Garibaldi/Agostino per i quali è prevista la chiusura mineraria prima di avviare l'iniezione di CO2.
- 3) Secondo l'elenco delle strutture marine e infrastrutture assimilabili pubblicato dal MASE (aggiornato al 12 febbraio 2026), Eni è operatore di 124 infrastrutture, di cui 35 situate al largo di Ravenna.<sup>17</sup> Tanto premesso, si formulano le seguenti domande:
1. Quali e quante di queste infrastrutture e relativi giacimenti Eni prevede di utilizzare per lo stoccaggio di 4 milioni di tonnellate di CO2 all'anno entro il 2030 previsti dal progetto Ravenna CCS Fase 2?  
Il progetto di Ravenna CCS, nella fase 2 relativa allo sviluppo a maggiore scala industriale fino a 4 milioni di tonnellate all'anno (MTPA), prevede lo stoccaggio geologico permanente di CO2 nei giacimenti di Porto Corsini Mare Ovest e Porto Garibaldi/Agostino e prevede il riutilizzo di 4 piattaforme offshore (1 su Porto Corsini già utilizzata nel progetto fase 1, e 3 Su Porto Garibaldi/Agostino).
  2. Quali e quante di queste infrastrutture e relativi giacimenti Eni prevede di utilizzare per lo stoccaggio di 500 milioni di tonnellate di CO2 entro il 2050 previsti dal progetto CALLISTO?  
Per le espansioni successive alla fase 2, che consentiranno un incremento graduale dell'iniezione fino a 16 MTPA, saranno riutilizzati ulteriori giacimenti a gas esauriti nell'offshore dell'Adriatico al termine della loro vita produttiva.
- 4) Quali sono gli interventi finora realizzati relativi al progetto CCS di Ravenna?  
Relativamente alla Fase 2 ad oggi oltre alle attività di ingegneria proseguono le operazioni di chiusura mineraria pozzi (P&A) nel giacimento di Porto Garibaldi/Agostino

---

<sup>17</sup> <https://unmig.mase.gov.it/wp-content/uploads/dati/piattaforme/piattaforme.pdf>

dopo il completamento di quelle nel giacimento di Porto Corsini Mare Ovest.

- 5) Quali sono i tempi di completamento della fase pilota e di avvio della fase commerciale del progetto?  
Per il completamento della Fase 1 fare riferimento alla risposta 1.4. A giugno 2025 è stato avviato l'iter autorizzativo della Fase 2 che sta procedendo in linea con la normativa di riferimento. Una volta ottenute le autorizzazioni, le tempistiche di sviluppo risultano in linea con l'obiettivo di raggiungere 4 milioni di tonnellate annue (MTPA) di capacità di stoccaggio entro il 2030.
- 6) Qual è il costo complessivo delle fasi 1 e 2 del progetto Ravenna CCS?  
Gli investimenti complessivi di Fase 1 sono stati pari a circa €140 milioni.  
Per quanto riguarda la Fase 2 le attuali stime indicano un investimento complessivo dell'intera filiera dalla cattura, alla trasmissione, al trasporto e allo stoccaggio di circa €4,5 miliardi.
- 7) Qual è il risultato dell'analisi dei costi e benefici realizzata da Eni a giustificazione del progetto Ravenna CCS?  
L'analisi conclude che il progetto Ravenna CCS è economicamente e strategicamente sostenibile, poiché offre una soluzione efficace, sicura e scalabile per la decarbonizzazione dei settori hard to abate preservandone la competitività, genera benefici socioeconomici, riduce l'esposizione ai costi ETS ed è coerente con gli obiettivi climatici nazionali ed europei.
- 8) Quante delle aziende che hanno preso parte alla "Indagine sul potenziale mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> presso il sito di Ravenna" stanno investendo in tecnologie di cattura della CO<sub>2</sub>?  
Per quanto a nostra conoscenza un numero significativo di aziende che hanno partecipato all'"Indagine sul potenziale mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> presso il sito di Ravenna" stanno conducendo studi di fattibilità o di ingegneria di sviluppo per la realizzazione degli impianti di cattura. Tra questi, alcuni hanno già ottenuto finanziamenti tramite l'Innovation Fund europeo a conferma della concreta maturità e dell'interesse industriale verso soluzioni CCS.
- 9) Eni quando prevede di avviare la consultazione pubblica sul progetto Ravenna CCS Fase 2?  
Nell'ambito dell'iter autorizzativo avviato a giugno 2025, la presentazione della VIA è prevista entro il primo semestre 2026 ed in tale ambito sarà attivata anche la relativa consultazione pubblica.
- 10) Eni quando prevede di sottoporre il progetto Ravenna CCS Fase 2 alla Valutazione di Impatto Ambientale?  
Si veda risposta alla domanda 9.
- 11) A quanto ammonta l'investimento complessivo dell'intera filiera dalla cattura, alla trasmissione, al trasporto e allo stoccaggio?  
Si veda risposta alla domanda 6.

- 12) Relativamente a quest'ultimo, a quanto ammonta l'investimento di Eni? Per quali infrastrutture?

Per gli investimenti fare riferimento alla risposta 6. Le infrastrutture sono relative all'Hub di ricezione e rigassificazione, alla compressione, al trasporto offshore e allo stoccaggio della CO2 in Porto Corsini e Porto Garibaldi-Agostino.

- 13) Dal 2025 ad oggi, quanti incontri vi sono stati tra Eni e il MASE, propedeutici alla predisposizione da parte del MASE dello studio CCUS previsto dall'articolo 7 comma 3 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n.18? In quali date sono avvenuti?

Eni è stata fra gli attori coinvolti nell'ambito dell'iniziativa gestita e coordinata dal MASE che ha istituito un apposito gruppo di lavoro che ha coinvolto un ampio ventaglio di soggetti industriali, operatori, enti ed istituti di ricerca e stakeholder istituzionali con competenze trasversali lungo l'intera filiera della CCS.

### **CALLISTO Mediterranean CO2 Network**

- 1) A quanto ammonta il finanziamento CEF - Connecting Europe Facility richiesto da Eni per il progetto CALLISTO?

Nell'eventualità di una candidatura del progetto Ravenna CCS al programma "Connecting Europe Facility", la richiesta di finanziamento verrebbe definita in modo proporzionale alle dimensioni dell'investimento complessivo del progetto e al di sotto delle soglie massime previste dal bando.

### **Venezuela**

- 2) Riguardo alle sue operazioni in Venezuela e i crediti che vanta da anni nei confronti del governo locale, può Eni confermare quanto riportato recentemente sulla stampa italiana e qui di seguito:

1. Alla fine del 2025 Eni vantava crediti per circa 3,3 miliardi di dollari?
2. Nel breve periodo Eni mira a recuperare almeno un miliardo di dollari?
3. Questo recupero può avvenire grazie alla revoca parziale delle sanzioni USA cosicché il Venezuela può pagare il gas fornito da Eni con forniture di petrolio?
4. Il debito del Venezuela è principalmente legato al progetto Cardon IV – giacimento di gas offshore Perla gestito insieme alla spagnola Repsol?
5. Quali nuovi investimenti sono previsti nel giacimento di Perla e con quali obiettivi ed entro quando?
6. Entro quanto Eni mira a recuperare completamente i crediti vantati nei confronti del Venezuela?

Risposta alle domande da 1 a 6

I crediti inclusi a bilancio a fine 2025 relativi ad attività in Venezuela sono principalmente legati alle vendite di gas del giacimento di Perla da parte di Cardon IV (JV paritetica tra Eni e Repsol) a PDVSA ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti in bilancio al valore recuperabile di €880 mln ottenuto scontando la previsione del flusso di rimborsi attesi nell'arco di alcuni anni dell'importo nominale dei crediti pari a 2,3 mld USD ( ca. €1,96 mld) al 31.12.2025, esclusi gli interessi maturati, a un tasso di sconto che riflette il costo del capitale upstream ed il rischio paese.

A partire da gennaio 2026, il programma sanzionatorio adottato dagli Stati Uniti nei confronti del Venezuela è stato sottoposto a graduali allentamenti per mezzo di una serie di licenze generali OFAC mirate a consentire la ripresa delle attività e degli investimenti in settori chiave dell'economia venezuelana, incluso quello energetico, ad opera di soggetti statunitensi e stranieri. Per quanto di interesse di Eni, rileva in particolare la General License 50A dalla OFAC del febbraio 2026, che permette ad Eni (e altre cinque compagnie energetiche internazionali) di operare un'ampia gamma di operazioni nel settore oil&gas del paese, incluso le attività di recupero crediti per vendite di gas.

In data 12 marzo 2026 è stato firmato un accordo di Sostenibilità fra Cardon IV e PDVSA per garantire la continuità e sostenibilità finanziaria delle operazioni della JV, anche mediante un piano di pagamenti in kind con carichi di greggio di origine venezuelana, di cui il primo è stato effettuato ad aprile 2026.

Il mutato quadro regolatorio consente ad Eni di operare in continuità e di valutare, nel medio termine, un rafforzamento delle proprie operazioni nel paese, sempre nel rigoroso rispetto dei vincoli derivanti dal quadro sanzionatorio internazionale, delle condizioni di sicurezza operativa e della sostenibilità delle attività.

## Prestiti BEI per bio-raffinerie

- 1) Nell'ultimo anno la Banca europea per gli investimenti (BEI) ha intensificato il sostegno a Eni, focalizzandosi sulla conversione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie.
  - Aprile 2026: BEI ed Eni hanno firmato un accordo da 500 milioni di euro (durata 15 anni) per la conversione di unità della raffineria di Sannazzaro de' Burgondi (Pavia) in bioraffineria per la produzione di biocarburanti (HVO e SAF).
  - Luglio 2025: È stato siglato un precedente accordo da 500 milioni di euro per la conversione della raffineria di Livorno in bioraffineria.

Tanto premesso:

1. Quali sono i termini finanziari di questi due prestiti della BEI? Di quanto risultano più vantaggiosi rispetto ai tassi di mercato?  
I termini principali dei due finanziamenti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) sono:
  - Durata: 15 anni
  - Tasso di interesse: variabile, indicizzato all'Euribor più uno spread, leggermente inferiore rispetto a fonti alternative di finanziamento disponibili.
2. Perché Eni predilige questo tipo di finanziamenti per il settore delle sue raffinerie? Ha problemi a reperire adeguati finanziamenti ed a tassi competitivi sul mercato privato per questi progetti?  
La preferenza di Eni non deriva da alcuna difficoltà di accesso al mercato privato per questo tipo di asset. Al contrario, è una scelta strategica ed economica.  
Oltre alla maggiore convenienza i finanziamenti BEI rappresentano un'importante conferma dell'efficacia e della solidità della strategia Eni nei business legati alla transizione energetica.  
I finanziamenti confermano il sostegno strategico da parte di BEI a progetti che contribuiscono agli obiettivi di RePowerEU a cui è stato riconosciuto un elevato valore ambientale ed industriale dato che contribuiscono alla decarbonizzazione del settore dei trasporti, in particolare di quello aereo, e rafforzano la sicurezza energetica

europea.

Questo tipo di finanziamento consente ad Eni di ottimizzare il mix delle fonti di capitale, valorizzando strumenti dedicati alla transizione energetica, senza sostituirsi al ricorso ordinario al mercato dei capitali o al credito bancario privato, al quale Eni continua ad accedere regolarmente.

3. Quali eventuali condizionalità ambientali, sociali e di governance sono state imposte dalla BEI su questi due prestiti ad Eni?

I due prestiti BEI richiedono a Eni impegni in linea con la normativa UE, i regolamenti della Repubblica Italiana e gli obblighi derivanti dai principali trattati e standard internazionali pertinenti per quanto attiene alle fasi realizzative e operative dei Progetti. Inoltre, essi richiedono la compliance in materia ambientale e sociale volti ad assicurare il rispetto dei requisiti ambientali e sociali applicabili e delle disposizioni in materia di responsabilità amministrativa. Tali impegni riguardano, tra l'altro, la tutela dell'ambiente, la salute e sicurezza nei luoghi di lavoro, il rispetto dei diritti dei lavoratori, nonché l'adozione e il mantenimento di adeguati sistemi di gestione, monitoraggio e controllo durante l'intero ciclo di vita dei Progetti.

In merito agli aspetti di governance, la BEI ha richiesto a Eni l'adozione del Codice Etico, degli standard generali di trasparenza del Modello 231 ex D.lgs. n. 231/2001, del Codice di Corporate Governance delle società quotate e di tutte le policies coerenti con la normativa nazionale e internazionale in materia, tra cui, a titolo esemplificativo, Anticorruzione, rispetto dei Diritti Umani e Zero Tolerance contro la violenza e le molestie sul lavoro.

Le condizionalità della BEI rientrano negli adempimenti che Eni e le società del Gruppo già soddisfano attraverso il proprio sistema di procedure e di controllo interno.

4. Quali criteri la BEI ha richiesto ad Eni di rispettare per la produzione di bio-combustibili?

I criteri di selezione e utilizzo delle materie prime indicati dalla BEI nel contratto in relazione alla produzione di bio combustibili nei Progetti finanziati sono coerenti con il quadro normativo dell'Unione europea e in particolare sono conformi ai criteri di sostenibilità previsti dalla Direttiva RED III e sono coperti da certificazioni rilasciate nell'ambito di schemi volontari approvati dall'Unione europea e di schemi di certificazione nazionali adottati dagli Stati membri assicurando la tracciabilità dei flussi di materia lungo la catena del valore.

Eni è altresì tenuta a utilizzare materie prime in linea con le linee guida della tabella "E: Bioeconomy" della Climate Bank Roadmap della BEI, che riflettono il quadro normativo europeo di riferimento in materia di sostenibilità e finanza climatica.

Le materie prime utilizzate rientrano tra quelle ammesse dal quadro normativo europeo applicabile, ovvero quelle incluse nell'Allegato IX A/B della Direttiva RED III oppure catalogate da un ente certificatore o dalle autorità italiane competenti come rifiuti, residui o sottoprodotti di biomassa.

La BEI non introduce criteri autonomi o aggiuntivi rispetto a quelli stabiliti dall'Unione Europea, ma verifica che i Progetti risultino correttamente allineati al quadro normativo vigente e che le certificazioni e i requisiti di sostenibilità applicabili siano mantenuti nel tempo.

5. Sono questi prestiti considerati in linea con la tassonomia europea?  
I prestiti a favore dei progetti di Livorno e Sannazzaro sono conformi ai criteri del Regolamento Tassonomia (UE) 2020/852 e del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139, contribuendo in modo sostanziale alla mitigazione climatica attraverso la produzione di HVO diesel, HVO naphtha e bio LPG a Livorno e di Biojet/SAF (Sustainable Aviation Fuel), in un'ottica di decarbonizzazione del settore dei trasporti.  
I progetti, inoltre, garantiranno l'ottimizzazione dell'impatto ambientale complessivo e la conformità al principio di non arrecare un danno significativo (do not significant harm – DNSH) agli obiettivi ambientali di cui all'articolo 9 del Regolamento Tassonomia, mediante, in particolare, l'adozione di misure volte a garantire l'efficienza energetica, il controllo delle emissioni e un modello operativo coerente con i principi dell'economia circolare.

## Centrali elettriche

- 1) Nel nuovo piano industriale al 2030 Eni prevede una crescita della produzione elettrica da 28 TWh nel 2025 a 45 TWh nel 2030.
  1. Quanto di questa crescita sarà collegata alla produzione delle centrali a gas?  
Il dato citato si riferisce all'intera produzione di Eni, che comprende anche la produzione rinnovabile di Plenitude. L'intero aumento è dovuto all'aumento della produzione rinnovabile.  
Una centrale a Ravenna (circa 800MW) in sostituzione di due cicli combinati esistenti da circa 400MW ciascuno.  
Plenitude non ha centrali a gas.  
Le produzioni Plenitude di energia elettrica da fonti rinnovabili, rilevate al 100% da parte di Eni, ammontano a 5,6 TWh nel 2025 e circa 25 TWh nel 2030.  
L'incremento complessivo Eni di 17 TWh (da 28 TWh a 45 TWh) è sostanzialmente dovuto alla crescita della produzione da Rinnovabili (+19 TWh).
  2. Quali nuove o refurbished centrali a gas Eni intende realizzare al 2030?  
Si veda punto precedente
  3. Per quali nuove centrali a gas Eni intende richiedere il pagamento della capacità (capacity market)?  
Per la centrale di cui sopra.
  4. Quali centrali a gas Eni intende operare per alimentare data center?  
La centrale a gas di Ferrera Erbognone supporterà la fase iniziale di sviluppo del nuovo data center previsto in partnership con Khazna.

## Australia

- 1) Dando seguito a quanto affermato da Eni nelle risposte alle domande pre-assembleari nel maggio 2025 riguardo al progetto offshore di Verus in Australia,
  5. 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?
  6. Quando è prevista la FID per il progetto?

7. Il processo autorizzativo del progetto è attualmente sospeso?
8. Il progetto di espansione del terminal LNG di Darwin, di cui Eni detiene una quota dell'11 per cento, è attualmente accantonato? A che punto è il suo processo autorizzativo?

Risposta alle domande da 1 a 4

Per quanto riguarda punti 1, 2 e 3, analogamente a quanto comunicato nel 2025, il progetto Verus è ancora nella fase di valutazione dei concetti di sviluppo alternativi.

Al punto 4, analogamente a quanto comunicato nel 2025, il progetto è attualmente sospeso, in attesa di completare concept selection e FEED di Verus.

## Policy ECG

- 1) Secondo la policy ECG “Eni si impegna ad (...) esprimere la propria preoccupazione relativamente a eventuali criticità sui Diritti Umani che dovessero emergere in un Paese in cui opera”.
  1. Può Eni riportare attraverso quali meccanismi viene espressa questa preoccupazione?
  2. A quali enti/autorità/istituzioni viene riportata un'eventuale segnalazione?
  3. Vi sono stati dei casi in cui l'azienda ha sollevato queste preoccupazioni? Se sì, quali e quando si sono verificati?

Eni si adopera per dar seguito alle previsioni della sua Policy ECG Rispetto dei Diritti Umani in Eni attraverso molteplici canali, in primis quelli esistenti con le istituzioni nei Paesi di presenza, ma anche mediante eventuali iniziative multi-stakeholder cui Eni prende parte [di carattere internazionale, quali la Voluntary Principles Initiative o l'Extractive Industry Transparency Initiative, o riferite a specifici paesi, quali ad esempio il Myanmar Centre for Responsible Business]. Eni, inoltre, considera - attraverso studi e approfondimenti - anche le eventuali implicazioni di sostenibilità e sui diritti umani delle attività progettuali nei paesi, che sono oggetto di confronto con le autorità.

## Retribuzione dell'Amministratore delegato di Eni

- 1) Come riportato sulla stampa,<sup>18</sup> Eni intende presentare all'assemblea degli azionisti la proposta di aumentare in modo significativo la retribuzione dell'amministrazione delegata per il 2026. In particolare Eni ha in programma di aumentare la remunerazione di circa il 23 per cento a 8,9 milioni di euro, con un aumento fino al 30 per cento a 15,4 milioni di euro in base a un livello aggiuntivo di overperformance nel suo piano di incentivazione a lungo termine.

Dato il momento di grave difficoltà per le famiglie e le imprese italiane nel far fronte agli elevati prezzi dell'energia nelle bollette e la difficoltà del governo di intervenire in maniera più sostanziale in sostegno alle fasce più deboli della popolazione, e a fronte del voto contrario già dichiarato dal proxy Iss advisor, l'Eni non ritiene opportuno ritirare la proposta suddetta?

---

18 [https://www.borsaitaliana.it/borsa/notizie/teleborsa/finanza/eni-iss-raccomanda-voto-contrariosu-aumento-retribuzione-all-ad-descalzi-23\\_2026-04-17\\_TLB.html?lang=it](https://www.borsaitaliana.it/borsa/notizie/teleborsa/finanza/eni-iss-raccomanda-voto-contrariosu-aumento-retribuzione-all-ad-descalzi-23_2026-04-17_TLB.html?lang=it)

La remunerazione fissa riportata in Politica costituisce un limite massimo retributivo e non comporta un adeguamento automatico. In particolare, la remunerazione fissa del CEO/GM è rimasta invariata dal 2017 e l'adeguamento effettivo sarà determinato tenendo conto dei valori mediani del peer group di riferimento, inclusi i diretti concorrenti europei nel settore.

Nell'ambito del nuovo Piano ILT azionario 2026-2028, sono stati mantenuti invariati i livelli minimo, target e massimo ed è stato introdotto un livello di over performance, per aumentare ulteriormente la spinta manageriale a migliorare i già eccellenti risultati raggiunti in questi anni, e il cui riconoscimento è subordinato al verificarsi di performance straordinarie/eccezionali, superiori al massimo e di elevato valore per gli azionisti. Si tratta infatti di un target molto impegnativo da raggiungere poiché implica, tra gli altri, che per il TSR (Total Shareholders Return) si raggiunga il primo posto per tre anni consecutivi nell'ambito del peer group e inoltre, al terzo anno, si traguardi uno scostamento di almeno dieci punti percentuali rispetto al secondo classificato. Eventi mai finora accaduti. Quindi si sta parlando di risultati complessivi solo teorici.

Tale livello di incentivazione è comunque allineato alla mediana del peer group.

## GNL Statunitense – Venture Global

- 1) Quale valutazione ha effettuato Eni in merito all'affidabilità contrattuale di Venture Global come controparte di un SPA ventennale, alla luce dei procedimenti arbitrari promossi da clienti della controparte in relazione alla esecuzione degli obblighi contrattuali, per il valore complessivo delle pretese descritto in premessa? Eni era già a conoscenza della pendenza di tali procedimenti al momento della sottoscrizione del SPA? Come è stato valutato il rischio che la medesima condotta commerciale si ripeta nella fase di avvio di CP2?

Eni non può commentare contratti o procedimenti che coinvolgono terze parti. L'esistenza di procedimenti in corso tra Venture Global e alcuni buyer long term del progetto Calcasieu Pass era nota ad Eni. Nella negoziazione dello SPA relativo a CP2, Eni ha attentamente valutato i possibili rischi legati all'affidabilità della controparte e negoziato misure contrattuali per gestire tali possibili rischi.

- 2) La condotta di Venture Global presso l'impianto Calcasieu Pass, consistita nel vendere carichi di GNL sul mercato spot durante una prolungata fase di commissioning invece di consegnarli ai clienti contrattuali, si è fondata su un'interpretazione controversa delle definizioni contrattuali di avvio operativo, oggetto di diversi procedimenti arbitrari con esiti differenziati.

1. Il SPA sottoscritto da Eni contiene definizioni di "start date", "commercial operation date" o altre milestone operative più precise e tutelanti rispetto a quelle oggetto di contenzioso nei casi relativi a Calcasieu Pass?

2. Eni ha ottenuto garanzie contrattuali aggiuntive per prevenire scenari analoghi?

Risposta alle domande 1 e 2

Come detto sopra, Eni non può commentare contratti o procedimenti che coinvolgono terze parti. I possibili rischi legati all'affidabilità contrattuale di Venture Global sono stati valutati e gestiti contrattualmente.

- 3) Lo SPA con Venture Global è stato sottoposto a una valutazione formale del rischio di credito e di controparte da parte del Comitato Rischi o di un organo equivalente di Eni?

Tale valutazione teneva conto dell'elevato indebitamento di Venture Global al momento della sottoscrizione del SPA (long-term debt, net di circa 29,1 miliardi di dollari a fronte di un Consolidated Adjusted EBITDA di circa 2,1 miliardi nel 2024<sup>19</sup>), dell'andamento del titolo in borsa e del contenzioso arbitrale in corso? Eni può descrivere le principali misure di mitigazione del rischio di controparte incorporate nel contratto, incluse eventuali garanzie finanziarie, lettere di credito, meccanismi di step-in o clausole di material adverse change?

Il contratto sottoscritto con Venture Global è un contratto di approvigionamento per Eni. I possibili rischi legati all'affidabilità contrattuale di Venture Global sono stati valutati e gestiti contrattualmente.

- 4) Su quale base scientifica, modellistica o strategica Eni ritiene che un SPA ventennale per l'acquisto di 2 MTPA di GNL da un impianto la cui FID è stata adottata nel 2025 sia coerente con i target climatici dichiarati dalla Società, incluse le traiettorie di riduzione delle emissioni comunicate al mercato e l'obiettivo Net Zero al 2050? La Società ha effettuato una valutazione formale del rischio di stranded asset associato a tale contratto nell'ipotesi di scenari di domanda GNL coerenti con 1,5°C?
- 5) I volumi contrattualizzati con Venture Global potrebbero aumentare le emissioni Scope 3 associate alla commercializzazione di GNL da parte di Eni. Come intende la Società riconciliare tale incremento potenziale con i propri target climatici e con le metriche di decarbonizzazione dichiarate? L'accordo è stato incluso nelle proiezioni emissive del Piano Strategico 2025-2028? Se sì, con quale impatto quantificato?
- 6) Eni ha sottoposto il SPA con Venture Global a un test di robustezza in scenari di transizione accelerata, incluso lo scenario IEA NZE 2050? In particolare, tenuto conto dell'elevato indebitamento della controparte e dei costi fissi di un impianto da 28 miliardi di dollari, quale valutazione ha effettuato il management di Eni sulla sostenibilità finanziaria di Venture Global in uno scenario di prezzi GNL strutturalmente depressi per un periodo prolungato?
- 7) Eni ha analizzato la composizione attesa del feed gas di CP2 LNG e, in particolare, l'eventuale quota rilevante proveniente da giacimenti di shale gas estratti con fratturazione idraulica, ai fini della valutazione ESG del SPA? Tale analisi ha inciso sulla decisione di procedere alla firma? Come si concilia l'acquisto di GNL potenzialmente derivato in misura significativa da shale gas con la strategia di decarbonizzazione dichiarata da Eni e con i propri obiettivi climatici?
- 8) Le emissioni fuggitive di metano associate all'estrazione da giacimenti di shale gas possono risultare, alla luce della letteratura scientifica disponibile, superiori rispetto a quelle dell'estrazione convenzionale, con implicazioni dirette per l'intensità carbonica del GNL su base ciclo di vita. Eni ha effettuato una valutazione dell'impronta carbonica del GNL proveniente da CP2, incluse le emissioni upstream, quelle di liquefazione e quelle di trasporto, confrontandola con quella del GNL che questo accordo intende sostituire o integrare nel portafoglio? I risultati sono compatibili con i target climatici dichiarati dalla Società?

Risposta alle domande da 4 a 8

Tutte le decisioni di portafoglio sono riflesse nel Piano Strategico e nel relativo profilo emissivo, integrando ipotesi su volumi, mix energetico e leve di mitigazione, ai fini della verifica di coerenza con il percorso di decarbonizzazione. La decisione di Eni di

---

19 <https://investors.ventureglobal.com/news/news-details/2025/Venture-Global-Reports-Fourth-Quarter-and-Full-Year-2024-Results/>

concludere contratti di lungo termine per l'approvvigionamento di GNL si inserisce in una strategia che riconosce al gas naturale un ruolo di supporto alla sicurezza energetica e di sostituzione progressiva di fonti a maggiore intensità carbonica, in linea con il percorso di riduzione dell'intensità emissiva Net Scope 1+2+3 al 2050.

Le valutazioni sono condotte sulla base di analisi di scenari riconosciuti a livello internazionale e secondo un approccio integrato di portafoglio, che tiene conto anche delle possibili evoluzioni del prezzo delle commodity. In questo contesto, il rischio di stranded asset è analizzato nell'ambito dei processi di pianificazione strategica, gestione dei rischi e test di resilienza, inclusi scenari coerenti con 1,5°C.

- 9) Il contratto SPA sottoscritto con Venture Global prevede obblighi di monitoraggio, tracciabilità e rendicontazione delle emissioni associate al feed gas di CP2 per l'intera durata del contratto, incluse le emissioni da flaring e le emissioni fuggitive di metano? In assenza di tali obblighi, come intende Eni verificare la performance climatica del GNL acquistato?

Il contratto SPA include una specifica clausola relativa al monitoraggio, tracciabilità e rendicontazione delle emissioni associate al feed gas di CP2 per l'intera durata del contratto.

- 10) La due diligence ESG condotta da Eni prima della firma del SPA includeva una valutazione dell'andamento ambientale e della storia di compliance dell'impianto Calcasieu Pass, il terminal precedentemente costruito dalla stessa società nello stesso sito? Tale valutazione comprendeva le violazioni dei limiti emissivi riportate pubblicamente, i procedimenti e le misure di compliance statali avviati dal 2023, nonché i dati di flaring rilevati da osservatori indipendenti? Quali conclusioni ha tratto Eni da questa analisi?

Il terminale di riferimento dello SPA è CP2 e non Calcasieu Pass. Nello specifico Eni ha considerato le risultanze del processo di permitting che ha portato all'autorizzazione di FERC al progetto CP2.

- 11) Eni ha effettuato, o richiesto a Venture Global, una valutazione indipendente degli impatti cumulativi sulla salute delle comunità residenti in prossimità di CP2, incluse le comunità già esposte alle emissioni di Calcasieu Pass, in conformità agli UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs) e alla propria policy interna di human rights due diligence?

Eni ha considerato le analisi effettuate da FERC che ha autorizzato il progetto a valle di un complesso processo di valutazione.

- 12) Nell'agosto 2025, successivamente alla firma del SPA, tre organizzazioni della società civile (Louisiana Bucket Brigade, Sierra Club e Environmental Integrity Project) hanno presentato ricorso presso la Corte d'Appello del Quinto Circuito per l'annullamento del permesso Clean Air Act rilasciato dalla LDEQ a CP2 LNG, chiedendo la sospensione della costruzione.<sup>20</sup>

1. Come valuta Eni il rischio reputazionale derivante dall'essere, attraverso un SPA ventennale, cliente di un impianto oggetto di contenzioso giudiziario attivo per violazioni del Clean Air Act e per impatti documentati su comunità di giustizia

---

<sup>20</sup> <https://www.sierraclub.org/press-releases/2025/08/environmental-groups-file-federal-lawsuit-against-cp2-lng-export-facility-s>

ambientale?

Eni ha considerato le analisi effettuate da FERC che ha autorizzato il progetto a valle di un complesso processo di valutazione.

- 13) Al momento della firma del SPA il 16 luglio 2025, CP2 LNG era già soggetto a un ricorso giudiziario pendente davanti alla Corte d'Appello del Distretto di Columbia (No. 24-1291), depositato il 4 settembre 2024 da una coalizione di pescatori, residenti e organizzazioni della società civile avverso l'autorizzazione FERC del giugno 2024. Un secondo ricorso (No. 25-1157) è stato depositato il 21 luglio 2025, cinque giorni dopo la firma del SPA.

1. Eni era a conoscenza di questi procedimenti al momento dell'approvazione dell'accordo?

Eni non può commentare contratti o procedimenti che coinvolgono terze parti. Eni ha considerato le analisi effettuate da FERC che ha autorizzato il progetto a valle di un complesso processo di valutazione.

2. Il contratto contiene clausole che disciplinano il rischio di ulteriore sospensione dell'autorizzazione costruttiva?

Il contratto regola situazione di potenziale ritardo e di non conclusione della costruzione del terminale; possibili scenari sono stati analizzati e gestiti attraverso specifiche clausole contrattuali.

3. Eni ha quantificato l'impatto finanziario di scenari di ritardo di uno, due o più anni nell'avvio delle consegne, e esistono penali o meccanismi di indennizzo a favore di Eni in caso di mancata consegna nei termini previsti?

Il contratto regola situazione di potenziale ritardo e di non conclusione della costruzione del terminale; possibili scenari sono stati analizzati e gestiti attraverso specifiche clausole contrattuali.

- 14) Il precedente di Calcasieu Pass mostra che la fase di commissioning di un impianto di Venture Global può protrarsi per periodi molto lunghi, durante i quali la società ha sostenuto di non essere obbligata a consegnare GNL ai clienti contrattuali.

1. Il contratto sottoscritto da Eni contiene una definizione di "commercial operation date" e/o altri meccanismi contrattuali che impediscano il ripetersi di tale situazione?

Il contratto regola situazione di potenziale ritardo e di non conclusione della costruzione del terminale; possibili scenari sono stati analizzati e gestiti attraverso specifiche clausole contrattuali.

2. Quali sono le conseguenze contrattuali previste in caso di mancata consegna durante la fase di commissioning?

Il contratto regola situazione di potenziale ritardo e di non conclusione della costruzione del terminale; possibili scenari sono stati analizzati e gestiti attraverso specifiche clausole contrattuali.

- 15) TotalEnergies ha pubblicamente dichiarato di non voler intrattenere rapporti commerciali con Venture Global a causa di preoccupazioni legate all'affidabilità contrattuale della società.<sup>21</sup> Può il management di Eni illustrare le ragioni per cui ha ritenuto che le garanzie contrattuali negoziate con Venture Global siano sufficienti a mitigare i rischi che hanno indotto altri operatori di primo piano a non sottoscrivere

---

<sup>21</sup> <https://energynow.com/2025/02/total-ceo-says-company-rejected-venture-global-as-lng-supplier-over-lack-of-trust/>

accordi con la medesima controparte?

Non possiamo commentare le dichiarazioni di altre società. I rischi legati all'affidabilità contrattuale di Venture Global sono stati valutati e gestiti contrattualmente.

- 16) Un recente report di Rainforest Action Network (RAN) del marzo 2026 — "Doubling Down on Sinking Ground: The Financial Risks of US Gulf Coast LNG Export" — sintetizza le più recenti analisi economiche e finanziarie sui rischi strutturali dell'esportazione di GNL dal Golfo del Messico, con specifico riferimento a Venture Global.<sup>22</sup> Il report identifica quattro categorie di rischio materiale rilevanti per qualsiasi offtaker esposto a un SPA ventennale con un esportatore della Costa del Golfo: (i) oversupply strutturale del mercato GNL globale; (ii) domanda in calo strutturale nei principali mercati di destinazione, inclusa l'Europa; (iii) trasferimento del rischio di mercato sugli offtaker tramite contratti take-or-pay con conseguente esposizione in scenari di prezzi depressi; (iv) rischi fisici climatici acuti che colpiscono le infrastrutture del gas in una zona vulnerabile come Cameron Parish.
1. Eni ha valutato il rischio che CP2 LNG si trovi ad operare, fin dai primi anni di consegna, in un contesto di prezzi strutturalmente depressi, con implicazioni dirette sulla convenienza economica per Eni dei volumi contrattualizzati?
  2. Quali scenari di prezzo del GNL sono stati utilizzati nella valutazione del contratto, e qual è il prezzo soglia al di sotto del quale il SPA non risulterebbe economicamente vantaggioso per Eni?

Risposta alle domande 1 e 2

Trattandosi di contratto ventennale, Eni ha effettuato una valutazione che tiene conto dello scenario di lungo termine. Inoltre, il contratto di Eni con Venture Global da CP2 contiene elementi di flessibilità (opzione di cancellazione, flessibilità di destinazione) che permettono di gestire contesti di mercato sfavorevoli che potrebbero verificarsi nel corso della vita del contratto.

- 17) Come riportato nel report di RAN sopracitato, i contratti SPA americani sono strutturalmente tra i più flessibili del mercato GNL globale: in un contesto di prezzi bassi, gli offtaker possono cancellare carichi, contestare pagamenti o incorrere in difficoltà finanziarie. In un mercato di eccesso di offerta, Eni potrebbe trovarsi nella posizione di dover ritirare volumi contrattualmente dovuti a prezzi superiori a quelli di mercato spot, o di dover far fronte a obblighi take-or-pay anche qualora la domanda dei propri clienti finali si contraesse.
1. Ha Eni valutato formalmente questo profilo di rischio, inclusa l'esposizione finanziaria netta per la Società in scenari di prezzi GNL strutturalmente inferiori ai livelli contrattuali per periodi prolungati?
  2. Sono previste clausole di price review o meccanismi di rinegoziazione in caso di prolungato disallineamento tra prezzo contrattuale e prezzo di mercato?

Risposta alle domande 1 e 2

Eni ha effettuato una valutazione che tiene conto dello scenario di lungo termine. Inoltre, il contratto di Eni con Venture Global da CP2 contiene elementi di flessibilità (opzione di cancellazione, flessibilità di destinazione) che permettono di gestire contesti di mercato sfavorevoli che potrebbero verificarsi nel corso della vita del

<sup>22</sup> <https://www.ran.org/climate-breakdown/doubling-down-on-sinking-ground-the-financial-risks-of-us-gulf-coast-lng-export/>

contratto. In aggiunta Eni adotta meccanismi di risk management per gestire debitamente i rischi del portafoglio di volumi LNG.

- 18) Cameron Parish, dove si trovano sia l'impianto Calcasieu Pass già operativo sia il cantiere di CP2, è una delle aree più esposte ai rischi fisici climatici acuti negli Stati Uniti, inclusi uragani, storm surge, allagamenti e subsidenza costiera. Eventi estremi recenti hanno già causato interruzioni significative a infrastrutture LNG del Golfo del Messico.
1. Eni ha effettuato una valutazione dei rischi fisici climatici che gravano sull'infrastruttura di CP2 per l'intera durata del SPA ventennale?  
Ogni impianto è soggetto a rischi climatici legati alla specifica geografia in cui opera, che a livello di portafoglio complessivo sono mitigati dalla differenziazione geografica delle fonti di approvvigionamento delle fonti di LNG e di gas.
  2. Il contratto prevede clausole di forza maggiore calibrate su tali scenari, meccanismi di indennizzo per interruzioni operative prolungate causate da eventi climatici estremi, e obblighi di Venture Global in materia di resilienza e adattamento dell'infrastruttura?  
Il contratto prevede opportune clausole che regolano la gestione contrattuale in caso di eventi climatici estremi. I contenuti delle clausole sono commercialmente sensibili e non posso essere divulgati.

## Domande presentate a nome di Greenpeace Italia

### A. 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 2026 e quelle che ha sponsorizzato o sponsorizzerà nel 2027.  
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 2025 hanno riguardato: Alpine BWT Formula One Team, Dadu Children's Museum of Qatar, Villaggi Coldiretti, Ravenna Festival, CeraWeek, Padiglione Italia all'Expo di Osaka, ADIPEC, Gastech, sponsorizzazione dell'Istituto Nazionale del Dramma Antico (INDA) oltre alla prosecuzione delle partnership con la Fondazione Milano Cortina, con la Federazione Italiana Giuoco Calcio, con la Lega Serie A e con l'Olimpia Milano.  
Le principali partnership già avviate relative all'anno 2026 si riferiscono in particolare alla prosecuzione della partnership con Alpine BWT Formula One Team, Cera Week, Lega Serie A, Fondazione Milano Cortina, Federazione Italiana Giuoco Calcio e Olimpia Milano. I valori delle sponsorizzazioni variano in relazione ai benefit riconosciuti ad Eni.  
Nel complesso, nel corso del 2025 meno del 5% 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 sulla monoposto Alpine A526, che corre per la scuderia nel Campionato del Mondo FIA di Formula 1 2026, 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 2026, prevede l'organizzazione di 5 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 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. Tanto premesso si formulano le seguenti domande:
1. A quanto ammonta la cifra totale investita dal gruppo nel Festival nel 2026 e nel 2027?
  2. 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 terzo anno consecutivo vede la partecipazione congiunta di Eni SpA, Enilive e Plenitude. L'evento, come noto, ha raggiunto ottimi risultati, 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.

- 6) A quanto ammontano gli investimenti di Eni e sussidiarie nel progetto Plenitude Creator Bootcamp nel 2025?  
Il Plenitude Creator Bootcamp è un'iniziativa che ha l'obiettivo di consolidare il dialogo con le nuove generazioni attraverso il loro linguaggio.  
Il progetto ha visto la selezione nel 2025 di sei creator che oggi fanno ufficialmente parte del Plenitude Creator Team, collaborando con Plenitude alla creazione di contenuti editoriali sui canali social del brand. In considerazione della natura innovativa e strategica del progetto, si ritiene che l'eventuale pubblicazione del dato relativo al valore dell'attività possa arrecare pregiudizio agli interessi economici e commerciali delle parti contraenti.
- 7) A quanto ammontano le sponsorizzazioni di Eni e sussidiarie realizzate tramite i profili social di content creator e pagine social, e qual è il numero totale di profili e pagine coinvolte nel 2025?  
Eni, in base alle diverse esigenze di comunicazione, utilizza profili social di content creator e pagine social con finalità di comunicazione istituzionale e commerciali, scelti in base alla specificità degli obiettivi e dei target. In considerazione della distintività di ciascuna attivazione, si ritiene che l'eventuale pubblicazione dei valori economici associati possa arrecare pregiudizio agli interessi economici e commerciali delle parti contraenti.
- 8) Si richiede inoltre
1. l'ammontare complessivo dei finanziamenti, contributi, sponsorizzazioni o altre forme di supporto economico erogati da parte del gruppo Eni a favore della Fondazione Milano Cortina 2026 in relazione all'organizzazione, alla promozione e allo svolgimento dei Giochi olimpici invernali Milano Cortina 2026 e dei Giochi Paralimpici Invernali di Milano Cortina 2026.
  2. Il dettaglio analitico degli importi di cui al punto precedente, distinti per ciascuna società del gruppo Eni che ha effettuato erogazioni, con indicazione delle tipologie di contributo (es. sponsorizzazione, finanziamento operativo, contributo in natura, fornitura di beni o servizi).
  3. La descrizione della natura contrattuale e giuridica di ciascun rapporto economico intercorrente tra la Fondazione Milano Cortina 2026 e il gruppo Eni o società da questo controllate/collegate (es. contratto di sponsorizzazione, accordo di partnership commerciale, fornitura di servizi, contratto per l'erogazione di prodotti, altri strumenti giuridici);
- Nel periodo dal 6 al 22 febbraio 2026 hanno avuto luogo i Giochi Olimpici Invernali che si sono tenuti tra Milano e Cortina d'Ampezzo. Nel mese successivo (dal 6 al 15 marzo) si sono tenuti anche i Giochi Paralimpici Invernali. Nel febbraio 2023 Fondazione Milano Cortina 2026 ed Eni hanno annunciato la firma dell'accordo di sponsorizzazione destinato a supportare i Giochi Olimpici e Paralimpici di Milano Cortina 2026. Lo sport è per Eni lingua universale e luogo di incontro tra diverse culture, strumento di integrazione e simbolo di passione e perseveranza per raggiungere gli obiettivi. Le Olimpiadi e Paralimpiadi sono la

massima espressione dello sport e dei suoi valori, ed Eni ha scelto di sostenerle riconoscendone l'importante ruolo per l'Italia, e condividendone la sottesa visione pluralista e inclusiva.

A fronte dell'accordo sottoscritto, Eni ha acquisito la qualifica di Premium Partner dei Giochi Olimpici e Paralimpici Invernali Milano Cortina 2026 nonché di Presenting Partner del "Viaggio della Fiamma Olimpica". Inoltre, Versalis, società chimica di Eni, ha assunto la qualifica di Official Supporter dei Giochi Olimpici e Paralimpici Invernali Milano Cortina 2026.

Nell'ambito di tale partnership sono state, tra l'altro, realizzate da Eni e Versalis le Torce Olimpiche e Paralimpiche, prime Torce nella storia delle Olimpiadi a essere certificate ReMade® con classe di appartenenza A, per il contenuto di materiale riciclato con cui sono state prodotte (contenuto pari a oltre il 60% di materiale riciclato). Inoltre, il loro bruciatore, vero cuore tecnologico della torcia che ha dato vita alla Fiamma, è stato alimentato con bio-GPL prodotto nella bioraffineria Enilive di Gela al 100% da materie prime rinnovabili. Nell'impugnatura è presente un inserto di XL EXTRALIGHT®, un materiale ultraleggero polimerico prodotto da Finproject, società di Versalis, e ottenuto a partire da un polimero di Versalis e realizzato con il 60% di bionafta derivata da materie prime rinnovabili. In qualità di Presenting Partner del Viaggio della Fiamma Olimpica, Eni ha inoltre promosso momenti di condivisione tra le comunità e i territori con il coinvolgimento e l'impegno di 10 mila tedoristi per valorizzare il legame con i territori nei quali è presente e che raccontano la storia, i successi e l'impegno di Eni e delle sue società controllate in Italia. Con il truck "Against all limits, Together we grow", ha inoltre trasformato ogni tappa del Viaggio della Fiamma in un momento di festa nelle piazze italiane generando intrattenimento e coesione sociale.

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.

- 9) Si richiede l'elenco di eventuali benefit (ad esempio fornitura di carburanti o altri prodotti/servizi) forniti da Eni o da società del gruppo, con eventuale stima economica del valore di tali benefit se presente.

Eni e/o le società controllate non erogano benefit; ove previsto nei contratti di sponsorizzazione cd. "tecnica", a fronte dei benefit di visibilità ricevuti, vengono realizzate forniture di prodotti/servizi quali quelli richiamati, il cui ammontare varia in relazione agli accordi definiti tra le parti.

## B. Università e Scuola

- 1) 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?

I progetti di Formazione Scuola Lavoro (FSL), ex alternanza scuola lavoro, attivati da Eni ad oggi sono oltre 1.420, con il coinvolgimento di più di 102.000 studenti.

Nell'anno scolastico 2025/2026 i percorsi FSL attivati sono 45, con 3.298 studenti coinvolti. I progetti sono realizzati attraverso:

- piattaforme digitali aziendali;
- incontri con esperti Eni in presenza e/o a distanza.

Gli studenti non svolgono mansioni di alcun tipo poiché i percorsi sono finalizzati ad attività di orientamento e formazione. In particolare, gli studenti partecipano ad attività

svolte prevalentemente presso gli istituti scolastici, con il supporto di tutor aziendali, che li affiancano anche durante eventuali visite ai siti industriali o direzionali.

Le attività principali riguardano:

- project work;
- challenge tra studenti;
- sviluppo di competenze tecniche e trasversali.

La partecipazione ai percorsi offerti da Eni è totalmente gratuita per scuole e studenti. Eni mette a disposizione senza oneri le proprie piattaforme e il personale (tutor) dedicato alla formazione.

- 2) In quali scuole Eni ha attivi percorsi PCTO, ex alternanza scuola-lavoro, o simili?  
Eni ha attivi percorsi di Formazione Scuola-Lavoro (FSL) su tutto il territorio nazionale, con una presenza particolarmente significativa nelle regioni in cui sono situati i siti industriali o direzionali del Gruppo.  
I percorsi coinvolgono diverse tipologie di istituti scolastici, tra cui Licei, Istituti Tecnici e Istituti Professionali.
- 3) A quanto ammonta il finanziamento nel 2026 di Eni nei progetti di ricerca delle università statali italiane?  
Nei primi 4 mesi del 2026 sono stati avviati progetti che includono attività di ricerca presso università statali italiani, per un finanziamento pari a circa €2,5 mln. Nel corso del 2025 abbiamo avviato progetti di ricerca con diverse università statali italiane e con il CNR, con un valore totale impegnato di oltre €15 mln. Inoltre, abbiamo avviato diverse collaborazioni con atenei statali e centri di ricerca pubblici, con cui lavoriamo in modalità congiunta sulla base di accordi pluriennali, che in totale hanno un valore di più di €25 mln.
- 4) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attualmente attivi tra Eni e università?  
Attualmente sono attivi circa 125 attività tra Eni e università italiane e straniere all'interno delle aree tecnologiche di ricerca legate alla transizione energetica.
- 5) Quali sono, in ordine di finanziamento, i progetti di ricerca finanziati da eni e in quali atenei si svolgono?  
Nei primi 4 mesi del 2026 sono state avviate attività di ricerca con università statali italiane, in ordine decrescente di finanziamento nelle seguenti aree tecnologiche: energie rinnovabili e fusione, CCS, biocombustibili, soluzioni energetiche avanzate, supercalcolo e AI, chimica sostenibile per un totale di circa €2,5 Mln.
- 6) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attivi tra Eni e università italiane che non riguardano le tecnologie rinnovabili?  
Al momento abbiamo in corso solo attività che riguardano tecnologie rinnovabili, decarbonizzazione e tecnologie per la tutela dell'ambiente.
- 7) Quanti e quali sono i progetti di ricerca sul gas, biometano, ccs e idrogeno e in quali atenei si svolgono?  
Sono attualmente attive 22 attività con università sulle tematiche gas, biometano, CCS, idrogeno, in 11 diversi atenei italiani e stranieri.
- 8) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attivi tra Eni e università italiane che non

riguardano i combustibili fossili?

Non abbiamo progetti di ricerca attivi con università italiane che riguardano direttamente i combustibili fossili.

- 9) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attivi tra Eni e università italiane che non riguardano il nucleare?  
Tutte le attività delle precedenti risposte non riguardano il nucleare tradizionale ma solo la Fusione a Confinamento Magnetico.
- 10) Quanti e quali sono i progetti di ricerca attualmente attivi tra Eni ed enti di ricerca?  
Sono attualmente attive circa 20 attività con 13 centri di ricerca italiani e stranieri.
- 11) Quante sono le borse di dottorato di ricerca finanziate da Eni nelle università italiane?  
Nel 2025 sono state attivate 22 borse di dottorato di ricerca finanziate nelle università italiane. In totale sono attualmente attive 107 borse di dottorato (il numero include il totale Eni, Versalis, ECU).

### C. Diritto all'energia/povertà energetica

- 1) Quanti sono i clienti Plenitude gas a dicembre 2019, dicembre 2020, dicembre 2021 e dicembre 2022, dicembre 2023 e dicembre 2024, e dicembre 2025?  
In Italia i clienti Plenitude gas erano ca. 5,7 mln a dicembre 2019, ca. 5,6 mln a dicembre 2020, ca. 5,5 mln a dicembre 2021, ca. 5,4 mln a dicembre 2022, ca. 5,3 mln a dicembre 2023, ca. 5 mln a dicembre 2024, ca. 4,8 mln a dicembre 2025.
- 2) Quanti sono i clienti Plenitude luce a dicembre 2019, dicembre 2020, dicembre 2021 e dicembre 2022, dicembre 2023 e dicembre 2024, e dicembre 2025?  
In Italia i clienti Plenitude luce erano ca. 2 mln a dicembre 2019, ca. 2,2 mln a dicembre 2020, ca. 2,3 mln a dicembre 2021, ca. 2,7 mln a dicembre 2022, ca. 2,9 mln a dicembre 2023, ca. 3,1 mln a dicembre 2024, oltre 3,1 mln a dicembre 2025.
- 3) Quanti sono stati i clienti Plenitude (sia gas che luce) morosi a dicembre 2019, dicembre 2020, dicembre 2021 e dicembre 2022, dicembre 2023 e dicembre 2024, e dicembre 2025 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. In Italia, a fronte di una customer base sostanzialmente costante nel periodo 2019 - 2025, il numero dei clienti morosi è in discesa di circa il 20% passando da circa 588.000 nel 2019 a circa 473.000 nel 2025.
- 4) Quante disconnessioni dalla rete elettrica sono state fatte nel 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024 e 2025 per morosità, in valore assoluto e percentuale rispetto al totale degli utenti plenitude?  
Il numero delle cessazioni per morosità della rete elettrica è rimasto sostanzialmente allineato nel periodo 2019-2025 passando da circa 9.000 nel 2019 a circa 10.000 nel 2025.

- 5) Quante disconnessioni alla rete elettrica per morosità hanno riguardato nuclei familiari con bambini?  
Informazione non disponibile.
- 6) Quante disconnessioni alla rete elettrica per morosità hanno riguardato over 65?  
In Italia le cessazioni per morosità della rete elettrica relative ai clienti over 65 sono state nel 2025 circa 3.000, dato allineato nell'ultimo triennio.
- 7) Quante disconnessioni alla rete gas per morosità hanno riguardato nuclei familiari con bambini?  
Informazione non disponibile.
- 8) Quante disconnessioni alla rete gas per morosità hanno riguardato over 65?  
In Italia le cessazioni per morosità della rete gas relative ai clienti over 65 hanno sono state nel 2025 circa 7.000, in riduzione del 30% nell'ultimo triennio.

## D. Tassazione e profitti

- 1) Alla luce dei risultati del primo trimestre 2026, e sulla base degli scenari che il management starà sicuramente considerando rispetto all'evoluzione geopolitica degli scenari internazionali, che target di utili Eni estrapola e prevede per il 2026?  
Per i risultati consolidati, il Gruppo prevede:
  - un CFFO adjusted pari a €13,8 mld, a fronte di uno scenario Brent pari a 83 \$/barile, margine di raffinazione SERM pari a 8 \$/barile e prezzo del gas TTF pari a 50 €/MWh, al cambio EUR/USD di 1,15
  - capex lordi e netti pari a €7 mld e €5 mld, rispettivamente;
  - gearing atteso entro il range del 10-15%.Eni inoltre prevede per l'esercizio 2026:
  - crescita della produzione oil&gas underlying tra il 3-4%;
  - EBIT proforma adjusted di GGP pari a circa €1,3 mld, +30% rispetto alle previsioni iniziali;
  - Enilive e Plenitude: EBITDA proforma adjusted intorno a €1,1 mld e a €1,3 mld, rispettivamente;
  - capacità rinnovabile installata a fine esercizio pari a 6,5 GW (Plenitude al 100%); capacità di bioraffinazione pari a 2,1 MTPA, cui si aggiungono 2 MTPA in costruzione (quota Enilive).
- 2) Visto il caro bollette e carburanti l'azienda intende prendere misure proprie per calmierare gli eventuali aumenti dei costi in bolletta per i clienti di Plenitude ed Enilive?  
In relazione all'attuale contesto di aumento dei costi energetici, si evidenzia che le dinamiche dei prezzi di energia e carburanti sono strettamente correlate all'andamento delle commodity sottostanti sui mercati internazionali, che risultano influenzate da fattori esogeni quali scenari geopolitici, equilibrio domanda-offerta e condizioni macroeconomiche.  
Plenitude ed Enilive operano in un contesto di mercato libero e concorrenziale, nel quale i prezzi riflettono tali dinamiche di mercato e sono determinati in coerenza con le condizioni competitive e regolatorie vigenti.  
Resta ferma l'attenzione in particolare verso le fasce di clientela più fragili, per questo ad esempio Plenitude ha scelto di aderire al Bonus volontario previsto dal Decreto Bollette,

impegnandosi a riconoscere, ai clienti che ne hanno i requisiti, uno sconto in bolletta luce valido per il 2026 e per il 2027, pari a due mesi del costo dell'energia definito da ARERA.

- 3) Come si posiziona l'azienda rispetto a una tassazione dei profitti accumulati negli anni a scapito del clima, della biodiversità e delle persone?  
Eni considera il versamento delle imposte un contributo significativo allo sviluppo economico e sociale dei Paesi in cui opera; in tema di tassazione Eni adotta un comportamento coerente con i principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico. Il rispetto delle regole fiscali dei Paesi in cui opera è alla base delle Linee Guida in Ambito Fiscale (pubblicate sul sito aziendale) cui si rimanda.
- 4) Alla luce della richiesta firmata anche dal governo italiano alla Commissione europea di valutare l'introduzione di una tassazione sui profitti straordinari delle imprese energetiche, Eni condivide e supporta tale posizione?  
Le attività del settore energetico sono intrinsecamente caratterizzate da ingenti investimenti su archi temporali pluriennali. Tali investimenti presuppongono, quale condizione imprescindibile, un quadro normativo e fiscale stabile e prevedibile. L'introduzione di misure estemporanee di tassazione straordinaria, come quelle proposte, mina alla base la economicità degli investimenti già effettuati o in corso di realizzazione, creando un forte disincentivo a intraprenderne di nuovi.  
In un contesto internazionale estremamente competitivo, simili provvedimenti danneggiano gravemente la capacità del sistema nazionale di attrarre e trattenere i capitali indispensabili per la transizione e la sicurezza energetica. Come dimostra l'esperienza recente, la reiterazione di misure di tassazione straordinaria ha già penalizzato significativamente l'interesse degli investitori, con un impatto negativo evidente sull'andamento dei corsi azionari, depressi dall'incertezza normativa.  
Occorre inoltre considerare la natura ciclica del settore energetico, in cui a fasi di mercato favorevoli si alternano inevitabilmente periodi di forte contrazione. Qualsiasi intervento fiscale congiunturale, per non alterare la struttura del mercato, dovrebbe essere "simmetrico", prevedendo meccanismi di sostegno nelle fasi negative del ciclo. In assenza di tale simmetria, si indebolisce la resilienza finanziaria delle aziende, riducendo la loro capacità di superare le fasi avverse e di finanziare gli investimenti strategici di lungo termine.  
Per queste ragioni, la Società esprime la propria contrarietà all'introduzione di ulteriori misure di tassazione congiunturale, sollevando obiezioni fondamentali relative a:
1. la corretta e oggettiva determinazione degli eventuali extraprofitti, che risulta complessa e potenzialmente arbitraria.
  2. la necessità di un approccio simmetrico, che consideri anche le eventuali perdite congiunturali.
  3. l'imperativo per gli Stati di garantire imparzialità e competitività alle proprie imprese, sia a livello nazionale che internazionale.
  4. I benefici, ampiamente dimostrati, derivanti da sistemi fiscali stabili e certi nel medio-lungo periodo, quali catalizzatori di investimenti e crescita.

## E. Strategia energetica e geopolitica

- 1) L'azienda dichiara di voler essere carbon neutral entro il 2050, ma continua a chiedere nuove licenze per l'estrazione di petrolio e gas. Come Eni concilia la scienza climatica, che chiede di non aprire nuovi giacimenti, con la sua strategia?

Gli scenari compatibili con l'obiettivo di 1,5°C sono molteplici (tra questi IPCC, IEA, etc.), seguono logiche di costruzione differenti e portano a un range di possibili evoluzioni del sistema energetico, con variabilità significativa nelle traiettorie di consumo di oil&gas nel breve-medio termine, in funzione di diverse combinazioni di leve, tecnologie e ipotesi su domanda, abitudini di consumo e policy. Pur nei limiti del confronto tra contesto aziendale e scenari globali, la strategia di decarbonizzazione di Eni, in termini di leve e obiettivi di riduzione delle emissioni, risulta sostanzialmente compatibile.

- 2) A gennaio 2026 Eni ha incontrato l'amministrazione Trump: che valutazione ha riportato l'azienda circa l'incontro? Quali specifici dossier sono stati discussi con l'amministrazione Trump? Su quali dossier Eni potrebbe beneficiare dal supporto dell'amministrazione statunitense?

Il 9 gennaio u.s. l'Amministrazione USA ha convocato una riunione con gli Amministratori Delegati di diverse aziende del settore Oil & Gas, allo scopo di discutere l'evoluzione della situazione in Venezuela e di raccogliere indicazioni per il rilancio del settore energetico. Eni ha partecipato alla riunione descrivendo la propria presenza nel paese sia nel settore del gas naturale, non sanzionato ed essenziale per la popolazione, sia nel settore olio con due joint venture con significativo potenziale. Eni ritiene che l'evoluzione politica nel paese possa rappresentare una occasione di effettivo rilancio delle attività petrolifere nazionali, con - tra l'altro - migliori prospettive di recupero dei significativi pregressi crediti commerciali vantati da Eni.

- 3) Nell'aprile 2025 Meloni ha incontrato Trump e ha siglato un accordo energetico per le forniture di GNL. Sulla base di questo accordo, quali direttive Eni ha ricevuto dal governo italiano in particolare per quello che concerne la stipula di accordi con società per l'import di GNL dagli Stati Uniti?

Nell'ambito della strategia di business volta all'espansione e alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento del portafoglio di GNL, con parte dei volumi dedicata a contribuire alla diversificazione delle forniture per i mercati europei, Eni ha siglato nel luglio 2025 un accordo commerciale con la società Venture Global per l'acquisto di GNL dagli Stati Uniti (20 anni, 2MTPA). Il negoziato e l'accordo finale tra Eni e Venture Global ha natura esclusivamente commerciale, e non risponde ad alcuna direttiva governativa.

## F. Varie

- 1) Quanti sono stati voli privati di personale di ENI e sussidiarie nel 2025 con servizi di chartering o aero-taxi? Quanti di questi voli (sia con velivoli di proprietà che noleggiati) sono stati voli nazionali?

Nel corso del 2025 Eni e le sue sussidiarie non hanno sostenuto spese per voli privati di personale di Eni e sussidiarie.

- 2) Quale è il principale mezzo di trasporto utilizzato dal management di Eni e delle sue sussidiarie nel 2025 per gli spostamenti sul territorio nazionale?

Il principale mezzo di trasporto utilizzato dal management di Eni e delle sue sussidiarie nel 2025 per gli spostamenti sul territorio nazionale è l'aereo.



## G. Risposte AGM

- 1) Alla luce delle risposte fornite nelle precedenti assemblee, si chiede alla Società di chiarire se esista un sistema interno di monitoraggio della completezza e pertinenza delle risposte agli azionisti. In caso affermativo, si richiede la pubblicazione dei relativi indicatori.

La Società conferma che ha adottato un sistema di monitoraggio della completezza e pertinenza delle risposte agli azionisti che prevede il coinvolgimento dei manager apicali risk/process owner nel verificare l'accuratezza e completezza delle risposte preparate dalle funzioni tecniche e la revisione finale da parte del top management. Tali attività sono parte del più generale sistema di procedure e controlli per il rispetto degli obblighi informativi adottati da Eni poiché società quotata a presidio della completezza, tracciabilità e correttezza delle dichiarazioni non financial del management - politiche, strategie, obiettivi industriali, spiegazioni di accordi, andamenti, risultati, dividend policy e altri statement compresi quelli forward looking - contenute nei documenti ufficiali della Società quali bilanci, rapporti, presentazioni alla comunità finanziaria, comunicati stampa e altre fonti ufficiali, al fine di azzerare il rischio di informazioni misleading o incomplete.

## Azionista

### Marco BAVA

titolare di 1 azione

- 1) Un articolo pubblicato sul quotidiano finanziario israeliano Globes conferma che ENI ha rinunciato a esplorare alla ricerca di gas nel tratto di Mar Mediterraneo all'interno della zona economica esclusiva palestinese. L'azienda stessa ha ribadito l'uscita dal consorzio con Dana Petroleum e Ratio Energies in una dichiarazione all'agenzia di stampa "Staffetta Quotidiana".

Lo scorso 14 dicembre, quando l'azienda aveva dichiarato a Report: "ENI non prevede di essere coinvolta in attività nell'area nel futuro". A fine ottobre 2023, un consorzio guidato da ENI si era aggiudicato sei nuove licenze di esplorazione di gas offshore nel tratto di mar Mediterraneo antistante le coste palestinesi. Ma, nella diffida inviata a ReCommon a gennaio 2026, l'azienda negava l'assegnazione stessa delle licenze. La domanda è: come può ENI rinunciare a licenze che diceva di non possedere? Ora la comunicazione ufficiale di Ratio Energies agli investitori sembra chiudere la questione: Eni ha davvero abbandonato il contestato progetto.

L'Eni entra in un progetto controverso, poi lo nega, infine ne esce. Il tutto con scarsa trasparenza e tentando di delegittimare chi denuncia?

Eni precisa che le licenze esplorative offshore richiamate nella domanda non sono mai state formalmente assegnate a Eni né al consorzio di cui Eni faceva parte, in quanto l'iter di assegnazione non si è mai perfezionato. L'annuncio del Ministero dell'Energia israeliano del 29 ottobre 2023 riguardava esclusivamente l'esito di una procedura selettiva e non il rilascio delle licenze.

Eni conferma inoltre di essersi ritirata dal consorzio con Dana Petroleum e Ratio Energies nell'ottobre 2025, nel quadro della razionalizzazione e diversificazione strategica delle proprie attività upstream.

Alla data attuale, Eni non detiene alcuna licenza esplorativa nell'area in oggetto e non svolge attività operative o di esplorazione in tali aree.

- 2) ReCommon denuncia l'iniziativa di Eni, che a marzo ha notificato all'associazione una richiesta di avvio di mediazione obbligatoria in sede civile, ipotizzando una diffamazione aggravata attraverso televisione e social media. Si tratta di un passaggio preliminare a un'eventuale causa. Nel mirino alcune dichiarazioni rilasciate da Eva Pastorelli durante la trasmissione Report, andata in onda su Rai 3 il 14 dicembre 2025. Le stesse affermazioni erano state poi riprese in un articolo pubblicato sul sito dell'associazione il 18 dicembre. La richiesta di mediazione arriva dopo una precedente diffida con richiesta di rettifica inviata a inizio gennaio, alla quale ReCommon aveva risposto, seguita da una replica il 5 febbraio 2026. Nella nota diffusa, l'associazione rivendica la solidità delle proprie affermazioni e ne indica le fonti. Nel corso della trasmissione Report, Eva Pastorelli aveva citato due partnership di Eni con soggetti

israeliani. La prima riguarda un accordo con il ministero dell'Energia israeliano, che il 29 ottobre 2023 ha assegnato licenze di esplorazione al largo delle coste di Gaza a due consorzi di compagnie energetiche nazionali. La seconda coinvolge Delek Group, società inserita nella lista dell'Alto Commissario delle Nazioni Unite per i diritti umani, le cui attività avrebbero «sollevato particolari preoccupazioni» sul piano dei diritti nei territori palestinesi occupati. Secondo Eni, che attribuisce alla controversia un valore di 800mila euro, quelle dichiarazioni avrebbero contribuito ad alimentare sentimenti di odio e ostilità nei confronti dell'azienda e dei suoi dipendenti, mettendo a rischio la sicurezza dei lavoratori, in Italia e all'estero, e delle loro famiglie. La società chiede inoltre la rimozione dei contenuti ritenuti diffamatori. ReCommon ha ribadito che le informazioni relative all'assegnazione delle licenze esplorative del cosiddetto Blocco C si basavano su comunicazioni del ministero dell'Energia israeliano e su articoli di stampa, tra cui Times of Israel e Reuters. L'associazione ha inoltre ricordato di aver riportato anche la posizione espressa da Eni in risposta a Report. In quel caso, la società dichiarava di non essere coinvolta in attività nell'area nel futuro. Negli ultimi giorni di marzo, il quotidiano finanziario israeliano Globes ha riportato la notizia dell'uscita di Eni dal consorzio per le attività di esplorazione in un tratto di Mar Mediterraneo ricadente nella zona economica esclusiva palestinese. La multinazionale ha confermato il ritiro, spiegandolo con una scelta legata alla razionalizzazione e diversificazione strategica delle proprie attività upstream e prendendo atto della decisione degli altri membri del consorzio di completare il processo di aggiudicazione. Per quanto riguarda Delek Group, ReCommon ha sottolineato che l'espressione "lista nera" è utilizzata in ambito giornalistico e ha richiamato la lista dell'Alto Commissario ONU, in cui la società è inclusa con riferimento a attività che sollevano preoccupazioni in materia di diritti umani. L'associazione interpreta l'iniziativa legale di Eni come un tentativo di limitare la propria attività di informazione su temi di interesse pubblico e la definisce una Slapp. «Non ci faremo zittire», ha dichiarato Eva Pastorelli, rivendicando il lavoro svolto e l'intenzione di continuare a dare voce alle comunità impattate dalle attività estrattive. Archiviata la fase di mediazione, ReCommon si dice pronta ad affrontare un'eventuale citazione in giudizio da parte di Eni. Errare humanum est perseverare autem diabolicum?

Eni ha notificato a ReCommon una formale diffida dal reiterare la diffusione di notizie false e diffamatorie da parte dei suoi esponenti. A fronte del perdurare della condotta diffamatoria da parte di ReCommon, come previsto dalla legge Eni ha avviato la procedura di mediazione, che si è svolta nella giornata del 14 aprile u.s. e si è conclusa negativamente poiché gli esponenti di ReCommon non hanno aderito alla richiesta di cessare la diffusione di notizie false e di rimuovere i contenuti diffamatori dai profili online. Tale procedura non costituisce una SLAPP in quanto Eni non ha richiesto alcun risarcimento economico, al contrario di quanto affermato, mentendo, da ReCommon. L'indicazione di 800 mila euro, riportata nella comunicazione di ReCommon, è relativa a un valore che deve essere necessariamente indicato a fini procedurali, in merito all'ammontare di un possibile danno causato dalla comunicazione diffamatoria nei confronti di Eni.

Eni si è invece limitata a richiedere che ReCommon si astenga dalla diffusione di ulteriori dichiarazioni diffamatorie e la rimozione dai profili social di ReCommon di tali contenuti in merito al tema delle licenze per l'esplorazione di gas al largo delle coste israeliane.

Eni ricorda che non è la prima volta che ReCommon allude a presunte e inesistenti intimidazioni da parte di Eni, solo perché la Società ha intrapreso le vie legali a tutela

della propria reputazione a fronte di affermazioni diffamatorie, come è nel proprio diritto e dovere nei confronti degli oltre 30 mila dipendenti e degli azionisti della Società.

Eni ribadisce inoltre l'assoluta falsità delle informazioni diffuse da ReCommon sul tema delle licenze esplorative al largo di Israele, che costituisce il fondamento della presente mediazione: Eni infatti non ha mai ottenuto le licenze di esplorazione per la zona G, che come risulta dalle fonti ufficiali del Ministero dell'Energia Israeliano non sono mai state formalmente assegnate al consorzio di cui Eni faceva parte. L'annuncio ministeriale del 29 ottobre 2023 riportava l'esito della procedura selettiva, non il completamento dell'iter di assegnazione della licenza. Si tratta di una distinzione giuridica fondamentale che ReCommon ha sistematicamente ignorato: l'esito positivo della selezione non comporta infatti la titolarità dei diritti di esplorazione. Eni peraltro si è anche ritirata dal consorzio aggiudicatario del Blocco G nel quadro della razionalizzazione e diversificazione strategica delle proprie attività Upstream.

- 3) Claudio Descalzi, ad di eni, apre al gas russo: "penso che sia necessario sospendere il bando sui 20 miliardi di gnl che vengono dalla Russia". Lo ha detto solo perché era ospite della scuola di formazione della lega, partito notoriamente filo-russo, o lo pensa davvero? Comunque sia, non decide lui, ma l'Europa - quando Descalzi, a ottobre 2025, diceva: "sostenere che il gas russo costa meno è sbagliato. Riprenderlo? così fanno ancora più soldi loro..." e che gas! "Sul gas russo dobbiamo fare molta attenzione a come ci muoviamo. Descalzi è un operatore di settore e ha il dovere di porre le questioni per come le vede.." Errare humanum est perseverare autem diabolicum?

Si premette che nell'ambito della crisi energetica del 2022, Eni è stata in prima linea nel contribuire, con estrema rapidità ed efficacia, a sostituire le importazioni di gas russo in Italia con approvvigionamenti alternativi garantendo disponibilità del gas ai consumatori nazionali, industrie e famiglie.

I richiamati commenti dell'AD di Eni sono oggi basati sulla prospettiva di una situazione di emergenza crescente in cui l'Europa, in misura meno preoccupante l'Italia grazie appunto alle azioni di diversificazione intraprese, si troverebbe nel caso di una prolungata chiusura dello stretto di Hormuz, con gli impatti che ne deriverebbero sul mercato globale del gas in termini di sicurezza energetica e prezzo.

La considerazione non invitava a "tornare" ad acquistare il gas russo, come erroneamente sostenuto da più voci, ma a sospendere, data l'emergenza, la rinuncia europea a 20 miliardi di metri cubi che attualmente l'Unione già utilizza, che difficilmente potrebbero essere sostituiti in caso di rinuncia e che all'Europa continuerebbero a servire in termini di sicurezza e competitività, anche alla luce dell'imperfetta connessione energetica tra i diversi Paesi europei.

Competitività dell'Europa già sotto pressione per effetto di misure che andrebbero almeno temporaneamente rivalutate, quali l'Emission Trading System ed il Carbon Border Adjustment Mechanism fortemente penalizzanti la competitività del sistema industriale europeo.

Sì è dunque trattato di considerazioni di scenario oggettive, e che nulla avevano a che fare con visioni politiche che non competono a Eni e al suo management. Sostenere il contrario, vale a dire che quei volumi di gas non servirebbero all'Europa in caso di crisi prolungata, non appare uno scenario realistico. Dopodiché, rimangono assolutamente legittime considerazioni politiche che portassero la decisione in altre direzioni.

- 4) Su quali fronti, oggi, siamo più preparati rispetto al 2022?  
Con l'interruzione delle forniture dalla Russia avvenute nel 2023 Eni ha cambiato notevolmente il proprio portafoglio di approvvigionamento di gas, incrementando la quota di proprie produzioni nella commercializzazione di gas, diversificando geograficamente le fonti ed incrementando la quota di GNL, rafforzando ulteriormente le relazioni con i propri partner commerciali. Rispetto al 2022 ora disponiamo di un portafoglio più flessibile, più diversificato geograficamente e quindi in grado di far fronte a situazioni di tensione sui mercati.
- 5) Ma questa non è una crisi energetica, è una crisi dell'energia fossile. E dunque dobbiamo ridurre la nostra dipendenza da queste fonti, che è ancora molto alta»?  
La chiusura di Hormuz sta privando il mondo di circa il 20% dei flussi di petrolio e di LNG su scala globale. Gas e petrolio coprono complessivamente poco più del 50% dei consumi mondiali di energia, mentre le fossili, che includono oltre al gas e il petrolio anche il carbone coprono complessivamente circa l'80%.  
Il sistema energetico, caratterizzato da elevata complessità, richiede aggiustamenti graduali e progressivi per contemperare la riduzione dell'esposizione alle fossili e la salvaguardia della sicurezza delle forniture. Tale aspetto diventa cruciale anche in considerazione delle aspettative di aumento della domanda energetica complessiva che, difficilmente potrà invertire la rotta, almeno nell'immediato, a fronte di attese di crescita dell'economia e della popolazione e della richiesta crescente di nuovi segmenti di consumo (in primis i data centre)  
La chiave per potenziare la sicurezza energetica va ricercata non solo nella diversificazione del mix, attraverso il ricorso a più fonti energetiche, ma anche a mix di forniture diversificate per ciascuna fonte energetica, includendo il ricorso crescente all'efficienza energetica.
- 6) Per quanto riguarda il gas, molte infrastrutture sono state danneggiate: se anche la guerra finisse domani, cosa a cui purtroppo nessuno di noi crede, ci vorrebbero anni per far tornare i prezzi alla normalità?  
Un assessment completo dei danni subiti dalle infrastrutture energetiche nell'area richiederà necessariamente del tempo. Per tale motivo si rimanda alle dichiarazioni fornite dagli operatori coinvolti.
- 7) Per il petrolio il discorso è un po' diverso e probabilmente la produzione potrebbe riprendersi nel giro di 2-4 settimane, anche se poi servirebbe del tempo per le consegne?  
Per quanto riguarda il petrolio, la ripresa della produzione non seguirà una tempistica uniforme. I tempi di riavvio dipendono dalla tipologia dei giacimenti, dalla durata della disruption e dall'entità dei danni alle infrastrutture.
- 8) Con un conflitto prolungato, potremmo avere problemi nelle forniture, oltre che un continuo aumento dei prezzi?  
Relativamente al petrolio, la distribuzione geografica della disruption di Hormuz non è uniforme, in quanto la maggior parte del transito era destinato all'Asia (più del 90% del greggio, oltre il 60% dei prodotti nel 2025). Di conseguenza per i paesi asiatici il problema non è solo di prezzo ma di approvvigionamento fisico. Per il greggio, il risultato è una competizione globale acuta per i barili disponibili al di fuori del Golfo

Persico, con Asia ed Europa improvvisamente in gara sugli stessi bacini di approvvigionamento. Per i prodotti il mercato è particolarmente tight con l'Asia che sta già adottando misure di emergenza (es. ban o restrizioni all'export di prodotti e tagli alle lavorazioni di raffineria). Per l'Europa questo si traduce in uno shock indiretto ma significativo poichè il continente è esposto sia alla dinamica dei prezzi sia ai flussi di prodotti raffinati (diesel e jet) provenienti da Medio Oriente.

Per quanto riguarda il gas, il conflitto in corso sta privando il mercato di circa il 20% delle forniture LNG, destinate prevalentemente al mercato asiatico. Al momento, soprattutto le economie emergenti di tale area stanno adottando misure di contenimento dei consumi di gas anche attraverso il ricorso allo switching al carbone. L'Europa, al momento, risente indirettamente della riduzione delle forniture, ma non evidenzia situazioni di particolare criticità e procede con le attività di riempimento delle scorte. La durata del conflitto e la portata dei danni alle infrastrutture saranno fattori chiave per determinare gli effetti sul mercato LNG, il cui bilanciamento beneficia, tuttavia, di nuove partenze di progetti attualmente in costruzione e del ramp-up di quelli appena partiti.

- 9) Ci stiamo preparando per tutte le eventualità e speriamo di non dover arrivare a utilizzare strumenti molto più seri. Ma la speranza non può essere una strategia?

Domanda non pertinente all'ordine del giorno.

- 10) Quindi il gas russo non tornerà nemmeno in caso di pace?

La possibilità che i flussi di gas russo possano tornare sul mercato europeo dipende da una decisione politica a livello Europeo.

- 11) Il piano per applicare lo stesso divieto al petrolio russo è stato rinviato: lo state riconsiderando?

Si tratta di temi sanzionatori di competenza delle autorità europee, di cui non abbiamo dettagli aggiuntivi.

- 12) Meno di un mese e mezzo fa, presentando il nuovo piano strategico 2025-28 agli analisti, Descalzi aveva sostenuto proprio l'opposto, ovvero che per l'Unione europea non c'era più spazio per tornare indietro sul gas di Mosca. La lettura della situazione attuale da parte del manager è questa: «Dal Qatar ci mancano 6,5 miliardi di metri cubi di gas, ma fra Congo, Nigeria, Angola e America li rimpiazziamo. Ma chi va a produrre questi 20 miliardi di metri cubi dalla Russia?

Nel momento della presentazione del Piano la situazione geopolitica non aveva ancora avuto gli sviluppi che si sono realizzati in seguito.

L'Italia, alla quale sono riferite le considerazioni sui 6,5 mld di metri cubi, anche grazie alla diversificazione del portafoglio di approvvigionamenti di Eni, non è più dipendente dal gas russo da diversi anni. I 20 miliardi di metri cubi di gas russo che verranno a mancare con l'entrata in vigore del bando servono ad altri Paesi europei meno diversificati come mix energetico e come rotte di approvvigionamento.

- 13) Eni fa l'ingresso nell'universo delle batterie con un investimento da 70 milioni di dollari in Nouveau Monde Graphite (Nmg). La realtà italiana guidata da Claudio Descalzi ha deciso di puntare sulla società canadese quotata sul Toronto Stock Exchange e sul New York Stock Exchange, attiva nell'estrazione e lavorazione delle grafite naturale e dei materiali avanzati per batterie. L'operazione è considerata strategica perché grazie all'investimento il gruppo energetico italiano potrà negoziare in esclusiva

l'approvvigionamento di grafite e di materiale anodico attivo, a supporto della Gigafactory Eni a Brindisi. Ovvero il progetto strategico già avviato di riconversione dell'ex petrolchimico in un polo per la produzione di batterie al litio stazionarie. L'investimento di Eni è nell'ambito di un aumento di capitale complessivo di 297 milioni, sottoscritto anche da due investitori istituzionali canadesi, il Canada Growth Fund e l'Investissement Québec (investitori finanziari controllati rispettivamente dal Governo del Canada e dal Governo del Québec) e attraverso un'offerta al pubblico. All'esito dell'aumento di capitale, si prevede che Eni detenga una quota pari a circa l'11,5% del capitale sociale di Nmg e che potrà esprimere un consigliere nel cda della società. L'aumento di capitale è finalizzato a sostenere lo sviluppo del progetto minerario di Matawinie Mine relativo alla grafite naturale di alta qualità, materia prima fondamentale per il settore delle batterie, e per altri segmenti industriali ad elevato margine. La miniera di Matawinie costituisce la base di un progetto verticalmente integrato che prevede l'estrazione di grafite naturale e la sua raffinazione presso il sito di Bécancour Battery Material Plant. Non sarebbe meglio investire nell'H2 come stabilizzatore delle energie rinnovabili e per Fuel Cell Electric Vehicle – FCEV?

Lo storage energetico mediante idrogeno generalmente non è competitivo, per performance e costi, per accumuli di durata breve-media, che sono i casi più comuni, in particolare per il business di Eni.

- 14) Nelle ore in cui vanno in fiamme i due principali stabilimenti di gas liquido del Medio Oriente (in Iran e Qatar), il numero uno dell'Eni Claudio Descalzi può dire ai suoi azionisti che l'aumento del prezzo di petrolio e metano porterà bene alle loro tasche?  
In virtù del modello di business integrato di Eni e della diversificazione geografica del suo portafoglio, Eni è in grado di valorizzare gli upside derivanti dall'aumento delle quotazioni delle commodities energetiche, condividendo con i propri azionisti gli upside  
In tal senso, come comunicato in occasione della presentazione dei risultati di I trimestre 2026, sulla base della revisione dello scenario e della riprevisione del Cash flow from operation, il 60% dell'upside rispetto al budget sarà destinato alla remunerazione degli azionisti sotto forma di ulteriore buy-back, fino a un prezzo del Brent pari a 90 \$/barile; ciò si traduce in un piano di riacquisto di azioni proprie incrementato del 90% a €2,8 mld (€1,5 mld a Budget 2026).
- 15) Li chiama «scenari di prezzo particolarmente elevati», ovvero quelli del barile stabilmente sopra i novanta dollari, o incrementi del prezzo del gas sopra il cinquanta per cento. Se così fosse, «prevediamo di distribuire il cento per cento» delle entrate aggiuntive «in forma di dividendo straordinario»?  
Tutti i dettagli sono disponibili alla pagina 5 del Comunicato Stampa “Eni Capital Markets Update 2026-2030”.  
<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2026-it/03/CS-capital-markets-update-2026.pdf> [19 marzo 2026]
- 16) La fortuna di Eni in questa fase è di estrarre ovunque, spesso lontano dal Medio Oriente: «L'attuale portafoglio di progetti è il migliore e più diversificato nella storia della società, e implica nel 2030 una produzione di 850mila barili equivalenti al giorno». Africa occidentale e del Nord, Mediterraneo orientale, Norvegia, Sud-est asiatico. Descalzi nega sia un problema persino il blocco dello stretto iraniano di Hormuz: «Dal nostro punto di vista non è così rilevante»?

L'esposizione di Eni alla disruption dei volumi mediorientali è molto contenuta:

- Upstream: 2-3% di esposizione alla produzione di idrocarburi.
- Approvvigionamento di LNG: nessun impatto grazie all'elevata flessibilità del portafoglio di Eni.
- Le lavorazioni presso la raffineria di Ruwais in EAU (Eni detiene il 20% di quota di partecipazione) sono state mantenute a livelli ridotti, supportate dal greggio locale e dalla domanda domestica.

- 17) Eni «non ha navi bloccate» e nel Venezuela normalizzato da Trump c'è «ampio margine di miglioramento» sia per l'estrazione di gas che di petrolio?

Il mutato quadro regolatorio consente ad Eni di operare in continuità e di valutare, nel medio termine, un rafforzamento delle proprie operazioni nel paese, sempre nel rigoroso rispetto della normativa nazionale, dei vincoli derivanti dal quadro sanzionatorio internazionale e delle condizioni di sicurezza operativa.

A partire da gennaio 2026, il programma sanzionatorio adottato dagli Stati Uniti nei confronti del Venezuela è stato sottoposto a gradualmente allentamenti per mezzo di una serie di licenze generali OFAC mirate a consentire la ripresa delle attività e degli investimenti in settori chiave dell'economia venezuelana, incluso quello energetico, ad opera di soggetti statunitensi e stranieri. Per quanto di interesse di Eni, rileva in particolare la General License 50A dalla OFAC, che permette ad Eni (e altre cinque compagnie energetiche internazionali) di condurre operazioni nel settore oil&gas del paese; tenuto conto del mutato quadro regolamentare, in data 12 marzo 2026 è stato firmato un accordo di Sostenibilità fra Cardon IV (JV paritetica Eni e Repsol, impegnata nella produzione di gas dal giacimento di Perla) e PDVSA per garantire la continuità e sostenibilità finanziaria delle operazioni della JV, anche mediante un piano di pagamenti in kind con carichi di greggio di origine venezuelana a copertura del valore della produzione corrente.

Si conferma infine che nessuna nave noleggiata da Eni si trova "bloccata" in Venezuela.

- 18) Una volta l'ENI aveva interessi in Iran, lentamente abbandonati dopo l'inizio delle sanzioni occidentali, mentre ne ha ancora di importanti in Iraq, nei pressi di Bassora: è uno dei più grandi giacimenti al mondo, gestito da un consorzio con Korea Gas Corporation e Missan Oil Company, la compagnia di Stato irachena?

Il campo di Zubair è un importante giacimento del sud dell'Iraq, operato dalla Zubair Field Operation Division (ZFOD) di cui Eni è technical service contractor. Altri contractors sono Kogas, Missan Oil e BOC (Basrah oil Company) società di stato, che è anche first party. Missan oil è anch'essa una società di stato irachena.

- 19) «aggiornamento del Piano industriale dal 2026 al 2030»?

Tutti i dettagli sono disponibili alla pagina nel Comunicato Stampa "Eni Capital Markets Update 2026-2030" e relativa presentazione.

<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2026-it/03/CS-capital-markets-update-2026.pdf> [19 marzo 2026]

<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/eng/investor/presentations/2026/2026-capital-markets-update/2026-capital-markets-update.pdf> [19 marzo 2026].

- 20) L'altra novità rilevante è il deconsolidamento di Plenitude, la controllata nata per gestire produzione e distribuzione delle rinnovabili. Deconsolidare significa portare un'azienda fuori del perimetro del gruppo, creare le condizioni perché possa essere più

autonoma dalla holding di controllo. Archiviata l'era in cui si credeva che il futuro fosse solo nelle rinnovabili, la decisione sembra il primo passo per una separazione tra le attività tradizionali di Eni (petrolio e gas) dalla generazione elettrica via sole e vento?

Nell'ambito del piano di crescita di Plenitude, che prevede un'ulteriore accelerazione, al fine di assicurare un pieno allineamento del capitale, si procederà a una revisione della sua struttura azionaria e al deconsolidamento della società. Si tratta di una iniziativa strategica che prevede anche un aumento di capitale non proporzionale, da sottoscrivere da parte degli azionisti, pari a €1,5 mld. L'iniziativa servirà a sostenere la crescita di Plenitude nel modo più efficiente sotto il profilo finanziario ed è coerente con la strategia di Eni volta a valorizzare le Società del Gruppo.

- 21) Plenitude avrà un aumento di capitale da 1,5 miliardi di euro, che in prospettiva potrebbe preludere ad una quotazione in Borsa, forse alla cessione di quote?

Ad esito dell'aumento di capitale, Eni deterrà una quota del capitale sociale vicina al 65%, ed è previsto che manterrà su Plenitude presidi di direzione e di coordinamento compatibili con il nuovo accordo di controllo congiunto con Ares.

L'iniziativa è coerente con la strategia Eni di valorizzare le società del Gruppo, in base al modello satellitare, e rappresenta altresì un'opportunità per destinare maggiori risorse alla crescita dei business, alla sicurezza energetica e alla creazione di valore per i propri azionisti.

- 22) La divisione Chimica resta in perdita e il comparto Gas segna una contrazione perché?

Tutti i dettagli sono disponibili nel comunicato stampa "Eni: risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2025"; in particolare, per GGP alla pagina 7 e per la Versalis alla pagina 12. <https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2026-it/02/CS-risultati-quarto-trimestre-2025.pdf> [26 febbraio 2026]

- 23) Venezuela: Usa concedono licenze a 5 compagnie petrolifere, c'e' anche Eni.

La decisione arriva un mese dopo il summit nella East Room della Casa Bianca convocato da Trump al quale parteciparono 14 società americane e tre straniere, fra cui Eni rappresentata dall'Amministratore delegato Claudio Descalzi. Trump aveva illustrato i passi da intraprendere per riportare agli antichi fasti la produzione di greggio e gas in Venezuela e chiesto uno sforzo finanziario ai colossi privati. «Le società metteranno 100 miliardi di dollari, soldi loro non nostri» per le infrastrutture. Da parte sua il governo di Caracas, aveva anticipato Trump, avrebbe fatto la sua parte, anzitutto modificando le leggi sugli investimenti stranieri. Il 29 gennaio l'Ofac aveva emesso la prima General Licence (la 46) che autorizzava le società costituite negli Stati Uniti a commercializzare il petrolio venezuelano a condizioni commerciali ragionevoli e non «ai prezzi scontati praticati dal corrotto regime di Maduro». Il 10 febbraio le aziende Usa venivano autorizzate a fornire servizi ed equipaggiamenti critici per le infrastrutture energetiche di Caracas.. La GL 50 include l'Eni e altre 4 compagnie, alcune, la stessa Eni e Chevron, ad esempio, già presenti in Venezuela. Le aziende agiranno in Venezuela sotto la supervisione di Washington. Ogni transazione con la PdVSA (la società controllata da Caracas) «deve prevedere – è evidenziato - che le leggi degli Stati Uniti o di una qualsiasi giurisdizione all'interno degli Stati Uniti disciplinino il contratto e che qualsiasi risoluzione delle controversie ai sensi del contratto avvenga negli Usa». I pagamenti dovranno essere fatti tramite il Foreign Government Deposit Fund o altri

conti secondo le disposizioni del governo statunitense. Le cinque società non potranno fare alcuna transazione con enti e persone basate in Russia, Iran, Corea del Nord, Cuba e Cina o società controllate o partecipate da questi Paesi. In una nota Eni sottolinea di «prendere atto che Eni è esplicitamente inclusa e stiamo attualmente valutando le opportunità che essa apre nell'ambito di un dialogo costante e costruttivo con le Autorità statunitensi». Restano ancora da individuare le modalità di "rientro" a pieno regime in Venezuela. Eni è presente in Venezuela dal 1998 e detiene sei licenze minerarie situate offshore nel Golfo del Venezuela – qui si trova il giacimento di gas Perla, partecipato al 50% - e nel Golfo di Paria, mentre onshore c'è il giacimento petrolifero Junin 5 nella regione dell'Orinoco. Dal 2019 in seguito alle sanzioni Usa, Eni ha svolto esclusivamente attività nel giacimento Perla. Qui opera con una joint venture insieme alla spagnola Repsol. La produzione di gas Perla è totalmente destinata al consumo domestico e soddisfa il 50% della domanda delle centrali elettriche del Paese. Quanto investiremo ancora in Venezuela?

Lo scenario attuale del Venezuela offre opportunità nel settore del gas e del petrolio per sbloccare il valore degli assets, mantenendo al contempo l'impegno a garantire un business sostenibile, supportato dalla crescita della produzione e da flussi di ricavi positivi. Al momento sono in corso discussioni/negoziazioni per possibili piani di investimento nel paese.

- 24) Il presidente della Repubblica del Congo, Denis Sassou N'Gusso, e l'amministratore delegato di Eni, Claudio Descalzi, hanno presenziato a Pointe Noire alla cerimonia per il primo carico di gas naturale liquefatto (Gnl) dall'impianto flottante Nguya Flng. Un segnale di avvio dell'export di gas dalla Fase 2 del progetto Congo Lng (la cui capacità di liquefazione complessiva è pari a 4,5 miliardi di metri cubi di gas per anno). Con questo tassello Eni procede alla crescita del portafoglio Lng a 20 milioni di tonnellate annue entro il 2030. Come continuerà?

Oltre al progetto Congo già citato, lo sviluppo del portafoglio LNG di Eni si basa principalmente sui nostri progetti equity come Indonesia, Argentina, Mozambico e Cipro che ci permetteranno di raggiungere il target di 20 milioni di tonnellate annue nel 2030.

- 25) Eni vanta circa 3 miliardi di crediti da Venezuela. Da allora, Eni si è impegnata in modo trasparente con le autorità statunitensi per identificare opzioni volte a garantire che le forniture di gas, non sanzionate e essenziali per la popolazione, possano essere remunerate da Pdvsa con carichi di greggio destinati all'esportazione?

Vedasi risposta alla domanda 17.

- 26) Eni era anche socia delle jv PetroSucre (26%) e PetroJunin (40%), con concessioni petrolifere offshore e su terraferma. Sono partecipazioni ancora 'congelate' (svalutate in bilancio)?

Vedasi risposta alla domanda 17.

- 27) Eni ha annunciato oggi il trasferimento delle sue raffinerie e dei suoi depositi in Europa e in Medioriente in una nuova società per azioni, chiamata Eni Industrial Revolution e operativa dal 1° gennaio scorso. Tra gli asset conferiti alla nuova società, che in precedenza rientravano nella divisione Refining Evolution & Transformation di Eni, ci sono le raffinerie di Sannazzaro de' Burgondi, di Taranto e di Livorno (che verrà

convertita in bioraffineria entro l'anno), la quota nella joint venture con Q8 sulla raffineria di Milazzo, lo stabilimento di Robassomero, il Centro ricerche sud di San Filippo del Mela, i depositi, gli oleodotti e le partecipazioni in Ecofuel (100 per cento) e in Costiero Gas Livorno (65 per cento). Perché?

L'operazione rientra nella strategia organizzativa che sta perseguendo Eni attraverso la creazione di satelliti con lo scopo di consolidare il percorso di trasformazione dei business tradizionali e di sviluppare nuovi business ad alto potenziale, attraendo nuovi partners allo scopo di dividerne i rischi, nonché di estrarre il massimo valore da ogni attività. Al nuovo satellite Eni Industrial Evolution sono stati conferiti tutti gli asset industriali in Italia attivi nella raffinazione tradizionale e in corso di trasformazione nell'ottica della decarbonizzazione, con l'obiettivo di diventare un fornitore di servizi industriali per il gruppo assicurando la gestione ottimizzata degli asset ENI in termini di flessibilità e asset integrity.

- 28) Le cariche di presidente e di amministratore delegato di Eni Industrial Evolution sono riunite nella persona di Umberto Carrara, già direttore dell'unità Refining Evolution & Transformation. Il personale ammonta a circa duemila unità. Eni ha spiegato che il passaggio di raffinerie e depositi in una società a sé stante rientra in un processo di semplificazione. Aggiungendo una società?

La semplificazione deriva dal fatto che l'attività sarà gestita in modo diretto, autonomo e con piena responsabilità dell'Amministratore Delegato designato accelerando in tal modo il processo di trasformazione e assicurando la sostenibilità del business tradizionale. Inoltre, il modello satellitare consentirà di semplificare l'ingresso di capitali specializzati per lo sviluppo delle nuove iniziative, garantendo una crescita autonoma e finanziariamente indipendente, liberando valore per la capogruppo.

- 29) È prevista la vendita di quote di minoranza di Eni Industrial Evolution?

Per il momento non è prevista la vendita di quote di minoranza della società. Sicuramente i progetti di trasformazione e lo sviluppo di nuovi business saranno portati avanti con partners allo scopo di dividerne competenze, impegno finanziario, ritorni economici e rischi di impresa.

- 30) La società possiede due bioraffinerie in Italia, a Porto Marghera e a Gela, entrambe strutture preesistenti e riconvertite; per il 2026 – come accennato – è prevista la conclusione dei lavori in un terzo impianto, a Livorno. Quanto è l'investimento totale?

L'investimento complessivo relativo alla bioraffineria di Livorno ammonta a ca 0,7Mld€.

- 31) Trasformare l'Italia da semplice punto di approdo a vero e proprio snodo nevralgico dell'energia europea. Elemento cardine della sicurezza nazionale si conferma il Gas Naturale Liquefatto (GNL), divenuto la seconda fonte di approvvigionamento stabile e, nei primi undici mesi del 2025, addirittura la prima per volumi importati insieme al gas algerino (32%). Grazie all'entrata a regime delle nuove unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) come la "Italis Lng" e la "BW Singapore", la capacità di rigassificazione italiana ha raggiunto i 28 miliardi di metri cubi. Le importazioni di GNL sono cresciute di oltre il 40% rispetto all'anno precedente, con carichi provenienti principalmente da Stati Uniti (41%) e Qatar (24%), garantendo quella flessibilità necessaria per bilanciare il sistema. Se nel 2024 infatti si era potuto contare su 151 carichi (arrivati principalmente da: Qatar (36%); Stati Uniti (34%), Algeria (20%), ma anche da

Egitto, Spagna, Congo, Angola, Guinea Equatoriale e altri) a dicembre i carichi di GNL sono già oltre i 200 con gli Stati Uniti sempre in prima fila seguiti da Qatar e Algeria. La domanda di gas in Italia continua a crescere, registrando un +3% nel periodo gennaio-novembre 2025, trainata dal settore termoelettrico necessario a bilanciare le rinnovabili. Ma il dato più rilevante riguarda l'export: l'Italia ha triplicato i volumi di gas inviati verso il Centro e Nord Europa rispetto all'anno precedente. Grazie ai potenziamenti delle centrali di compressione (come Malborghetto), il Paese è ora in grado di esportare fino a 9 miliardi di metri cubi l'anno verso l'Austria, con l'obiettivo di arrivare a 14,5 miliardi entro il 2026. Sommata alla capacità in uscita da Passo Gries, l'Italia può movimentare verso l'estero fino a 16 miliardi di metri cubi, offrendo una sponda vitale a paesi come Austria e Slovacchia, ancora esposti ai rischi delle forniture russe. A chiudere il cerchio della sicurezza energetica c'è il dato sugli stoccaggi. Al 16 dicembre 2025, gli impianti italiani — per la maggior parte gestiti da Snam — registrano un livello di riempimento dell'80,45%, un valore nettamente superiore alla media europea (69,75%) e a quella tedesca (63,06%). Questo "tesoretto", accumulato grazie a una campagna di riempimento che ha raggiunto il 93% che ora si stanno consumando giornalmente. A quanto siamo arrivati? Non sarebbe più economico e sicuro puntare sulle rinnovabili stabilizzate dall'H2?

Il livello di riempimento degli stoccaggi italiani è attualmente prossimo al 46.5%, al di sopra del livello del 2025 e solo leggermente inferiore rispetto alla media degli ultimi 5 anni. Tale situazione si confronta con la media di riempimento delle scorte europee prossima al 31%, inferiore sia al livello dello scorso anno che alla media degli ultimi cinque anni. Inoltre, come da comunicato Snam, è stato effettuato un conferimento di capacità utile al raggiungimento del target di riempimento degli stoccaggi italiani pari ad almeno il 90% (<https://www.snam.it/it/media/news-e-comunicati-stampa/comunicati-stampa/2026/snam-stoccaggi-gas-ultime-aste-raggiunto-target-90-riempimento-depositi-italiani-iniezione.html>). Il gas gioca un ruolo importante in Italia in numerosi settori di consumo, non solo in quello della generazione elettrica. La complessità del sistema energetico e l'urgenza di garantirne la sicurezza rendono necessario un processo di adeguamento graduale di tale sistema, anche in considerazione della non sostituibilità delle fonti fossili in alcuni processi produttivi e delle prospettive di crescita della domanda di energia.

- 32) Plenitude ha siglato con Acea un'intesa vincolante per l'acquisizione del 100% di Acea Energia, in un'operazione che modifica il perimetro del mercato retail dell'energia in Italia. L'accordo comprende anche il 50% di Umbria Energy e prevede per Acea un corrispettivo fino a 587 milioni di euro, composto da 460 milioni come prezzo iniziale e fino a 127 milioni legati alla cassa netta normalizzata. Il contratto include meccanismi di aggiustamento come ticking fee e leakage e introduce una possibile componente di prezzo fino a 100 milioni da riconoscere solo al raggiungimento di obiettivi di performance al 30 giugno 2027. Il closing è previsto entro giugno 2026, subordinato alle autorizzazioni delle autorità competenti. La mossa è destinata a cambiare svariati equilibri nel comparto energetico italiano e non solo. Con l'ingresso degli 1,4 milioni di clienti di Acea Energia, Plenitude supererà gli 11 milioni di clienti in Europa, anticipando gli obiettivi fissati nel proprio piano industriale per il 2028. La società controllata da Eni opera in oltre 15 Paesi con un modello che integra 4,8 GW di capacità rinnovabile, attività di vendita e una rete di più di 22.000 punti di ricarica per veicoli elettrici. Per Plenitude, l'operazione apre un ampliamento immediato della base clienti e una maggiore presenza nel mercato italiano. L'acquisizione potrebbe consentire economie

di scala e un rafforzamento della capacità commerciale in un settore che continua a evolversi con la progressiva liberalizzazione e con l'aumento del peso delle tecnologie elettriche RINNOVABILI STABILIZZATE DALL'H2?

L'acquisizione di ACEA Energia, perfezionata nel mese di aprile 2026, rappresenta un passaggio strategico di rilievo nel percorso di crescita di Plenitude. L'operazione ha consentito l'ingresso di circa 1,2 milioni di nuovi clienti, portando la base complessiva a circa 11 milioni.

La prevalenza di clienti power nel portafoglio di ACEA Energia (circa il 70%) contribuisce in modo significativo all'obiettivo di aumentare il peso dell'elettricità nella base clienti di Plenitude, che raggiungerà circa il 50% entro fine 2026, in linea con l'evoluzione strutturale del mercato e con la crescente elettrificazione dei consumi finali. Infine, da questa integrazione potranno derivare sinergie positive con il nostro attuale portafoglio clienti e con le nostre piattaforme digitali.

- 33) Eni ha inaugurato un nuovo impianto a Soya, nel nord dell'Angola per il trattamento del gas. L'operazione è stata effettuata tramite la sua controllata Azure Energy, creata in joint venture al 50% con Bp e con l'operatore del New Gas Consortium (Ngc). L'impianto è entrato in produzione nel 2025 dopo una cerimonia di avvio dei lavori nell'ottobre 2023. Il progetto è il primo di gas non associato in Angola e prevede una capacità di trattenimento di 400 milioni di metri cubi per quali mercati?

Il progetto NGC è stato sviluppato per vendere il gas all'impianto di liquefazione di ALNG di cui Azure Energy è azionista al 27.2%. ALNG vende principalmente spot.

Nel 2025 ha venduto 71 carichi di LNG di cui oltre il 60% in Europa ed il 40% in Asia (particolarmente in India 30%).

Nel primo trimestre 2026 la parte asiatica è salita al 60% (sempre con predominanza India con il 50%) mentre il resto in Europa (inclusa la Turchia).

- 34) «Sul solare noi invece ci crediamo», l'opinione di Descalzi che snocciola due cifre: la prima è la produzione entro fine anno che toccherà i 5,3 Giga, la seconda è che solo «negli Stati Uniti si arriva al 2 Giga «Chi ha eliminato tutte le fonti ha fatto in realtà male alla transizione, poiché le rinnovabili da sole non ce la possono fare. Perché?»

Il settore elettrico è un sistema molto complesso che richiede un equilibrio simultaneo tra domanda e offerta. Le fonti rinnovabili, principalmente le intermittenti, per loro natura dipendono dalle condizioni meteorologiche e non riescono a produrre energia elettrica in modo continuo e programmabile. Questa caratteristica non le rende idonee, in assenza di strumenti di flessibilità, a soddisfare le oscillazioni della domanda elettrica. Un mix totalmente rinnovabile sarebbe potenzialmente fattibile tramite l'installazione di grandi quantità di storage elettrochimico e un forte potenziamento della rete di distribuzione. Tuttavia, come riportato anche dal gestore della rete di trasporto nazionale (Terna) nel documento "Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050" ([https://download.terna.it/terna/Terna\\_Prospettive\\_Sviluppo\\_Sistema\\_Energetico\\_2050\\_Copertura\\_domanda\\_elettrica\\_8de15802728e7d1.pdf](https://download.terna.it/terna/Terna_Prospettive_Sviluppo_Sistema_Energetico_2050_Copertura_domanda_elettrica_8de15802728e7d1.pdf)): "un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente".

Inoltre, se l'ingresso, ad esempio di solare ed eolico, allevia la dipendenza dalle fonti fossili, il superamento di una certa soglia nel mix del loro contributo espone il mondo intero ad altre forme di fragilità e potenziali disruption. Si pensi ad esempio, al

fabbisogno connesso di minerali critici la cui produzione e raffinazione è fortemente concentrata in pochi paesi su scala globale, in primis la Cina.

La transizione energetica del settore elettrico è un processo complesso, una ricetta vincente vede lo sfruttamento delle tecnologie attualmente presenti nei mix combinate con la progressiva integrazione delle nuove fonti rinnovabili.

- 35) Washington ha bloccato i «carichi di greggio» consentendoli solo a società Usa, «non a noi e a Repsol». È un problema di cui Descalzi ha parlato con i ministri americani ed europei e ha coinvolto anche il governo: «Vediamo se riusciamo a trovare una soluzione». L'avete trovata?

Vedasi risposta alla domanda 17.

- 36) Nasce nel Sud-Est asiatico un nuovo colosso per il gas naturale. Eni e Petronas, compagnia energetica di Stato della Malesia, hanno siglato ieri ad Abu Dhabi un accordo vincolante per costituire una società satellite paritetica che integrerà i rispettivi asset upstream in Indonesia e Malesia. L'intesa, firmata durante l'evento internazionale sull'energia Adipec da Claudio Descalzi, amministratore delegato di Eni, e Tengku Muhammad Taufik, presidente e ad di Petronas, ha l'obiettivo di portare la newco a gestire un portafoglio di 19 asset – 14 collocati in Indonesia e 5 in Malesia. Con una produzione iniziale superiore a 300mila barili di olio equivalente (boe) al giorno, la società punta a crescere fino a circa 500mila barili nel medio termine. Autosufficiente dal punto di vista finanziario, la joint venture disporrà di un piano di investimenti da 15 miliardi di dollari nei prossimi cinque anni. La sigla arriva a pochi mesi dall'accordo quadro raggiunto dalle due società lo scorso 17 giugno con un modello in lavorazione dal 2019. L'operazione si concentra principalmente sul gas naturale. Tra gli obiettivi: sviluppare almeno otto nuovi progetti, perforare 15 pozzi esplorativi e mettere in produzione circa 3 miliardi di barili di olio equivalente di riserve già scoperte. Il potenziale esplorativo a basso rischio è stimato in circa dieci miliardi di barili, con un portafoglio di risorse a gas in produzione e in sviluppo. Perché con il gas non si fanno viaggiare gli elettrodotti?

La liquefazione del gas e il successivo utilizzo di navi metaniere per il suo trasporto dai paesi produttori risulta attualmente la migliore modalità per rendere disponibile l'utilizzo del gas a beneficio dei mercati di consumo, soprattutto sulle grandi distanze..

- 37) Facendo leva sugli asset produttivi esistenti e sviluppando iniziative di rilievo sia nel bacino del Kutei sia in Malesia, prevediamo di raggiungere nel medio termine oltre 500mila boe al giorno». La joint venture rientra nel sistema satellitare di Eni, già sperimentato per esempio in Norvegia (Vår Energi), Angola (AzuleEnergy) e Regno Unito (Ithaca). «Abbiamo trovato un modello economico diverso – ha detto il ceo di Eni alla Cnbc –, quello che chiamiamo modello satellite: entità che, grazie al proprio flusso di cassa, si sviluppano autonomamente, senza dipendere dal nostro debito». Come funziona?

Queste società sono dedicate alla creazione di valore con sinergie operative e finanziarie e l'accelerazione della crescita. Si tratta di entità autonome, i satelliti, che sono in grado di valorizzare i business energetici tradizionali attraverso una gestione specializzata e il coinvolgimento di partner strategici. L'ingresso dei partner nei satelliti, tramite la cessione di quote, permette di raggiungere due obiettivi fondamentali: confermare il valore di mercato dei nuovi business e liberare immediatamente risorse addizionali per sostenere la crescita e la trasformazione

industriale, necessarie per rimanere leader nella transizione energetica. Il flusso di cassa derivante dai business tradizionali, di conseguenza, rimane protetto e destinato prioritariamente alla remunerazione degli azionisti. Da quando è stato introdotto, il modello ha permesso ai satelliti di generare valore, mentre Eni ha garantito il proprio supporto in termini di know-how tecnologico, solidità e visione strategica.

- 38) Ricordiamo che la società Delek Group, azionista di maggioranza di Ithaca Energy, società di cui ENI UK detiene il 36,06% e di cui può nominare il CEO, figura in questa lista perché coinvolta nelle seguenti attività:
- (e) La fornitura di beni e servizi che sostengono la manutenzione e l'esistenza degli insediamenti, compresi i trasporti (*The provision of services and utilities supporting the maintenance and existence of settlements, including transport*);
- (g) L'uso delle risorse naturali, in particolare dell'acqua e della terra, per scopi commerciali (*The use of natural resources, in particular water and land, for business*
- Sull'indipendenza di Ithaca Energy da ENI S.p.A. e da Delek Group, si segnala la mancanza di coordinazione nella comunicazione istituzionale tra ENI S.p.A. e Ithaca circa la relazione dell'azienda italiana con Delek. ENI S.p.A. si concentra, in questa richiesta di rettifica e in risposta ai suoi azionisti, sulla distanza tra le due società, corroborata dall'aver negoziato l'accordo di aggregazione solo con Ithaca; Ithaca, invece, della partnership allineata tra ENI e Delek ne fa un punto di forza, tanto da riportare a pagina 7 del suo report annuale del 2024 che "(...) Mentre il Gruppo entra nella sua prossima era di crescita, è sostenuto da azionisti impegnati a lungo termine e da una partnership allineata tra Delek ed Eni a sostegno della strategia di crescita di Ithaca Energy" (*"As the Group enters its Next Era of growth, it is supported by committed long-term shareholders and an aligned partnership between Delek and Eni in support of Ithaca Energy's growth strategy"*)?

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. Le operazioni di Ithaca sono regolata dalla propria governance a cui Eni interagisce come shareholder.

- 39) Venticinque miliardi di dollari di investimenti in totale, 12 milioni di tonnellate per anno di gas naturale liquefatto, due unità galleggianti FIng e l'obiettivo di raggiungere il mercato prima del 2029. Sono i numeri dell'accordo siglato ieri a Buenos Aires tra Eni e la compagnia argentina Ypf per il progetto Argentina Lng, destinato a utilizzare le riserve del giacimento non convenzionale di Vaca Muerta, che contiene sia gas naturale sia petrolio. Secondo quanto spiegato in conferenza stampa il progetto prevede 25 miliardi di dollari in totale tra infrastrutture e upstream. Il progetto integrato riguarda una fase da 12 milioni di tonnellate per anno (Mtpa) di gas naturale liquefatto, pari a circa 18 miliardi di metri cubi annui. Prevede produzione, trattamento, trasporto e liquefazione attraverso due unità galleggianti (FIng) da 6 Mtpa ciascuna, oltre alla valorizzazione dei liquidi associati. Argentina Lng è pensato per svilupparsi in varie fasi indipendenti fino a raggiungere una capacità complessiva di 30 milioni di tonnellate per anno. Per quali mercati?

La totalità dei volumi sarà indirizzata ai mercati internazionali per i quali gli accordi sono al momento in fase di negoziazioni con i potenziali buyers, incluso Eni.

- 40) Eni può contare sui 4,8 Gw di capacità installata di energia rinnovabile con Plenitude, che sono «in linea con l'incremento che riguarda i 5,5 Gw entro fine anno». A questi si aggiungono il piano di potenziamento dell'impianto di Sannazzaro (Pavia) e di conversione di Priolo (Siracusa) per la bioraffinazione, che «contribuiscono al piano di trasformazione del downstream». Anche la cattura e lo stoccaggio della Co2 rientrano nella partita della transizione e, con la cessione del 49,99 di Ccus al fondo infrastrutturale Gip dello scorso agosto, Eni può «massimizzare il potenziale di crescita» delle relative attività. Stime al rialzo anche per la divisione gas e Gnl (Ggp), con un utile operativo rettificato oltre quota un miliardo, mentre salgono da 3 a 4 miliardi le «iniziative di cassa» e le altre misure organiche finalizzate a mitigare gli effetti dello scenario internazionale. Eni, inoltre, indica anche come «imminente la finalizzazione dell'investimento del 20% del fondo Ares in Plenitude del valore di 2 miliardi», la definizione della cessione è attesa entro la fine dell'anno. Sotto questo aspetto, l'ad Descalzi sottolinea che «con questa operazione i due business di Enilive e Plenitude hanno determinato incassi per circa 6,5 miliardi negli ultimi due anni». Come?
- Il modello satellitare applicato ai business della transizione ha consentito a Eni di esplicitarne il valore di mercato attraverso investimenti da parte di “capitale allineato” cioè fondi di private equity interessati ad ottenere un'esposizione a specifici business del portafoglio Eni. In tale ambito si inserisce l'affermazione dell'AD riferita a €6,5 mld di incassi derivanti dalla valorizzazione di Enilive/Plenitude grazie agli investimenti da parte di fondi nel capitale sociale dei due satelliti con acquisizione di interessenza di minoranza “minority interest” per cui Eni continua a controllare le società interessate. I €6,5 mld sono relativi nello specifico a: cessione del 30% del capitale sociale di Enilive al fondo KKR in due transazioni similari finalizzate a marzo/aprile 2025 con un incasso di €3,6 mld, novembre 2025 investimento del 20% del fondo Ares in Plenitude con un incasso di €2 mld e in precedenza investimento del fondo EIP del 10% con un incasso di €0,9 mld (due tranches nel 2024 ca. €0,6 mld e a marzo 2025 ulteriori €0,2 mld).
- 41) Plenitude ha annunciato l'avvio di un nuovo impianto fotovoltaico da 50 megawatt a Zhanaozen, nella regione di Mangystau, in Kazakistan. L'impianto è parte di un progetto guidato da Eni e KazMunayGas, primo di questo tipo in Kazakistan, per la realizzazione di una centrale elettrica ibrida da 247 megawatt che integrerà la produzione di energia da fonte solare, eolica e a gas. Con oltre 80mila pannelli distribuiti su un'area di circa 80 ettari, l'impianto è progettato per generare annualmente 86 gigawattora. Perché' al posto del gas non si usa l'H2?
- La centrale ibrida in corso di realizzazione nel Mangystau, attraverso la combinazione di generazione solare, eolica e a gas, è progettata per assicurare una fornitura di energia elettrica stabile e continua, grazie a tecnologie già mature, affidabili ed utilizzando risorse disponibili, rispetto ad altre soluzioni – fra le quali anche l'idrogeno verde - ancora poco diffuse, con costi meno competitivi ed in contesti in cui la disponibilità idrica può essere limitata.
- 42) Avrebbero creato un «cartello per determinare i prezzi del biocarburante». Con questa accusa, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (Agcm) ha inflitto una sanzione da circa 936 milioni di euro a Eni, Esso, Ip, Q8, Saras e Tamoil. Le principali compagnie petrolifere attive in Italia hanno ricevuto il provvedimento dell'Antitrust al termine di un'indagine avviata nel 2023 in seguito alle rivelazioni di un whistleblower che ha segnalato anonimamente sulla piattaforma dell'Autorità una presunta intesa restrittiva sul combustibile per autotrazione. Secondo l'indagine le compagnie

petrolifere avevano un accordo sulla «componente bio inserita nel prezzo del carburante», un requisito introdotto per ottemperare agli obblighi previsti dalla normativa sul biocarburante. «Il cartello - ha ricostruito l'Autorità - è iniziato il primo gennaio 2020 e si è protratto fino al 30 giugno 2023». L'associazione tra le compagnie avrebbe determinato un aumento della componente da circa 20 euro al metro cubo del 2019 a circa 60 euro al metro cubo del 2023. Contestualmente, le compagnie avrebbero attuato aumenti di prezzo determinati da scambi di informazioni diretti o indiretti. Al termine delle indagini, l'Agcm ha così emesso un provvedimento accertando l'intesa restrittiva della concorrenza nella vendita del carburante per autotrazione. Contro le società è stata emessa una sanzione complessiva di 936.659.087 euro. Per Eni la multa più significativa, pari a 336.214.660 euro. A seguire Esso per 129.363.561 euro, Ip per 163.669.804 euro, Q8 per 172.592.363 euro, Saras per 43.788.944 euro e Tamoil per 91.029.755 euro. Secondo il Centro studi di Unimpresa, l'intesa sanzionata avrebbe avuto un impatto diretto stimato in oltre 700 milioni di euro all'anno di extracosti per le Pmi italiane. Le società coinvolte hanno respinto le accuse e annunciato possibili ricorsi al Tar. L'avete fatta?

Sì. Eni SpA ha presentato ricorso al TAR Lazio avverso la decisione sanzionatoria.

- 43) «Abbiamo identificato ulteriori iniziative di cassa che nel complesso ci consentiranno di generare circa 3 miliardi di contributo alla nostra posizione finanziaria». Tra le intese, l'accordo finale per la joint venture con Petronas (per gestire le attività in Indonesia e Malesia) dell'ultimo trimestre del 2025: in cosa consiste?

I dettagli sono disponibili nel Comunicato Stampa “Eni e PETRONAS firmano un Accordo di Investimento per costituire una nuova società satellite in Joint Venture in Indonesia e Malesia”

<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2025-it/11/Cs-eni-petronas-bc.pdf> [03 novembre 2025]

- 44) Nell'ambito dei satelliti della transizione, abbiamo definito i termini per un investimento del 20% da parte di Ares in Plenitude come pure per costituire una nuova entità congiunta con Gip», il fondo Global Infrastructure Partners parte di BlackRock, «che gestirà il business della carbon capture, utilization and storage». Cioè?

I dettagli sono disponibili nel Comunicato Stampa “Firmato accordo per l'ingresso di GIP nel capitale sociale di Eni CCUS Holding”

[https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2025-it/08/CS\\_Eni\\_GIP.pdf](https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2025-it/08/CS_Eni_GIP.pdf) [18 agosto 2025]

- 45) C'è da rinnovare il CdA: Ci sono potenziali conflitti d'interesse? Non ci sono conflitti di interesse nel rinnovo del Consiglio di Amministrazione. Le liste con i candidati per il rinnovo del CdA sono state presentate dagli azionisti nel rispetto della normativa vigente e saranno sottoposte al voto assembleare nei termini previsti dalla legge e dallo Statuto Eni. Quanto ad eventuali conflitti di interesse dei singoli candidati le valutazioni saranno effettuate per legge secondo le procedure interne al momento dell'insediamento.

- 46) Eni concretizza la cessione del 30% di Plenitude. Dopo l'operazione che a novembre scorso ha permesso al fondo svizzero Eip, Energy Infrastructure Partners, di salire al 10% del capitale della società, il gestore di investimenti Ares Management Corporation ha ottenuto la quota del 20% attraverso i fondi Alternative Credit e diventa così il primo

azionista di minoranza. Ares, che conta 546 miliardi di dollari di asset, con attività in Nord America, Sud America, Europa, Asia Pacifico e Medio Oriente, aggiungerà al suo portafoglio anche la partecipazione in Plenitude per un controvalore di circa 2 miliardi di euro, sulla base di un equity value della società pari a 10 miliardi di euro, corrispondente a un enterprise value di oltre 12 miliardi di euro. Venderete altre partecipazioni?

La gestione attiva del portafoglio si conferma una leva di incremento di valore e una importante fonte di autofinanziamento.

Eni intende continuare a ottimizzare il proprio portafoglio e favorire lo sviluppo dei business, mantenendo coerenza strategica e selettività nel perseguimento delle opportunità, attraverso la strategia di "high-grading" e il collaudato "modello satellitare". Plenitude ne è un esempio: valorizzazione dei business Eni, rafforzando la struttura finanziaria complessiva, preservando direzione e coordinamento.

Inoltre, i grandi successi esplorativi realizzati negli ultimi anni continueranno a generare importanti ritorni di cassa facendo leva sull'applicazione del "dual exploration model".

- 47) Il 27 maggio scorso l'amministratore delegato dell'Eni, Claudio Descalzi, si è presentato in tribunale a Roma come teste per raccontare che cosa è successo nei giorni decisivi della vicenda Regeni, cioè dal giorno del rapimento, 25 gennaio del 2016, fino a quando è stato ritrovato il corpo, il 3 febbraio. In quei giorni i vertici dell'Eni erano al Cairo per discutere dei dettagli del contratto per lo sfruttamento del maxi-giacimento di gas Zohr, un maxi-giacimento che avrebbe cambiato la strategia energetica di un Paese. Il 27 maggio scorso nell'aula Occorsio del tribunale di Roma si torna a parlare di Egitto. L'amministratore delegato dell'Eni, Claudio Descalzi, siede sul banco dei testimoni nel processo sul rapimento, le torture e l'assassinio di Giulio Regeni, e porta la voce di uno dei partner commerciali e industriali più strategici per il paese e per il suo Presidente Al-Sisi. L'Eni è presente in Egitto dal 1954, una relazione profonda e proficua che compie un balzo storico nel 2015 quando duecento chilometri a Nord di Port Said, in mare aperto, viene scoperto il maxi-giacimento di Zohr, una enorme riserva di gas in grado di cambiare il futuro energetico del Paese. Quello che si pensava nell'industria che dovesse entrare in produzione nel 2021 è entrato nel 2017. È stato un progetto dei più veloci penso mai realizzato non solo da noi, ma al mondo. La partita industriale più importante per l'Eni si gioca nei giorni più drammatici della vicenda che coinvolge Giulio Regeni, ovvero dal rapimento del 25 gennaio 2016 fino al ritrovamento del corpo il 3 febbraio. Proprio in quelle ore i manager dell'azienda sono chiamati a mettere a punto i dettagli del contratto per la gestione di Zohr. È vero che l'indicazione che arrivava della sicurezza di Eni in Egitto era: non pronunciate mai il nome di Giulio Regeni?

Non vi è stato nessun collegamento e men che meno ruolo di Eni e delle sue persone nella tragica vicenda che ha riguardato il nostro connazionale Giulio Regeni. Ogni tentativo di strumentalizzare la sovrapposizione storica e temporale tra il sequestro, l'uccisione ed il ritrovamento di Regeni con la firma degli accordi operativi successivi all'assegnazione della licenza del campo Zohr - avvenuta mesi prima - viene fermamente stigmatizzata da Eni. Anche la trasmissione televisiva Report, con gli altri soggetti a vario titolo coinvolti nella puntata cui si fa riferimento nella domanda, ha pubblicato un comunicato sul suo sito web dove esclude espressamente che con le affermazioni espresse nelle trasmissioni di Report del 5 maggio 2024 e 17 novembre 2024 e con le affermazioni contenute nei post di Report relativi a dette trasmissioni, si

sia inteso sostenere l'esistenza di un ruolo di ENI nel rapimento e nell'uccisione di Giulio Regeni.

- 48) I documenti riservati in mano a Report hanno dimostrato che manager di altissimo livello dell'Eni erano al Cairo proprio nei giorni del rapimento. Una mail inviata alla security egiziana di Eni alle 15:14 del 26 gennaio, il giorno seguente al rapimento, informa che il top manager Antonio Vella sarebbe arrivato al Cairo il 27 gennaio e avrebbe alloggiato al Four Seasons. Vella avrebbe incontrato direttamente il primo ministro egiziano Sherif Ismail. Il 27 gennaio del 2016 il dottor Vella per cosa si recò al Cairo?  
Vedasi risposta alla domanda 47.
- 49) Il 28 febbraio del 2016, dopo il ritrovamento del corpo di Giulio Regeni e mentre la macchina egiziana dei depistaggi è già al lavoro, una mail interna all'Eni delle 10:54 comunica l'arrivo di Claudio Descalzi al Cairo? per cosa?  
Vedasi risposta alla domanda 47.
- 50) Zohr non è solo un pozzo offshore, ma un'arma potentissima nelle relazioni internazionali. Quelle tra l'Italia e l'Egitto, ma anche tra l'Italia e il resto del Mediterraneo, a cominciare da Israele?  
Non vi è alcuna connessione tra Zohr e Israele. La concessione di Zohr è situata interamente in acque territoriali egiziane e sfrutta infrastrutture di trasporto e trattamento in Egitto.
- 51) È vero che già nel 2018, cioè 12 mesi dopo l'inizio della produzione, viene registrato un grande calo della pressione statica del giacimento?  
No. Nel 2018 non si registrarono cali di pressione significativi.
- 52) Avete un piano industriale in caso di 3<sup>a</sup> guerra mondiale?  
No.
- 53) Quanto si è speso per attività di lobbying? Per cosa? quando?  
Eni non ha sostenuto costi esterni per attività di lobbying; Eni impiega proprie persone, appartenenti alle funzioni deputate, per attività di rappresentanza di interessi legittimi presso le istituzioni locali e nazionali.
- 54) I certificatori di bilancio fanno anche una consulenza fiscale?  
No. Oltre alle limitazioni previste dalla normativa nazionale e statunitense sullo svolgimento di attività su tematiche fiscali previste per le società di revisione rileva la circostanza che il Gruppo Eni, allo scopo di tutelare il requisito di indipendenza dei revisori, ha stabilito di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo network, incarichi di consulenza; sono previsti, nei limiti delle previsioni delle normative applicabili, incarichi per attività strettamente connessi con l'attività di revisione.
- 55) Esiste un conto del Presidente? di quale ammontare è stato? per cosa viene utilizzato? Che trattamento contabile ha?  
Ai sensi di legge, è previsto il rimborso delle spese di rappresentanza del Presidente, così come più in generale i rimborsi delle spese effettuate dagli Amministratori in

relazione alle esigenze connesse con l'incarico ricoperto, e le relative coperture non sono riportate nella Relazione sulla Remunerazione in quanto per la normativa Consob non costituiscono componenti retributive.

56) Avete avuto attacchi ai dati con richiesta di riscatti dagli hacker?

No.

57) Quanto avete investito in cybersecurity? Con chi? Chi sono i vs fornitori?

La spesa in ambito cybersecurity per Eni S.p.A. nel 2025 ammonta a circa 55 M€.

58) Avete un programma di incentivazione e retribuzione delle idee?

La generazione di idee in Eni avviene attraverso processi strutturati di innovazione che fanno leva sul grande patrimonio di competenze delle sue persone, un esteso network di collaborazioni con università e centri di ricerca nazionali e internazionali e dall'apertura al mercato e alle startup, e alla sinergia tra ricerca interna, avanzate capacità ingegneristiche e avanzati strumenti digitali. Eni si avvale anche di strutture come Joule, la sua scuola per l'impresa, che dal 2020 supporta lo sviluppo di idee sostenibili attraverso percorsi di idea generation rivolti alle persone Eni e programmi di accelerazione di startup innovative. La scuola si propone quindi di diffondere una cultura imprenditoriale sia promuovendo lo sviluppo e l'incubazione di nuove idee dall'interno sia incentivando la crescita di startup innovative e sostenibili. Inoltre, l'Eni Award è diventato un punto di riferimento nel campo dell'innovazione e della ricerca scientifica in tutto il mondo. Il premio si è evoluto negli anni con l'obiettivo di sviluppare un migliore utilizzo delle fonti energetiche, promuovere la scienza e la tecnologia applicate all'ambiente, valorizzare le nuove generazioni di ricercatori e sostenere l'imprenditorialità innovativa e sostenibile nel campo della transizione energetica. Anche per l'anno 2026, Eni Award è composto dai tre Premi principali Soluzioni Ambientali Avanzate, Transizione Energetica e Frontiere dell'Energia, dal Premio Giovane Ricercatore dell'Anno, dal Premio Giovani Talenti dall'Africa e dai Riconoscimenti "Eni for Innovation" riservati ai nostri ricercatori e "Eni Joule for Entrepreneurship" riservati alle migliori idee innovative provenienti da team, spin off universitari, startup.

59) Avete adottato la ISO 37001 ed i Sistemi di Gestione Anti-Corruzione?

Eni SpA ha elaborato fin dal 2009 un sistema di regole e controlli per prevenire i reati di corruzione, caratterizzato dal suo dinamismo e dalla costante attenzione all'evoluzione della legislazione nazionale e internazionale e delle best practice. Con riferimento alla norma ISO 37001 "Antibribery Management Systems", si evidenzia che Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto tale certificazione in data 10 gennaio 2017, mantenendola nel tempo attraverso periodici audit di sorveglianza e ricertificazione da parte del certificatore accreditato Rina Services SpA.

60) Il presidente, i consiglieri d'amministrazione ed i sindaci credono nel paradiso?

Domanda non pertinente all'ordine del giorno.

- 61) Sono state contestate multe internazionali?  
La società non è a conoscenza di alcun provvedimento che contesti a società del Gruppo violazioni di programmi sanzionatori adottati a livello nazionale o internazionali.
- 62) Sono state fatte operazioni di ping-pong sulle azioni proprie chiuse entro il 31.12? Con quali risultati economici dove sono iscritti a bilancio?  
Eni non ha effettuato e non effettua operazioni del tipo descritto in domanda. Le azioni proprie acquistate sono iscritte in una riserva negativa dello stato patrimoniale di Gruppo come previsto dagli standard contabili IFRS.
- 63) A chi bisogna rivolgersi per proporre l'acquisto di cioccolatini promozionali, brevetti, marchi e startup?  
Eni seleziona i propri fornitori attraverso un processo di qualifica trasparente e aperto. Tutti i fornitori interessati a proporre beni o servizi alla Società possono presentare un'autocandidatura sul portale EniSpace ([https://enispace.eni.com/it\\_IT/home.page](https://enispace.eni.com/it_IT/home.page)) seguendo le istruzioni indicate nel sito. Per quanto riguarda l'invio di proposte di potenziali opportunità di investimento in start-up ci si può rivolgere alla struttura di M&A, mentre per l'attività di gestione dei marchi alla competente funzione di Identity Management e per i brevetti alla Direzione Technology, R&D & Digital.
- 64) Avete intenzione di realizzare iniziative in favore degli azionisti come i centri medici realizzati dalla BANCA D'ALBA?  
Al momento non sono in valutazione queste iniziative.
- 65) TIR: tasso interno di redditività medio e WACC = tasso interessi passivi medio ponderato?  
Il WACC 2025 in euro di Eni è 5,9%. Il WACC è una misura del costo del capitale (proprio e di debito) del Gruppo a cui aggiungere uno spread per il rischio operativo dei vari paesi nei quali opera il Gruppo per la finalità di determinazione dei tassi di sconto da applicare nelle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse. Inoltre, è la base rispetto alla quale valutare i TIR dei vari progetti d'investimento.  
Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono analizzate nella nota 19 "Passività finanziarie" della relazione finanziaria consolidata; i tassi medi di riferimento per il totale delle passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono 2,5% per l'euro, 5,9% per il dollaro USD e 2,7% per le altre valute.
- 66) Avete intenzione di certificarvi benefit corporation ed ISO 37001?  
Eni in passato ha considerato la possibilità di qualificarsi come "società benefit" o certificarsi come benefit corporation, ma ha ritenuto che non fosse necessario per perseguire gli scopi di utilità sociale, perseguiti nella sua "Mission", rivista a settembre 2019 con l'espresso riferimento ai "Sustainable Development Goals" (SDGs) delle Nazioni Unite. Eni è inoltre impegnata nello sviluppo di metodologie per misurare il contributo effettivo delle proprie attività allo sviluppo sostenibile nei territori di presenza, quali ad esempio l'accesso all'energia, la creazione di local content e il contrasto al cambiamento climatico. Inoltre, a dicembre 2020 Eni ha aderito al Codice di Corporate Governance 2020 che individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione

di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la società. A livello di gruppo, si segnala che Eni Plenitude SpA ha acquisito la qualifica di “società benefit” nel corso del 2021, mentre Novamont SpA – interamente controllata da Versalis SpA da ottobre 2023 – ha assunto tale status dal 2020. Con riferimento alla seconda parte della domanda (certificazione ISO 37001), si veda la risposta alla domanda n. 59.

- 67) Avete intenzione di fare le assemblee anche via internet?  
Eni ha recepito nel proprio statuto la possibilità, prevista dalla direttiva europea sui diritti degli azionisti, di consentire la partecipazione all'assemblea con mezzi di telecomunicazione e il voto in via elettronica, se previsto nell'avviso di convocazione. Al momento questa disposizione non ha trovato applicazione. Saranno effettuate valutazioni, tecniche e giuridiche, anche nell'ambito delle associazioni di categoria, sulla possibilità di applicarla in futuro, anche alla luce delle modifiche normative recentemente intervenute con il d.lgs. n. 47/2026.
- 68) A quanto sono ammontati i fondi europei per la formazione e per cosa li avete usati?  
Nel 2025 Eni non ha utilizzato fondi europei per la formazione.
- 69) Avete in progetto nuove acquisizioni e/o cessioni?  
Si rimanda alla risposta numero 46.
- 70) Il gruppo ha cc in paesi ad alto rischio extra euro?  
Eni ha conti correnti in Paesi al di fuori dell'UE connessi con le attività industriali della società. Tali conti sono conformi alle leggi e alle normative nazionali e internazionali applicabili.
- 71) Avete intenzione di trasferire la sede legale in Olanda?  
No.
- 72) Avete intenzione di proporre le modifiche statutarie che raddoppiano il voto?  
Allo stato, il Consiglio di Amministrazione non ha valutato nessuna proposta di modifica statutaria in materia.
- 73) Avete call center all'estero? se sì dove, con quanti lavoratori, di chi è la proprietà?  
Nell'ambito del mercato retail (famiglie, P.IVA e piccole imprese) Plenitude si avvale di call center esterni per le attività di gestione clienti (numero verde/servizio clienti) e di vendita, in linea con quelle che sono le consolidate prassi del mercato. In particolare, per la gestione dei clienti nel mercato italiano, collaboriamo con 3 primari operatori del settore, selezionati nel tempo attraverso processi di gara, che utilizzano complessivamente 9 call center dislocati sull'intero territorio italiano.  
Tali fornitori supportano Eni nella gestione dei propri clienti anche nell'ambito del Retail Oil Italia e della mobilità elettrica, per la quale Plenitude offre supporto multilingua per tutti i Paesi in cui è attivo il servizio attraverso operatori basati in Italia.
- 74) Siete iscritti a Confindustria? se sì quanto costa? avete intenzione di uscirne?  
Eni e le società controllate italiane aderiscono a Confindustria. Nel 2025, per iscrizioni ad Associazioni Confindustriali Territoriali ed Associazioni di Categoria appartenenti al sistema confindustriale, sono stati riconosciuti contributi per un totale di ca € 5 milioni. Non è in valutazione l'uscita di Eni dal sistema di rappresentanza confindustriale.

- 75) Come è variato l'indebitamento e per cosa?  
L'indebitamento finanziario netto a fine 2025 ammontava a circa €9,4 mld (escludendo i leasing finanziari) con un decremento di circa €2,8 mld rispetto a fine 2024 è dovuta al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €12,5 miliardi, alla cessione di quota di minoranze in Enilive e in Plenitude (€5,8 miliardi), nonché ai flussi di cassa relativi alla cessione di asset per €1,4 miliardi e l'ottimizzazione del capitale circolante (€1,1 miliardi) per effetto delle cash initiatives adottate per compensare lo scenario (€4 miliardi, principalmente manovra circolante). Tali flussi hanno finanziato i fabbisogni per i capex organici di €8,5 miliardi e i ritorni di cassa agli azionisti con €5 miliardi (€3,1 mld per i dividendi e €1,9 mld per il programma di riacquisto di azioni proprie) e altri fabbisogni per circa €4 mld.  
Maggiori informazioni sono fornite nella Relazione Finanziaria Annuale 2025 – sezione Commento ai risultati economico-finanziari.
- 76) A quanto ammontano gli incentivi incassati come gruppo suddivisi per tipologia ed entità?  
Sono indicati alla nota n. 38 del Bilancio Consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2025.
- 77) Da chi è composto l'odv con nome cognome e quanto ci costa?  
L'Organismo di Vigilanza di Eni SpA è composto da cinque componenti (di cui 4 esterni), i cui nominativi sono elencati a pagina 31 della Relazione Finanziaria Annuale 2025. I costi annui connessi ai compensi dei componenti esterni dell'Organismo di Vigilanza di Eni SpA ammontano complessivamente a €270.000.
- 78) Quanto costa la sponsorizzazione il Meeting di Rimini di CI ed o altre? Per cosa e per quanto?  
Nel 2025 Eni ha sponsorizzato la 46ª edizione del Meeting di Rimini per un importo in linea con le precedenti edizioni svolte in presenza. Il Meeting di Rimini è una grande manifestazione culturale, di respiro internazionale, che ogni anno propone una riflessione e un confronto aperto su temi culturali, religiosi, politici, artistici, attraverso una serie di incontri e dibattiti. Il Meeting si è svolto per oltre trent'anni nei padiglioni della Fiera in cui vengono allestite alcune grandi mostre didattiche, un'arena spettacoli dove ogni sera vengono messe in scena opere teatrali, e le sale per i grandi convegni in programma. L'edizione 2025 ha registrato 800 mila presenze. I 150 convegni con circa 550 relatori italiani e internazionali e i 17 spettacoli hanno registrato quasi costantemente il tutto esaurito, così come il Villaggio Ragazzi Yoga e la Cittadella dello Sport, che hanno accolto decine di migliaia di bambini e giovani.  
Anche le mostre sono state visitate da varie migliaia di visitatori in più rispetto al 2024. In crescita anche il coinvolgimento delle aziende partner, oltre 150, con un apporto non solo economico ma anche culturale e progettuale. Le dirette dei principali incontri sono state riprese da numerose testate nazionali e internazionali, con un impatto mediatico superiore agli anni precedenti.
- 79) Potete fornirmi l'elenco dei versamenti e dei crediti ai partiti, alle fondazioni politiche, ai politici italiani ed esteri?  
Eni non effettua versamenti ad alcun soggetto politico

- 80) Avete fatto smaltimento irregolare di rifiuti tossici?  
No.
- 81) Qual è stato l'investimento nei titoli di stato, GDO, titoli strutturati?  
Al 31 dicembre 2025, l'investimento in Titoli quotati emessi da Stati Sovrani ammonta a €734 mln (di cui €635 mln Eni SpA).  
Eni non investe in titoli strutturati.  
Al 31 dicembre 2025, Eni SpA detiene €16,5 mln in titoli della GDO (grande distribuzione organizzata).  
Ulteriori informazioni sono disponibili nella Nota 7 - "Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico", pagg. 297 e 298 del bilancio consolidato 2025 nonché nella Nota 6 - "Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico", pagg. 408 e 409, del bilancio di esercizio 2025, contenuti nella Relazione Finanziaria Annuale 2025.
- 82) Quanto è costato lo scorso esercizio il servizio titoli? E chi lo fa?  
Salvo quanto concerne il servizio di Monte Titoli, le cui tariffe sono regolate, la Società dal 1° aprile 2019 ha affidato la gestione del servizio titoli alla società Computershare S.p.A. per un costo complessivo per il 2025 in linea con i parametri di mercato per tali tipi di incarichi.
- 83) Sono previste riduzioni di personale, ristrutturazioni? Delocalizzazioni?  
Ad oggi, non sono pianificate riduzioni di personale. Prosegue il programma di turn over per assicurare alla società il fabbisogno quali-quantitativo di competenze a supporto della transizione energetica. In questa fase di trasformazione, la leva delle ristrutturazioni costituisce uno strumento importante per garantire il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di sviluppo delle nuove attività e, al contempo, assicurare una costante crescita di valore.
- 84) C'è un impegno di riacquisto di prodotti da clienti dopo un certo tempo? Come viene contabilizzato?  
Non sono in essere impegni di riacquisto.
- 85) Gli amministratori attuali e del passato sono indagati per reati ambientali, riciclaggio, autoriciclaggio o altri che riguardano la società? Con quali possibili danni alla società?  
Gli amministratori attuali e pregressi di Eni SpA non risultano sottoposti ad alcun procedimento penale per reati ambientali riguardanti la società e si esclude quindi la possibilità di alcun potenziale danno. Per i contenziosi rilevanti si vedano le note al Bilancio della Relazione Finanziaria Annuale 2025, capitolo "Contenziosi", pag. 346.
- 86) Ragioni e modalità di calcolo dell'indennità di fine mandato degli amministratori.  
Per il Presidente e per gli Amministratori non esecutivi non sono previsti trattamenti di fine mandato, come riportato a pag. 30 della Relazione sulla Remunerazione 2026.  
Per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, si faccia riferimento alle pag. 38 e 39 della Relazione sulla Remunerazione 2026. Nessuna indennità potrà essere comunque riconosciuta nei casi di revoca all'incarico e/o licenziamento per giusta causa ovvero dimissioni non giustificate da una riduzione essenziale delle deleghe.

- 87) Chi fa la valutazione degli immobili? Quanti anni dura l'incarico?  
Le valutazioni immobiliari sono effettuate attraverso perizia svolta da advisor specialistici, contrattualizzati tramite gara con criteri stabiliti in base a precise specifiche tecniche, tra i quali ad es. volume pratiche storiche e caratteristiche dei professionisti (fra cui possesso certificazioni rilasciate da enti accreditati).  
Nel 2025, gli advisor per l'Italia sono stati:  
· RTI Prelios Integra spa, Prelios Valuations & E-Services spa, Prelios Agency spa  
· RTI Abaco Team spa / Gabetti property solutions agency spa / Patrigest spa  
· Kroll Associates srl  
in forza di appositi contratti scaduti nel corso del 2025.  
Pertanto, nel 2025 è stata indetta una nuova gara (contratto di durata triennale + possibilità di proroga di 2 anni) che ha portato a contrattualizzare i seguenti fornitori:  
· RTI Prelios Integra spa, Prelios Valuations & E-Services spa, Prelios Agency spa  
· Kroll Associates srl.  
Nel 2025, gli advisor per l'estero sono stati:  
· Rina Prime  
· EFM spa  
anch'essi con contratto di durata triennale.
- 88) Esiste una assicurazione D&O (garanzie offerte importi e sinistri coperti, soggetti attualmente coperti), quando è stata deliberata e dà che organo?  
Il 25 maggio 2006 l'Assemblea degli Azionisti ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione alla stipula, ed all'estensione agli Amministratori ed ai Sindaci di Eni S.p.A., di una polizza assicurativa D&O.  
La finalità della polizza è garantire la società, qualora sia chiamata a risponderne direttamente, o i suoi Directors e Officers da richieste di risarcimento per errori commessi dagli stessi nell'esercizio delle proprie funzioni, escluse ipotesi dolose.  
Destinatari sono tutti i Directors e Officers dell'Eni S.p.A. e delle sue società controllate. Ai fini della copertura sono considerati Directors e Officers gli Amministratori e i soggetti che ricoprono una posizione manageriale (la definizione di assicurato in polizza è molto ampia).  
I termini e le condizioni sono quelle previste dallo schema internazionale di mercato (CODA Form).
- 89) Componente di fringe-benefit associato, con quale broker è stata stipulata e quali compagnie la sottoscrivono, scadenza ed effetto scissione su polizza) e quanto ci costa?  
A partire dal 1/8/2024 Il broker incaricato del piazzamento di tale polizza è Marsh, nominato a seguito di un tender tenutosi nel 2024.  
La compagnia leader del programma assicurativo è AIG seguita da un panel di una trentina di compagnie internazionali dotate di elevato rating. La polizza, di durata annuale, ha decorrenza dal 1° agosto di ogni anno. Negli ultimi 3 anni è stato pagato un premio medio annuo, al lordo delle tasse, di circa \$3,7 milioni.
- 90) Sono state stipulate polizze a garanzia dei prospetti informativi (relativamente ai prestiti obbligazionari)?  
Nell'ambito della copertura D&O a partire dall'annualità 1/8/23 – 31/7/24 è stata inclusa la sezione C relativa alla copertura per risarcire la Società per perdite pecuniarie subite dalla stessa a seguito di richieste di risarcimento relativa a titoli.  
Non è stata acquistata una specifica copertura per i prospetti informativi.

- 91) Quali sono gli importi per assicurazioni non finanziarie e previdenziali (differenziati per macroarea, differenziati per stabilimento industriale, quale struttura interna delibera e gestisce le polizze, broker utilizzato e compagnie)?  
Eni, per le coperture relative ai rischi industriali, utilizza i principali brokers assicurativi internazionali.  
Il programma riassicurativo 2026 è stato piazzato, a seguito di un tender, da Marsh UK sulle principali compagnie assicurative/riassicurative internazionali (circa 100) provviste di un adeguato rating (generalmente minimo S&P A- o AM Best equivalente).  
L'attività assicurativa è presidiata da una struttura interna dedicata dell'area CT&FO che ha il compito di rendere operativo il Programma assicurativo dell'anno, condiviso da un apposito comitato formato dai principali Top Manager dell'Eni.
- 92) Vorrei sapere qual è l'utilizzo della liquidità (composizione ed evoluzione mensile, tassi attivi, tipologia strumenti, rischi di controparte, reddito finanziario ottenuto, politica di gestione, ragioni dell'incomprimibilità, quota destinata al TFR e quali vincoli, giuridico operativi, esistono sulla liquidità).  
A fine 2025, Eni deteneva Attivi finanziari per €19,1 mld (€18,2 mld nel 2024).  
Alla data di bilancio, l'azienda disponeva di una riserva di liquidità di €28,1 mld così composta:
- disponibilità liquide ed equivalenti per €8,2 mld;
  - linee di credito committed non utilizzate per €9,0 mld;
  - attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico per €7,0 mld;
  - altre attività finanziarie per circa €3,8 mld.
- La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 12 mesi.  
Per il dettaglio relativo alle attività finanziarie si rimanda alle note 6, 7 e 17 del bilancio consolidato 2025, contenuto nella Relazione Finanziaria Annuale 2025.
- 93) Vorrei sapere quali sono gli investimenti previsti per le energie rinnovabili, come verranno finanziati ed in quanto tempo saranno recuperati tali investimenti.  
Plenitude dispone di 5,8 GW di capacità di generazione di energia da fonti rinnovabili, principalmente solare ed eolico, in diversi paesi, tra cui Italia, Francia, Spagna, Grecia, Kazakistan, Regno Unito e Stati Uniti. Plenitude prevede di raggiungere una capacità installata di circa 15 GW entro la fine del 2030, con un investimento medio annuo di circa 2,2 miliardi di euro nel periodo 2026-2030, includendo il contributo delle JV e le attività di M&A. La pipeline di progetti rinnovabili include 7 GW di progetti già in costruzione o in fase avanzata.  
La maggior parte di tali progetti è finanziata con risorse proprie di Plenitude, mentre alcuni progetti realizzati tramite JV con partner terzi possono essere finanziati mediante project financing non-recourse e iniezioni di capitale da parte dei soci.  
Il tempo di ritorno degli investimenti mediamente si attesta intorno ai 15 anni.
- 94) Vi è stata retrocessione in Italia/estero di investimenti pubblicitari/sponsorizzazioni?  
No.

- 95) Come viene rispettata la normativa sul lavoro dei minori?
- Eni si impegna a rispettare i 5 standard di lavoro fondamentali dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro, come enunciati nella Dichiarazione sui Principi e i Diritti fondamentali nel Lavoro:
- libertà di associazione e riconoscimento effettivo del diritto di contrattazione collettiva;
  - eliminazione di ogni forma di lavoro forzato o obbligatorio;
  - abolizione effettiva del lavoro infantile;
  - eliminazione di ogni forma di discriminazione in materia di impiego e professione;
  - garanzia di un ambiente di lavoro sicuro e salubre.
- Tale impegno è anche previsto dal recentemente rinnovato dal Global Framework Agreement sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa sottoscritto da Eni con il sindacato internazionale IndustriAll Global Union e con le Segreterie Generali delle OSL nazionali Filctem CGIL, Femca CISL e Uiltec UIL.
- È fatto quindi divieto alle società del gruppo Eni di ricorrere al lavoro minorile, non solo in conformità con le normative dei Paesi in cui le stesse operano, ma anche applicando lo standard più elevato previsto dalle Convenzioni fondamentali dell'ILO (Convenzione n. 138 sull'età minima, Convenzione n. 182 sulle forme peggiori di lavoro minorile).
- Eni in attuazione dei principi ILO si impegna a tutelare il diritto dei minori ad essere protetti dallo sfruttamento economico, richiamandolo nel Codice Etico, nella Dichiarazione di Eni sul rispetto dei Diritti Umani, nella sue policies a partire da quella sul "Rispetto dei diritti umani in Eni", nonché nelle clausole dei contratti con i partner commerciali vincolandoli al rispetto di tale diritto.
- 96) È fatta o è prevista la certificazione etica SA8000 ENAS?
- Lo standard SA8000 di Social Accountability International (ENAS è probabilmente un refuso) è uno standard internazionale volto a certificare alcuni aspetti della gestione aziendale attinenti alla responsabilità sociale d'impresa e, in particolare, il rispetto dei diritti umani, dei diritti dei lavoratori, la tutela contro lo sfruttamento dei minori e le garanzie di sicurezza e salubrità sul posto di lavoro, come identificati dalle Convenzioni fondamentali dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (ILO). Certificazione di Eni a SA8000: Eni, come la maggior parte delle società del settore O&G/Energia in Italia e all'estero, non è certificata SA8000. Come ribadito nel suo Codice Etico nella Policy "Rispetto dei diritti umani in Eni", la società opera in coerenza con la Dichiarazione dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (ILO) sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro cui si riferisce lo standard SA8000, e tutte le sue procedure e regole interne sono conformi a tali Convenzioni. In merito alla natura e al bacino di aziende che richiede la certificazione SA8000 si rimanda alle statistiche pubblicate sul sito ufficiale SA8000.
- Fornitori Eni
- Eni non richiede ai fornitori il possesso della certificazione SA8000 ma incoraggia lo sviluppo delle competenze dei propri fornitori sulle tematiche di sostenibilità, promuovendo e facendo osservare loro i principali standard ILO. I fornitori vengono sottoposti ad una valutazione strutturata, volta a verificarne e a monitorarne la conformità rispetto a principi quali: 1. promozione e rispetto di elevati standard di sicurezza sul lavoro; 2. divieto di lavoro forzato e di sfruttamento dei minori; 3. libertà sindacali di associazione e contrattazione collettiva. Ulteriori informazioni sono contenute in Eni for A Just Transition, in Eni for Human Rights e nello Slavery and Human Trafficking Statement di Eni. A tutti i fornitori è richiesto di sottoscrivere il

Codice di Condotta fornitori, che delinea i comportamenti, in linea con i principi adottati da Eni, attesi da parte dei fornitori. Tra questi principi, i diritti umani e il lavoro fanno riferimento alla Dichiarazione dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (ILO) sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro, a cui, peraltro, si riferisce anche lo standard SA8000. Con la sottoscrizione del citato Codice è richiesto a tutti i fornitori di impegnarsi a promuovere i principi in esso contenuti lungo la propria catena di fornitura e a richiedere la sottoscrizione da parte dei propri appaltatori e subcontraenti della piena condivisione e accettazione dello stesso Codice. Il Codice di Condotta è pubblicato sul portale fornitori di Eni raggiungibile attraverso il seguente link:

<https://www.eni.com/assets/documents/codice-di-condotta-fornitori-marzo-2020.pdf>.

È inoltre in essere un modello di valutazione e presidio dei diritti umani nella catena di fornitura al fine di identificare, prevenire e mitigare i rischi di violazione del rispetto della disciplina sulla tutela dei diritti umani lungo il processo di procurement. Questo modello consente di applicare presidi di controllo differenziati sulla base del livello di rischio, utilizzando criteri ispirati a standard internazionali, come ad esempio lo standard SA8000.

- 97) Finanziamo l'industria degli armamenti?  
No.
- 98) Vorrei conoscere posizione finanziaria netta di gruppo alla data dell'assemblea con tassi medi attivi e passivi storici.  
Alla data del 31 dicembre 2025, la posizione finanziaria netta ante leasing è pari a €9,4 mld (€15,1 mld includendo passività per leasing ex IFRS 16).  
I dettagli relativi ai tassi medi attivi e passivi possono essere reperiti, rispettivamente, alla nota 6 "Disponibilità liquide ed equivalenti" che riporta indicazione del tasso di interesse effettivo dei depositi in dollari USA (3,92%) e EUR (2,21%); e alla nota 19 "Passività finanziarie" da cui si possono calcolare i tassi medi ponderati sia delle passività finanziarie a breve termine in EUR (2,1%) e dollari USA (3,0%) che delle passività finanziarie a lungo termine in EUR (2,5%) e dollari USA (4,9%).
- 99) A quanto sono ammontate le multe Consob, Borsa ecc. di quale ammontare e per cosa?  
Non sono state comminate multe dalle Autorità indicate.
- 100) Vi sono state imposte non pagate? se sì a quanto ammontano? Gli interessi? le sanzioni?  
Le imposte sono regolarmente pagate.
- 101) Vorrei conoscere: variazione partecipazioni rispetto alla relazione in discussione.  
Nel primo trimestre 2026, rispetto al bilancio, le partecipazioni sono diminuite di circa €900 mln (da €14,48 mld all'31/12/2025 a €13,58 mld all'31/03/2026) per effetto della riclassifica a discontinued operations delle partecipazioni della linea di business Plenitude (€1,17 mld).  
Nel corso del trimestre, i proventi netti su valutazione ad equity (€0,3 mld) e l'effetto cambio positivo hanno più che compensato i dividendi percepiti che ammontano a circa €0,3 mld.

- 102) Vorrei conoscere ad oggi minusvalenze e plusvalenze titoli quotati in borsa all'ultima liquidazione borsistica disponibile.  
Considerando i valori di borsa alla data del 22 aprile delle partecipazioni con titoli quotati e il relativo valore di libro emergono le seguenti differenze positive:  
-Saipem: €1,2 mld  
-Var Energi ASA: €6,5 mld  
Ithaca Energy Plc: €1,3 mld.
- 103) Vorrei conoscere da inizio anno ad oggi l'andamento del fatturato per settore.  
In un contesto di incertezza nei mercati energetici e di volatilità dei prezzi, i ricavi della gestione caratteristica del I trimestre 2026 ammontano a circa €23 mld in aumento rispetto al IV trimestre 2025 di €2,3 mld e rispetto al I trimestre 2025 di €0,4 mld a seguito principalmente dei maggiori prezzi medi di realizzo del petrolio nel settore Exploration & Production, delle maggiori vendite di gas della linea di business Global Gas & LNG Portfolio e di idrocarburi E&P (vs I trimestre 2025). Anche le altre linee di business hanno registrato incrementi di fatturato, rispetto al IV trimestre 2025: Enilive a seguito del miglioramento dello scenario, Plenitude a seguito della crescita dei volumi e Raffinazione per i maggiori prezzi dei prodotti. Gli stessi business sono stabili vs IQ 2025 ad eccezione della Chimica per effetto di chiusure.  
Per maggiori informazioni si rinvia al comunicato stampa Eni sui risultati del I trimestre 2026 pubblicato il 24 aprile sul sito eni.com.
- 104) Vorrei conoscere ad oggi trading su azioni proprie e del gruppo effettuato anche per interposta società o persona sensi art.18 drp.30/86 in particolare se è stato fatto anche su azioni d'altre società, con intestazione a banca estera non tenuta a rivelare alla Consob il nome del proprietario, con riporti sui titoli in portafoglio per un valore simbolico, con azioni in portage.  
Con riferimento al trading su azioni proprie e di società del Gruppo o di altre società, non sono state effettuate operazioni del tipo descritto in domanda.
- 105) Vorrei conoscere prezzo di acquisto azioni proprie e data di ogni lotto, e scostamento % dal prezzo di borsa.  
Il dettaglio giornaliero delle operazioni di acquisto è stato comunicato al pubblico su base settimanale e mensile, in coerenza con quanto previsto dalla normativa vigente, e pubblicato in una sezione ad hoc del sito di Eni (<https://www.eni.com/it-IT/governance/azionariato.html>).
- 106) Vorrei conoscere nominativo dei primi 20 azionisti presenti in sala con le relative % di possesso, dei rappresentanti con la specifica del tipo di procura o delega.  
Le risposte alle domande formulate potranno essere desunte dal verbale assembleare e dall'elenco degli azionisti rappresentati in assemblea tramite delega al Rappresentante Designato, allegato al verbale stesso.
- 107) Vorrei conoscere in particolare quali sono i fondi pensione azionisti e per quale quota?  
Le risposte alle domande formulate potranno essere desunte dal verbale assembleare e dall'elenco degli azionisti rappresentati in assemblea tramite delega al Rappresentante Designato, allegato al verbale stesso.

- 108) Vorrei conoscere il nominativo dei giornalisti presenti in sala o che seguono l'assemblea attraverso il circuito chiuso delle testate che rappresentano e se fra essi ve ne sono che hanno rapporti di consulenza diretta ed indiretta con società del gruppo anche controllate e se comunque hanno ricevuto denaro o benefit direttamente o indirettamente da società controllate, collegate, controllanti. Qualora si risponda con "non è pertinente", denuncio il fatto al collegio sindacale ai sensi dell'art.2408 cc.  
Non sono presenti giornalisti in sala e non è stata organizzata alcuna copertura mediatica in presenza o collegamento dell'incontro assembleare.
- 109) Vorrei conoscere Come sono suddivise le spese pubblicitarie per gruppo editoriale, per valutare l'indice d'indipendenza? Vi sono stati versamenti a giornali o testate giornalistiche ed internet per studi e consulenze?  
Per il processo di pianificazione ed acquisto di spazi media, Eni si avvale di un fornitore specializzato ("centro media") selezionato mediante gara. Gli investimenti pubblicitari di Eni sono pianificati dallo stesso centro media, sulla base di obiettivi di comunicazione e di marketing che vengono riportati in obiettivi media. A tal fine viene definito il media mix che consente di ottimizzare l'investimento in relazione al tipo di campagna. I principali mezzi di comunicazione utilizzati nel 2025 sono stati televisione, internet e stampa – principalmente quotidiani. Sono stati utilizzati molteplici gruppi editoriali. Non vi sono stati compensi a testate giornalistiche o siti internet per studi o consulenze.
- 110) Vorrei conoscere il numero dei soci iscritti a libro soci, e loro suddivisione in base a fasce significative di possesso azionario, e fra residenti in Italia ed all'estero.  
I dati sono periodicamente aggiornati sul sito internet della Società nella pagina dedicata all'Azionariato all'indirizzo <https://www.eni.com/it-IT/governance/azionariato.html>.
- 111) Vorrei conoscere sono esistiti nell'ambito del gruppo e della controllante e/o collegate dirette o indirette rapporti di consulenza con il collegio sindacale e società di revisione o sua controllante. a quanto sono ammontati i rimborsi spese per entrambi?  
Come anche indicato alla precedente risposta alla domanda n. 54, il Gruppo Eni, allo scopo di tutelare il requisito di indipendenza dei revisori, ha stabilito di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo network, incarichi di consulenza; sono previsti nei limiti delle previsioni della normativa nazionale e statunitense applicabili incarichi per attività strettamente connessi con l'attività di revisione. Le spese di trasporto, vitto e alloggio sostenute dal revisore a seguito della prestazione svolta sono contrattualmente rimborsabili al ragionevole costo documentato a fronte di presentazione dei relativi documenti giustificativi, fino ad un massimo del 10% del compenso riconosciuto. Il Collegio Sindacale di Eni SpA, così come ciascuno dei membri del Collegio, non ha rapporti di consulenza con Eni né con alcuna società controllata da Eni. Le trasferte del Collegio Sindacale sono organizzate dalle strutture preposte di Eni e i relativi costi sono sostenuti direttamente dalla società.
- 112) Vorrei conoscere se vi sono stati rapporti di finanziamento diretto o indiretto di sindacati, partiti o movimenti fondazioni politiche (come ad esempio italiani nel mondo), fondazioni ed associazioni di consumatori e/o azionisti nazionali o internazionali nell'ambito del gruppo anche attraverso il finanziamento di iniziative specifiche richieste direttamente?

Eni non versa contributi nei confronti di alcun sindacato, partito, fondazioni politiche, politici italiani o esteri. Qualsiasi contributo, diretto o indiretto, sotto qualsiasi forma, a partiti, movimenti, comitati e organizzazioni politiche e sindacali, a loro rappresentanti e candidati è espressamente vietato dal Codice Etico e dalle norme anticorruzione adottate da Eni.

- 113) Vorrei conoscere se vi sono tangenti pagate da fornitori?  
No.
- 114) Se c'è e come funziona la retrocessione di fine anno all'ufficio acquisti e di quanto è?  
Con il termine "retrocessione" intendiamo, nell'ambito della gestione dei contratti di approvvigionamento, il riconoscimento ad Eni da parte dei fornitori di una parte del corrispettivo pattuito, ad esempio a fronte di sconti volume sull'ordinato o del riconoscimento di penali. I meccanismi di retrocessione, quando previsti, vengono gestiti da una pluralità di unità aziendali e non solo dalla funzione approvvigionamenti competente. In particolare, tali meccanismi vengono negoziati da quest'ultima, che li disciplina nei singoli contratti. Al verificarsi delle condizioni contrattuali, essi sono attivati dalle unità operative che gestiscono i contratti, le quali sono proceduralmente tenute a verificare l'applicabilità o meno delle penali e degli eventuali sconti di volume previsti contrattualmente. La gestione delle retrocessioni da parte di Eni vede inoltre il coinvolgimento attivo della funzione amministrativa competente lungo il processo ed in particolare nella verifica della correttezza delle fatture e/o note di credito ricevute rispetto a quanto previsto contrattualmente e certificato dall'unità che gestisce il contratto. L'importo degli sconti volume e delle penali (tipicamente espressi in percentuale sul valore complessivo dell'ordinato), variano da contratto a contratto."
- 115) Vorrei conoscere se Si sono pagate tangenti per entrare nei paesi emergenti in particolare CINA, Russia e India?  
No.
- 116) Vorrei conoscere se si è incassato in nero?  
No.
- 117) Vorrei conoscere se si è fatto insider trading?  
No.
- 118) Vorrei conoscere se Vi sono dei dirigenti e/o amministratori che hanno interessenze in società' fornitrici? Amministratori o dirigenti possiedono direttamente o indirettamente quote di società fornitrici?  
Il Codice Etico di Eni prevede espressamente l'obbligo per tutti i dipendenti (e anche per gli Amministratori, a cui si applica il Codice Etico di Eni) di evitare e segnalare conflitti di interesse tra le attività economiche personali e familiari e le mansioni che ricoprono all'interno della struttura od organo aziendale di appartenenza. Inoltre, in base alla normativa interna, gli amministratori sono tenuti a rilasciare periodicamente dichiarazione sui loro "soggetti di interesse".

- 119) Quanto hanno guadagnato gli amministratori personalmente nelle operazioni straordinarie?  
Non sono previsti compensi per operazioni straordinarie per gli amministratori. La struttura e i livelli dei compensi nonché gli importi maturati nel 2025 sono descritti nella Relazione sulla Remunerazione 2026.
- 120) Vorrei conoscere se totale erogazioni liberali del gruppo e per cosa ed a chi?  
Si rinvia a quanto indicato nelle note n. 38 e n. 33 rispettivamente della nota integrativa del bilancio consolidato e di esercizio di Eni S.p.A.
- 121) Vorrei conoscere se ci sono giudici fra consulenti diretti ed indiretti del gruppo quali sono stati i magistrati che hanno composto collegi arbitrali e qual'e' stato il loro compenso e come si chiamano?  
Negli arbitrati internazionali in corso, gestiti dalle competenti funzioni legali Eni, non sono presenti, allo stato, giudici ancora in carica tra i consulenti o nei panel arbitrali.
- 122) Vorrei conoscere se Vi sono cause in corso con varie antitrust?  
Per l'informativa sui contenziosi rilevanti si rinvia alla sezione dedicata della Relazione Finanziaria Annuale 2025.
- 123) Vorrei conoscere se VI SONO CAUSE PENALI IN CORSO con indagini sui membri attuali e del passato del cda e/o collegio sindacale per fatti che riguardano la società.  
Per i contenziosi rilevanti si vedano le note al Bilancio della Relazione Finanziaria Annuale 2024, cap. "contenziosi", p. 346.
- 124) Vorrei conoscere se a quanto ammontano i BOND emessi e con quale banca (CREDIT SUISSE FIRST BOSTON, GOLDMAN SACHS, MORGAN STANLEY E CITIGROUP, JP MORGAN, MERRILL LYNCH, BANK OF AMERICA, LEHMAN BROTHERS, DEUTSCHE BANK, BARCLAYS BANK, CANADIA IMPERIAL BANK OF COMMERCE –CIBC-).  
EMISSIONI DI Eni SpA  
Al 30 aprile 2026, Eni SpA ha in circolazione ca. €25,7 mld di bond senior (di cui € 11,8 mld emessi nell'ambito del Programma EMTN, USD 5,6 mld sul mercato americano, €2 mld di bond retail e €1 mld di bond convertibili) ed €6 mld di bond ibridi. Ad eccezione del bond retail emesso a febbraio 2023, tutti i bond sono interamente collocati presso investitori istituzionali.  
Tali bond sono stati emessi utilizzando le principali banche presenti nei diversi mercati di riferimento e in particolare: Banca Akros, Bank of America, Barclays, BBVA, BNP Paribas, Citi, Crédit Agricole, Deutsche Bank, Goldman Sachs, HSBC, ING, Intesa Sanpaolo, JP Morgan, Mediobanca, Mitsubishi Financial Group, Morgan Stanley, Natixis, Natwest, Nomura, Santander, SMBC Nikko, Societe Gènèrale, Standard Chartered Bank, Unicredit e Wells Fargo.
- 125) Vorrei conoscere dettaglio costo del venduto per ciascun settore?  
Il costo del venduto nel 2025 è stato pari a €67 miliardi di € (-6% rispetto al 2024 per effetto della riduzione dei prezzi degli idrocarburi approvvigionati).  
Prima delle elisioni delle partite infragruppo la scomposizione del costo del venduto per settore è la seguente: 36% E&P, 18% Refining, 15% Enilive, 12% GGP, 9% Plenitude, e 10% altri settori.

126) Vorrei conoscere a quanto sono ammontate le spese per:

127) Acquisizioni e cessioni di partecipazioni.

Nel 2025 le acquisizioni al netto dei disinvestimenti sono state di €0,6 mld (inclusi i debiti acquisiti e disinvestiti). Le principali acquisizioni hanno riguardato la linea di business Plenitude che ha acquisito impianti di generazione rinnovabile in esercizio e di un accumulo statico per un totale di circa 760 MW di capacità installata in Francia e due joint venture titolari di impianti fotovoltaici operativi e di un impianto di stoccaggio in costruzione in California (Stati Uniti), con una capacità installata complessiva di circa 245 MW in quota Plenitude.

Il 18 dicembre 2025 Eni ha finalizzato la cessione del 49,99% del capitale sociale di Eni CCUS Holding Ltd al fondo di private equity Global Infrastructure Partners (GIP). Eni CCUS Holding Ltd svolge il ruolo di holding delle partecipazioni nelle società operative del business CCUS controllando al 100% Liverpool Bay CCS Ltd, Eni Netherlands CCUS BV, Bacton CCS Ltd e Eni Tellus CCS Ltd. (fonte: Relazione Finanziaria 2025).

128) Risanamento ambientale.

Si veda risposta alla domanda successiva.

129) Quali e per cosa sono stati fatti investimenti per la tutela ambientale?

Nel 2025 Eni ha sostenuto circa €1,5 mld di spese per la tutela dell'ambiente, con un incremento del 34% rispetto all'esercizio precedente, la maggior parte costi di esercizio relativi alle attività di bonifica e ripristino (€0,62 mld), alla riduzione del flaring (€0,35 mld), alla gestione dei rifiuti delle attività produttive (€0,28 mld), gestione della risorsa idrica (€0,16 mld), protezione dell'aria (€0,04 mld) e prevenzione degli sversamenti di petrolio (€0,04 mld).

130) Vorrei conoscere:

- i benefici non monetari ed i bonus ed incentivi come vengono calcolati?

Come già risposto negli anni precedenti, i benefici non monetari riguardano prevalentemente benefit di natura previdenziale ed assistenziale e l'assegnazione dell'autovettura aziendale ad uso promiscuo. Il valore dei benefits, riportato nella Tabella 1 a pag. 52 della Relazione sulla Remunerazione 2026, è calcolato secondo il criterio di imponibilità fiscale previsto da Consob. La remunerazione variabile, finalizzata a promuovere il raggiungimento degli obiettivi annuali e la crescita di redditività del business nel lungo periodo, si articola in una componente di breve ed una componente di lungo termine, le cui caratteristiche sono descritte sinteticamente nel "Sommaro" e più in dettaglio nelle Linee Guida di Politica sulla Remunerazione" della Relazione sulla Remunerazione 2026. Per quanto riguarda l'attuazione dei piani di incentivazione per il 2025, i risultati di performance collegati agli incentivi corrisposti sono riportati nella Sezione II della Relazione.

- Quanto sono variati mediamente nell'ultimo anno gli stipendi dei managers e degli a.d illuminati, rispetto a quello degli impiegati e degli operai?

La variazione media nell'ultimo anno è stata pari a:

- Dirigenti: +2,2%
- Quadri: +4,8%
- Impiegati: +5,7%
- Operai: + 4,7%

- Vorrei conoscere rapporto fra costo medio dei dirigenti/e non.  
Il rapporto tra costo medio dei dirigenti e non dirigenti è pari a 5,1
- Vorrei conoscere numero dei dipendenti suddivisi per categoria, ci sono state cause per mobbing, per istigazione al suicidio, incidenti sul lavoro e con quali esiti? Personalmente non posso accettare il dogma della riduzione assoluta del personale.

(numero)	<i>Italia</i>	<i>Eestero</i>	<b>Mondo</b>
<b>Dirigente</b>	715	181	896
<b>Quadro</b>	6.979	2.481	9.460
<b>Impiegato</b>	11.337	5.020	16.357
<b>Operaio</b>	2.975	2.661	5.636
<b>Totale</b>	<b>22.006</b>	<b>10.343</b>	<b>32.349</b>

Non sono state notificate cause per mobbing.

Non sono state notificate cause per istigazione al suicidio.

È stata notificata una causa per incidenti sul lavoro a dipendenti. La causa è stata conciliata nel febbraio 2026.

- Quanti sono stati i dipendenti inviati in mobilità prepensionamento e con quale età media.  
Nel 2025, 15 risorse dello stabilimento Versalis di Porta Marghera sono uscite per NASPI (legge 223/91), con un'età media di 63 anni.
- 131) Vorrei conoscere se si sono comperate opere d'arte? da chi e per quale ammontare?  
Nel corso del 2025 non sono stati effettuati acquisti di opere d'arte.
- 132) Vorrei conoscere in quali settori si sono ridotti maggiormente i costi, esclusi i vs stipendi che sono in costante rapido aumento.  
Considerata la volatilità dello scenario, Eni ha adottato una disciplina finanziaria che prevede il costante monitoraggio dei costi operativi e degli investimenti per preservare i margini di profitto attraverso continue iniziative di efficienza volte a compensare le dinamiche inflattive.  
Le politiche retributive del management sono illustrate nella Relazione sulla Remunerazione 2025.
- 133) Vorrei conoscere. vi sono società di fatto controllate (sensi c.c) ma non indicate nel bilancio consolidato?  
No.
- 134) Vorrei conoscere. chi sono i fornitori di gas del gruppo qual'e' il prezzo medio.  
Il prezzo medio di acquisto rimane un dato sensibile la cui pubblicazione pregiudicherebbe gli interessi commerciali della società. I dati relativi all'approvvigionamento di gas sono pubblicati nella Relazione Finanziaria Annuale 2025 (pagina 65-66).

- 135) Vorrei conoscere se sono consulenti ed a quanto ammontano le consulenze pagate a società facenti capo al dr.Bragiotti, Erede, Trevisan e Berger?  
Le informazioni sui consulenti che Eni utilizza nell'ambito delle proprie attività sono irrilevanti rispetto all'approvazione del Bilancio 2025.
- 136) Vorrei conoscere. A quanto ammonta la % di quota italiana degli investimenti in ricerca e sviluppo?  
Nel 2025 tutta la spesa in ricerca e sviluppo è stata in Italia.
- 137) Vorrei conoscere i costi per le assemblee e per cosa?  
Il costo medio per le assemblee con presenza fisica degli azionisti è di circa €200.000. I costi comprendono tra l'altro quelli relativi al sistema di voto elettronico, all'attività di verbalizzazione della riunione a cura del Notaio, agli altri adempimenti notarili e alla designazione del Rappresentante degli Azionisti, alle misure di sicurezza e al catering, mentre non comprendono, per esempio, i costi per le pubblicazioni. Quest'anno, come gli scorsi anni, il costo sarà notevolmente più basso (di oltre la metà) considerate anche le modalità di tenuta dell'Assemblea.
- 138) Vorrei conoscere i costi per valori bollati.  
L'imposta di bollo versata è stata pari a €997 mila.
- 139) Vorrei conoscere la tracciabilità dei rifiuti tossici.  
La normativa interna di Eni prevede di assicurare la tracciabilità dei rifiuti dalla produzione fino allo smaltimento/recupero finale, coerentemente con le proprie responsabilità quale produttore dei rifiuti in linea con gli standard internazionali più diffusi e la legislazione dei paesi in cui Eni opera. Focalizzandoci sulla realtà italiana, gli adempimenti amministrativi volti alla tracciabilità comprendono registri di carico e scarico, formulari identificativi del rifiuto (FIR) per il trasporto e modello unico di dichiarazione ambientale (MUD).  
Dal 13 febbraio 2025 è operativo il Registro Elettronico Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI), che prevede nuove regole e nuovi formati per gli adempimenti in materia di registri e formulari. In particolare, i FIR sono vidimati on-line; dal 13 febbraio 2025 e fino al 12 febbraio 2026 sono prodotti in due copie cartacee originali firmate dal produttore e dall'autista del mezzo, di cui la prima resta al produttore e la seconda accompagna il trasporto; il destinatario annota l'esito su tale seconda copia e la trattiene; i restanti soggetti coinvolti ricevono delle copie; è compito del trasportatore far pervenire una copia del formulario completo al produttore, che in tal modo ha la conferma del buon esito del conferimento.  
Dal 13 febbraio 2025 i gestori di rifiuti e i produttori di rifiuti con più di 50 dipendenti devono essere iscritti al RENTRI, tenere il registro in modalità esclusivamente digitale e trasmettere almeno mensilmente i relativi dati al RENTRI. Questi obblighi si estenderanno a ulteriori categorie di soggetti nel corso dei prossimi mesi. La L.26/2026 ha previsto un doppio binario per il formulario digitale, consentendo ai produttori di rifiuti iscritti al RENTRI di scegliere liberamente tra la modalità cartacea e quella digitale fino al 15/9/2026; dopo tale data i produttori iscritti al RENTRI dovranno utilizzare esclusivamente la modalità digitale per i rifiuti pericolosi e, se con più di 10 dipendenti, anche per alcune tipologie di rifiuti non pericolosi. Il formato con cui è emesso il FIR da parte del produttore/detentore determina la modalità di gestione da parte di tutta la

filiera. I dati dei FIR digitali relativi a rifiuti pericolosi devono essere trasmessi al RENTRI da parte di tutti i soggetti coinvolti.

- 140) QUALI auto hanno il Presidente e l'ad e quanto ci costano come dettaglio dei benefits riportati nella relazione sulla remunerazione?  
Come già risposto negli anni precedenti, per il Presidente non è prevista l'assegnazione di auto ad uso promiscuo, mentre all'Amministratore Delegato e Direttore Generale, come per tutti i dirigenti, è stata assegnata un'auto aziendale ad uso promiscuo in linea con la Policy Eni.
- 141) Dettaglio per utilizzatore dei costi per uso o noleggio di elicotteri ed aerei Quanti sono gli elicotteri utilizzati di che marca e con quale costo orario ed utilizzati da chi?  
Al 31/12/25 la società Servizi Aerei S.p.A. possiede 3 aerei Gulfstream G650 ER in leasing, due con anno di costruzione 2021 e uno 2022.  
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 livelli di servizio e di sicurezza elevati, tra i quali la possibilità di trasportare personale in sedi estere dove i collegamenti sono più complessi e quindi ridurre notevolmente i tempi di viaggio rispetto ai servizi commerciali.  
Infine, la disponibilità degli aerei della flotta aziendale ha consentito a Eni di far fronte alle esigenze operative, durante la crisi pandemica, nonostante la drastica riduzione dei voli di linea, in ausilio al trasporto di persone per garantire l'operatività dell'azienda nel mondo in assenza di voli commerciali.  
Per quanto riguarda il costo orario la possibilità di ridurre drasticamente i tempi di attivazione del servizio e la maggior sicurezza garantita da una gestione diretta delle operazioni di terra e di volo rende il costo orario allineato rispetto a quanto proposto sul mercato da analoghi operatori (ove disponibili).  
Eni non possiede elicotteri. Ove le esigenze operative presso i campi o le piattaforme petrolifere lo richiedano, Eni noleggia servizi di trasporto a mezzo elicottero presso fornitori contrattualizzati attraverso apposite procedure di gara. Il ricorso al noleggio di elicotteri risponde ad esigenze operative presso gli insediamenti produttivi o a necessità di garanzia delle condizioni di sicurezza del personale Eni.
- 142) Se le risposte sono "Le altre domande non sono pertinenti rispetto ai punti all'ordine del giorno" denuncio tale reticenza al collegio sindacale ai sensi dell'art.2408 cc.  
Ove pertinenti si è data risposta.
- 143) A quanto ammontano i crediti in sofferenza?  
Alla data di bilancio 31.12.2025, i crediti in sofferenza ammontavano a €3,95 mld, pari a circa il 26,2% dell'esposizione lorda complessiva, relativi principalmente ai crediti verso la società di stato del Venezuela per le forniture di gas della JV Cardón IV e per il recupero dei costi d'investimento sostenuti da Eni in iniziative petrolifere operate per conto delle controparti di Stato, addebitati attraverso le "chiamate fondi". Su tali crediti è iscritto un fondo svalutazione pari a circa il 51,5%. Maggiori informazioni sono fornite nella nota 8 del Bilancio Consolidato.
- 144) Ci sono stati contributi a sindacati e/o sindacalisti se sì a chi a che titolo e di quanto?  
Eni non riconosce contributi economici diretti a sindacati e/o sindacalisti.

- 145) C'è e quanto costa l'anticipazione su cessione crediti %?  
Dal 2011 in avanti sono stati perfezionati, con alcune primarie controparti, accordi di cessione pro-soluto di crediti commerciali.  
Gli accordi di cessione prevedono il pagamento di una commissione "flat" pari ad alcuni basis point sul valore facciale del credito ceduto; il tasso di sconto applicato tra la data di cessione dei crediti e quella della scadenza media ponderata dei crediti stessi è variabile ed è legato al tasso di riferimento (Euribor o SOFR) maggiorato di uno spread allineato allo standing creditizio di Eni.
- 146) C'è il preposto per il voto per delega e quanto costa? Se la risposta è:  
- "Il relativo costo non è specificamente enucleabile in quanto rientra in un più ampio insieme di attività correlate all'assemblea degli azionisti." Oltre ad indicare gravi mancanze nel sistema di controllo, la denuncio al collegio sindacale ai sensi dell'art.2408 cc.  
Il Rappresentante degli Azionisti designato dalla Società, ai sensi dell'art. 135-undecies TUF, è lo Studio Legale Trevisan & Associati, nella persona dell'Avv. Dario Trevisan (o suoi sostituti in caso di impedimento). Il costo è pari a massimo €14.500 a seconda del numero di deleghe, oltre spese, IVA e CPA.
- 147) A quanto ammontano gli investimenti in titoli pubblici?  
Al 31 dicembre 2025, l'investimento in Titoli quotati emessi da Stati Sovrani ammonta a €734 mln (di cui €635 mln Eni SpA), a fronte di Attività finanziarie destinate al trading per €6.902mln complessivi (di cui €6.366 mln in quota Eni SpA). L'investimento in titoli di Stato emessi dalla Repubblica Italiana ammonta a €57 mln (di cui €50 mln Eni SpA). Ulteriori informazioni sono disponibili nella Nota 7 - "Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico", pagg. 297 e 298 del bilancio consolidato 2025 nonché nella Nota 6 - "Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico", pagg. 408 e 409, del bilancio di esercizio 2025, contenuti nella Relazione Finanziaria Annuale 2025.
- 148) Quanto è l'indebitamento INPS e con l'Agenzia delle Entrate?  
Per Eni SpA, al 31 dicembre 2025, l'indebitamento verso INPS è pari a €57 milioni; non vi sono debiti vs l'Agenzia delle Entrate per imposte sul reddito.
- 149) Se si fa il consolidato fiscale e a quanto ammonta e per quali aliquote?  
L'Eni SpA e le società italiane controllate hanno esercitato l'opzione per il consolidato fiscale nazionale: nel 2025 le società incluse sono 76. L'aliquota d'imposta è quella ordinaria IRES del 24%.
- 150) Quanto è il margine di contribuzione dello scorso esercizio?  
Nel 2025 il margine di contribuzione è stato pari a €23,3 miliardi.
- 151) In relazione agli uffici amministrativi interni della società (che dovrebbero essere quelli che forniscono la documentazione ed il supporto tanto agli organi di amministrazione e controllo della società (in primis Collegio Sindacale o OdC 231/2001) quanto alla società di revisione ed eventualmente a Consob e/o altre Authorities, vorrei sapere:  
- in quali settori / sezioni sia strutturato (ad esempio, per ufficio fatture attive: clienti

corporate / clienti privati, per ufficio fatture passive: fornitori utenze gas luce telefono / fornitori automezzi / fornitori immobili / fornitori professionisti, ufficio contabilità analitica / controlling, ecc, ufficio controlli interni, ufficio del personale, ufficio incassi e/o pagamenti, ufficio antiriciclaggio, ufficio affari societari, ufficio relazioni con investitori istituzionali, ufficio relazioni con piccoli azionisti, ecc.)

- quanto personale è normalmente impiegato in ogni settore / sezione;
- quale sia la tempistica normale per le registrazioni contabili
- come siano strutturati (c'è un capoufficio / un team leader / un referente per ogni singolo settore / singola sezione?);
- a chi riportano i singoli settori / le singole sezioni (al CEO, al CFO, al Presidente, ecc.?)

La funzione Amministrazione e Bilancio di Eni spa si colloca nell'ambito dell'area CT&FO e si articola in diverse strutture organizzative che hanno tra i principali compiti: (i) presidio del processo di elaborazione del bilancio di Eni SpA e del bilancio consolidato di Eni in conformità a norme e principi contabili; (ii) erogazione dei servizi amministrativi, contabili e transazionali (ciclo attivo, ciclo passivo, contabilità patrimoniale, contabilità finanziaria, contabilità generale) per Eni SpA e per le società controllate italiane; (iii) presidio delle attività di affidamento della clientela e di controllo, gestione e recupero del credito commerciale; (iv) presidio del processo di istituzione, monitoraggio e valutazione del Sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria e del Tax control framework. Inoltre, la funzione Amministrazione e Bilancio di Eni SpA assicura il coordinamento delle strutture non accentrate di amministrazione e bilancio presso le società controllate estere, ricevendo da queste i flussi finanziari necessari per la redazione della informativa consolidata di Gruppo. Le risorse che lavorano nella funzione Amministrazione e Bilancio di Eni spa sono circa 550 e sono organizzate in strutture omogenee per business o per processo. Le attività operative sono coordinate e supervisionate da manager esperti e regolate da strumenti organizzativi e normativi (procedure/istruzioni operative). Il sistema dei controlli interni posto in essere dal management assicura il rispetto dei regolamenti esterni e delle normative interne. Esistono in particolare controlli sulla correttezza e tempestività delle registrazioni contabili e sulla corretta esecuzione delle attività transazionali di ciclo passivo (registrazione fatture e pagamenti entro i termini contrattuali) e attivo (emissione fatture e acclaramento incassi).

152) ed in altre parole ... possiamo stare tranquilli:

- che le registrazioni contabili avvengano tempestivamente e nel modo corretto?
- che vengano tempestivamente pagate le fatture giuste e che vengano monitorati gli incassi delle fatture che emettiamo?
- che siamo in grado di supportare adeguatamente la società di revisione per i controlli di Legge?

La Società è dotata di procedure e strumenti consolidati volti ad assicurare la corretta e tempestiva rilevazione dei fatti di gestione nei sistemi contabili e la loro rappresentazione secondo i principi contabili di riferimento. Il complesso di regole e sistemi informatici adottati consente la puntuale gestione dei cicli transazionali attivi e passivi e dei connessi processi di incasso e pagamento assicurando il rispetto di adeguati principi di segregation of duties e il sistematico svolgimento di attività di controllo. La società di revisione è adeguatamente supportata nella attività di verifica e non sono segnalate e non sono segnalate criticità nelle attività di audit.

- 153) In caso di pagamenti erronei, ad esempio per duplicazione dei pagamenti, come viene gestita la procedura di recupero?  
L'assetto organizzativo della funzione amministrativa ed il sistema dei controlli rendono remota la probabilità di pagamenti errati o duplicati. Qualora si verificasse un tale evento le procedure prevedono:
1. blocco dei pagamenti di eventuali altre fatture ricevute, per un eventuale recupero dai futuri pagamenti in caso di rapporti continuativi;
  2. richiamo del pagamento tramite sistema interbancario,
- Qualora il richiamo non fosse più possibile, in collaborazione con il gestore del contratto, sono poste in essere operazioni di recupero verso il fornitore; nel caso le azioni precedenti risultassero inefficaci, con il coinvolgimento delle unità legali sono avviate procedure legali per il recupero delle somme versate.
- 154) In caso di mancati incassi, come viene gestita la procedura di recupero crediti?  
La Società è dotata di procedure e strumenti volti a identificare preventivamente il manifestarsi di situazioni di rischio negli incassi da parte della clientela; nonché a monitorare i crediti scaduti. Quando si manifestano problematiche nell'incasso, i clienti morosi vengono sollecitati al pagamento e in molti casi sono contattati direttamente dalla forza vendita che mantiene un rapporto commerciale continuativo con il cliente e che quindi ha la possibilità di conoscere le motivazioni sottostanti al mancato pagamento. Gran parte degli scaduti si risolvono naturalmente in questa fase, al massimo talvolta con un riscadenamento del debito richiesto dal cliente. Qualora i tentativi di recupero bonario non andassero a buon fine viene avviato il recupero forzoso del credito, che prevede, dopo l'eventuale escussione delle garanzie, il passaggio a studi legali esterni o alla funzione legale interna di tutta la documentazione necessaria per istruire il ricorso per decreto ingiuntivo e seguire le eventuali fasi giudiziali successive. Nel caso di clienti retail le procedure di recupero sono standardizzate ed automatizzate con l'invio di solleciti, l'intervento di collectors esterni, l'eventuale risoluzione del contratto per morosità e la collaborazione di studi legali specializzati sia in fase stragiudiziale che giudiziale.
- 155) Il collegio sindacale ha rispettato l'art.149 comma 2 del Tuf?  
Sì.
- 156) La società dispone, direttamente o tramite soggetti terzi incaricati, di strumenti o analisi periodiche relativi alla composizione della base azionaria, anche in forma aggregata (ad esempio per scaglioni di partecipazione o per tipologia di investitore)?  
La Società si avvale delle risultanze del Libro Soci aggiornato sulla base delle segnalazioni ai sensi di legge. Si avvale altresì delle eventuali comunicazioni inviate alla Società dagli azionisti ai sensi dell'art. 120 del TUF e del Regolamento Emittenti Consob. La Società ha inoltre accesso a info provider specializzati quali Bloomberg e Nasdaq IR che mettono a disposizione le informazioni raccolte sulla base della disclosure periodica effettuata da taluni investitori di natura istituzionale. I dati, anche in forma aggregata, sono periodicamente aggiornati sul sito internet della Società nella pagina dedicata all'Azionariato all'indirizzo <https://www.eni.com/it-IT/governance/azionariato.html> (v. domanda n. 110).

- 157) Tali informazioni siano messe a disposizione del Consiglio di Amministrazione o dei suoi comitati nell'ambito delle attività di monitoraggio della struttura dell'azionariato e delle relazioni con gli investitori?  
Le informazioni di cui alla domanda n. 156, elaborate anche nell'ambito delle attività di Investor Relations, possono essere rese disponibili al Consiglio di Amministrazione sotto forma di analisi periodiche sulla struttura dell'azionariato, anche nell'ambito della informativa periodica al Consiglio sul dialogo con gli azionisti prevista dalla specifica politica. Tali analisi possono includere, tra l'altro, valutazioni di gap analysis, la ripartizione geografica e per tipologia degli investitori, nonché evidenze sui volumi di scambio del titolo e sulle principali dinamiche dell'azionariato.
- 158) Quali siano le fonti tecniche attraverso cui tali informazioni sono rese disponibili alla Società (ad esempio infrastrutture di gestione accentrata degli strumenti finanziari, intermediari partecipanti al sistema, soggetti incaricati della gestione delle corporate action o altri operatori di mercato)?  
Si rinvia alla domanda n. 156.
- 159) Nell'ambito delle registrazioni operative connesse alla gestione degli strumenti finanziari della Società, sia tecnicamente possibile ricostruire la composizione dell'azionariato a una determinata data storica, almeno a livello di intermediari partecipanti al sistema accentrato?  
Si rinvia alla domanda n. 156.
- 160) Tale ricostruzione tecnica può risultare utile o necessaria in contesti previsti dalla normativa o dalla prassi di mercato, quali ad esempio: operazioni di corporate action; individuazione dei soggetti legittimati alla partecipazione assembleare in base alla record date; esercizio del diritto di recesso; verifiche connesse a OPA o ad altre operazioni sul capitale?  
Le informazioni o le stime riguardo la composizione dell'azionariato sono utili al fine di rispondere ad eventuali richieste da parte dell'Autorità di vigilanza o dei soci nell'ambito dell'esercizio dei loro diritti nelle modalità previste dalla legge e per garantire un'informativa trasparente.
- 161) La disponibilità di tali informazioni sulla base azionaria rientra nell'ambito dei presidi di governance e di controllo interno della Società, anche ai fini della corretta gestione delle relazioni con gli azionisti e della trasparenza informativa verso il mercato?  
Ai fini della corretta gestione delle relazioni con gli azionisti, la Società ha adottato, in linea con il Codice di Corporate Governance cui aderisce, la "Politica per la gestione del dialogo con gli investitori", disponibile sul sito internet della Società e a cui si rimanda per maggiori dettagli. Ai fini dell'attuazione della Politica, assumono rilevanza anche le informazioni sull'azionariato. Con riferimento all'informativa verso il mercato, si evidenzia che nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari, nonché sul sito Internet della Società, sono fornite informazioni di dettaglio sull'azionariato della Società.
- 162) La Società ritiene che la disponibilità di tali informazioni sulla base azionaria possa contribuire a rafforzare la trasparenza dell'informativa agli azionisti, anche mediante la comunicazione di dati aggregati sulla struttura dell'azionariato?  
I dati aggregati sulla struttura dell'azionariato sono messi a disposizione nella pagina

<https://www.eni.com/it-IT/governance/azionariato.html> del sito per garantire la massima trasparenza e parità informativa agli azionisti e agli stakeholder. Trasparenza e informativa esaustiva e corretta agli azionisti attuali o potenziali, e, più ampiamente, a tutti gli stakeholder, sono principi guida della Società nell'ambito della comunicazione, nel pieno rispetto delle disposizioni di legge e in linea con le best practice internazionali.

- 163) La Società, direttamente o tramite soggetti terzi incaricati, dispone di informazioni aggregate o analisi relative ai prezzi medi di acquisto o ai periodi di ingresso degli investitori nel capitale, utilizzate nell'ambito delle attività di investor relations o di analisi della struttura dell'azionariato?

La Società non dispone di dette informazioni.

- 164) Nei casi previsti dalla normativa o nell'ambito di procedimenti giudiziari o regolamentari, sia tecnicamente possibile ricostruire le operazioni di acquisto relative a specifiche posizioni titoli attraverso le registrazioni degli intermediari partecipanti al sistema di gestione accentrata degli strumenti finanziari nei limiti consentiti dalla normativa applicabili?

La Società non dispone di dette informazioni.

## Azionista

### Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus

titolare di 1 azione

Il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus, nella qualità di socio di codesta Eni spa, partecipa alle precedenti assemblee di bilancio, che i vertici della Società hanno voluto convocare per ben 7 anni consecutivi “a porte chiuse”, e proponente di 6 azioni sociali di responsabilità nei confronti degli amministratori e alti dirigenti Eni nelle assemblee di bilancio dal 2020 al 2024, unitamente all'Associazione Liberiamo La Basilicata presieduta dal compianto Giuseppe Di Bello, e da ultimo nell'assemblea di bilancio del 2025, presenta alla attenzione di Giuseppe Zafarana, Presidente del Consiglio di Amministrazione di Eni spa, e degli altri Organi della Società i quesiti scritti ex art.127 ter Tuf di seguito riportati, corredati di questa premessa che ne è parte integrante, e chiede che in merito siano fornite le dovute opportune risposte, nel rispetto dei principi fondativi delle società di capitale, controllate dal Governo Italiano tramite il Ministero della Economia e delle Finanze (Mef).

1. I vertici Eni spa (in appresso anche “Eni”) hanno deciso di avvalersi per l'ennesima volta (dal 2020 al 2026) della facoltà opzionale, che consente loro di convocare le assemblee con il divieto ai soci di parteciparvi di persona “in deroga” alla modalità ordinaria, prevista dal codice civile, di tenere le assemblee in presenza fisica dei soci.

In effetti, rispetto all'ordinario svolgimento dei lavori assembleari in presenza fisica dei soci, la facoltà opzionale della deroga attribuita ai vertici societari di poterle tenere a “porte chiuse” è stata introdotta “in via eccezionale” nel marzo-aprile 2020 per il solo periodo della pandemia covid-19.

Ma, nonostante fosse terminata la pandemia nel 2022 e non vi fosse più alcuna emergenza sanitaria, i membri del Governo e del Parlamento della Repubblica italiana e soprattutto Giancarlo Giorgetti, commercialista e attuale Ministro dell'Economia e delle Finanze, hanno voluto mantenere ferma la facoltà opzionale della deroga attribuita ai vertici societari, approvando leggi altamente inique, da ultimo l'art.11 della legge 05.03.2024 n.21 (di cui il detto Ministro aveva presentato in data 21.04.2023 il disegno di legge al Senato) e l'art.4 comma 11 del decreto legge 31.12.2025 n.200 convertito nella legge 27.02.2026 n.26 (che ha prorogato la facoltà opzionale della deroga fino al 30.09.2026).

E' di tutta evidenza che le suindicate leggi di specie hanno di fatto reso finora permanente il divieto della partecipazione fisica dei soci alle assemblee, imponendo, secondo modalità che potrebbero essere equiparate a quelle della apartheid, l'obbligo ai soci di conferire delega unicamente al rappresentante designato dagli stessi vertici societari (nel caso di Eni il r.d. è il referente di Trevisan Associati).

E' altresì altamente biasimevole che sia perpetrata da ben 4/quattro anni (dal 2022 in poi) la clamorosa violazione della direttiva 2007/36/CE, che garantisce al socio di scegliere senza limitazioni il proprio rappresentante delegato all'assemblea, e tale violazione è

produttiva di danni irreparabili e progressivi nei contesti di pertinenza, soprattutto per l'eclatante lesione della libertà di ogni singolo socio di partecipare direttamente ai lavori assembleari e di intervenire di persona al dibattito nell'assemblea, che è il luogo (morale) in cui si forma la decisione di maggioranza; dibattito assembleare che è l'unica sede in cui può avvenire il "vero" confronto, diretto ed immediato, tra soci e vertici gestionali, cioè tra i due organi collegiali aventi distinte funzioni societarie.

E deve ritenersi incontrovertibile la responsabilità dei governanti e dei parlamentari della Repubblica italiana, che con il loro operato di specie hanno consentito e continuano a consentire le citate violazioni e lesioni prodotte dall'abuso della deroga da parte dei vertici della quasi totalità delle società quotate, mettendo seriamente in crisi la tenuta democratica del Paese, nel quale è palpabile l'aumento dei soggetti poveri, mentre continua ad innalzarsi in modo inarrestabile l'iperbole di ricchezze e patrimoni dei pochi ricchi.

Quanto innanzi rappresentato smentisce tutte le enfasi di coloro che sostengono la positività (infondata) dello svolgimento delle assemblee a "porte chiuse", considerando, tra l'altro, che la possibilità di presentare quesiti scritti preassembleari (c.d. domande ex art.127 ter Tuf) resta una facoltà limitata e marginale del socio, penalizzato altresì dai ridotti tempi assegnatigli per poterli formulare e pressoché dimezzati rispetto a quelli previsti nel caso di svolgimento della "ordinaria" assemblea in presenza fisica, dove alla persona socio è consentito di intervenire al dibattito e di porre questioni (anche meglio ponderate) fino all'ultimo giorno e non 10-11 giorni prima dell'assise societaria.

In merito il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus (in appreso anche "APB Onlus") chiede ai vertici Eni di sapere se la loro condotta di convocare tutte le assemblee dei soci a "porte chiuse" dal 2020 al 2026 sia stata oggetto di attenzione da parte delle Autorità di vigilanza e in particolare della Consob, anche tramite interventi dissuasivi o persuasivi.

Con riferimento alle Assemblee dal 2020 al 2026, la Società ha ritenuto di avvalersi di una facoltà espressamente prevista dalla legge, che non è mai stata oggetto di attenzione da parte delle Autorità di vigilanza.

2. Ai vertici Eni il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus chiede di sapere a quanto ammonta nell'esercizio 2025 la remunerazione complessiva più bassa percepita dal personale dipendente della capogruppo Eni spa e di ognuna delle società partecipate del Gruppo Eni, indicando anche la qualifica dei rispettivi lavoratori dipendenti che percepiscono la retribuzione più bassa.

La retribuzione più bassa tra i dipendenti a tempo indeterminato è pari a circa 32.000 euro ed è riferita all'ultimo livello della qualifica di Operaio.

3. In occasione della recente assemblea di bilancio di Unicredit spa (di seguito "Unicredit") tenuta a Milano il 31.03.2026 a "porte chiuse", per avere anche i vertici di Unicredit voluto esercitare la facoltà opzionale di vietare la partecipazione fisica dei soci (e loro delegati) ai lavori assembleari, i due soci di minoranza Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus ed Elman Rosania (in proprio e n.q. di rappresentante del Gruppo dei soci risparmiatori ex Banca Mediterranea del Sud Italia di riferimento, costretto a confluire nel 2000/2007 in Banca di Roma-Capitalia/Unicredit) hanno presentato un quesito scritto preassembleare, ai sensi dell'art.127 ter Tuf, per sapere dai vertici Unicredit «la cifra complessiva percepita nel 2025 dall'amministratore delegato Unicredit, Andrea Orcel, che nel 2024 era stata di 13.200.000 euro circa, come indicato dalla responsabile Rita Izzo alla precedente assemblea Unicredit del 27.03.2025 a "porte aperte", dopo la specifica domanda formulata da Elman Rosania e la successiva sospensione temporanea dei lavori, disposta dal Presidente

Unicredit, Pietro Carlo Padoan, per poter dare risposta all'assemblea» (cfr. pg.52 verbale assemblea soci Unicredit del 27.03.2025 a "porte aperte"; cfr. anche stralcio del verbale posto sul sito [www.giustabanca.it](https://www.giustabanca.it) link <https://www.giustabanca.it/gb/wp-content/uploads/2025/05/Verb-solo-intervento-p7odg-GruppoexBM-compensi-verticiUnicredit.pdf> e il video, da 1 minuto e 46 secondi dal suo inizio fino a 7 minuti e 24 secondi, link <https://www.giustabanca.it/gb/wp-content/uploads/2025/08/ExBM%207odg%20compensi2024%20verticiUnicredit.mp4> ).

La risposta scritta fornita dai vertici Unicredit (a fine marzo 2026) al quesito sopra trascritto è stata la seguente: «La remunerazione complessiva per il 2025 dell'Amministratore delegato è riportata nella "Relazione sulla Politica di Gruppo in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti - 2026" ed ammonta a circa € 16,6 milioni (in aumento del 25,76% rispetto alla remunerazione di circa € 13,2 milioni per il 2024), costituiti da: stipendio € 4,15 milioni, fondo pensione e altri benefit € 0,7 milioni e bonus annuale € 11,75 milioni. Il bonus sarà corrisposto interamente in azioni su un orizzonte temporale di 7 anni - con una quota differita del 60% soggetta a ulteriori condizioni di performance di lungo termine - e assoggettato a clausole di malus e claw back».

Al pari del quesito innanzi riportato e della relativa risposta in ambito Unicredit, lo scrivente chiede di avere notizie dai vertici Eni sulla cifra complessiva percepita nel 2025, a qualsiasi titolo, dall'amministratore delegato di Eni, Claudio Descalzi.

La remunerazione complessiva percepita dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale Claudio Descalzi nel 2025, nonché quella relativa agli ultimi quattro anni, con i relativi dettagli e la variazione percentuale rispetto all'anno precedente, è riportata nella "Relazione sulla Politica di Remunerazione 2026 e sui compensi corrisposti 2025", a pagina 43 (Tabella 16 "Compensi erogati all'AD/DG nel 2021-2025"). In particolare, nel 2025 la remunerazione complessiva è stata pari a € 8.382 migliaia.

4. Ai vertici Eni il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus chiede di sapere tutte le somme di denaro elargite, a qualsiasi titolo, dal Gruppo Eni nell'esercizio 2025 in ambiti giornalistici, anche a soggetti loro collegati, e chiede di conoscere i dati identificativi (nomi, cognomi, denominazioni sociali e quant'altro necessario e/o utile per l'identificazione) di ogni persona, società, associazione, ente di qualsiasi tipo a cui siano stati elargiti denari, indicando l'entità precisa (in cifra) di quanto percepito da ciascun soggetto.

Eni conferma che Agi, di proprietà di Eni, essendo agenzia di stampa giornalistica per definizione ha in essere rapporti contrattuali con giornalisti; il gruppo Eni, per il resto, pianifica spazi pubblicitari attraverso un'agenzia media specializzata, individuata tramite gara, che identifica i mezzi/ canali di comunicazione in funzione degli obiettivi preposti.

5. Ieri (23.04.2025) i vertici Eni hanno inviato, su richiesta del Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus, la documentazione dei bilanci/dati 2025 delle centinaia di società del Gruppo Eni, ripartita in un volume-file di 822 pagine riferito alle società controllate e in un altro volume-file di 350 pagine riferito alle società collegate.

In base a quanto finora visionato della mole di documentazione ricevuta appena ieri, risulta confermato il perdurare della condotta omissiva dei vertici Eni, i quali continuano a non dare informazioni per molteplici società del Gruppo, mentre per molte altre società continuano a fornire informazioni parziali o insufficienti.

Tanto è avvenuto anche nelle precedenti assemblee di bilancio Eni del 15.05.2024 (86 società del Gruppo prive di dati e informative contabili) e del 14.05.2025 (104 società del

Gruppo prive di dati e informative contabili), in occasione delle quali il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus ha presentato due distinte denunce-querelle ai Procuratori della Repubblica presso i Tribunali dei territori sede di Eni (Roma e Milano) e sede di APB Onlus (Potenza), di cui si attende l'esito: la prima denuncia-querela è stata presentata nelle date 5/9/10/14/15/16 maggio 2024 a mezzo pec e poi confermata il 30.07.2024 innanzi al competente funzionario della Procura della Repubblica di Potenza, posta sul sito [www.ariapulita.eu](https://www.ariapulita.eu) (link <https://www.ariapulita.eu/denuncia-penale-contro-vertici-eni-del-05-05-2024/>); la successiva denuncia-querela è stata proposta in data 01.08.2025 a mezzo pec e poi confermata innanzi ai competenti Carabinieri, posta anch'essa sul sito [www.ariapulita.eu](https://www.ariapulita.eu/wp-content/uploads/2025/11/Denunciapenale-APB-1.8.2025-contro-vertici-Eni.pdf) (link <https://www.ariapulita.eu/wp-content/uploads/2025/11/Denunciapenale-APB-1.8.2025-contro-vertici-Eni.pdf>).

Ai vertici Eni, che continuano imperterriti ad "occultare" ai soci e al pubblico importanti dati contabili ed informazioni delle società del Gruppo Eni, attinenti anche ai soggetti titolari di cariche negli organi di tutte le società del Gruppo "tuttora ignoti", il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus rinnova tutte le sue pregresse contestazioni e richieste di specie e invita gli stessi vertici a fare chiarezza in merito.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 2429 del codice civile, che richiede la presentazione dei dati essenziali dell'ultimo bilancio, la società ha depositato presso la sede sociale il prospetto riepilogativo delle società consolidate integralmente e delle collegate incluse nell'area di consolidamento; le previsioni normative non richiedono indicazioni in merito alla composizione degli organi di controllo. Le schede che non presentano dati di bilancio vanno lette congiuntamente alla nota esplicativa in calce agli schemi presentati (es: società non operative, società che non redigono il bilancio individuale perché consolidata da partecipante di livello superiore, etc.).

La documentazione è stata depositata presso la sede sociale nei termini di legge e inviata in via telematica.

6. Quale è il "vero motivo" per cui i vertici Eni continuano a non far andare in onda sul sito societario [www.eni.com](http://www.eni.com) la diretta pubblica audio-video dei lavori assembleari, come già rilevato dal Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus in altre assemblee di bilancio Eni, impedendo di fatto l'attuazione della piena e trasparente informativa societaria tramite le tecniche di comunicazione da molto tempo in uso presso società dell'eurozona, tra cui Société Générale S.A. ([http://akah.event.novialys.com/Datas/societe\\_generale/1206349\\_5ccff3f981a98/index.php](http://akah.event.novialys.com/Datas/societe_generale/1206349_5ccff3f981a98/index.php)) e Crédit Agricole S.A., tematica attinente agli «Interventi di attuazione della trasparenza bancaria e del diritto all'informativa e del dovere della piena pubblicità degli atti assembleari» che, tra l'altro, sono stati trattati nella Commissione Bicamerale di Inchiesta sul Sistema Bancario e Finanziario istituita nella XVII Legislatura e sono stati oggetto di proposte normative indicate pure nella Relazione di minoranza della detta Commissione Bicamerale (cfr. doc. XXIII n. 37-ter, link <https://www.senato.it/service/PDF/PDFServer/BGT/1066726.pdf>, nonché cfr. link [https://www.youtube.com/watch?v=q2bbRISi\\_Zg-https://www.youtube.com/watch?v=r6eRMiHLdwk?](https://www.youtube.com/watch?v=q2bbRISi_Zg-https://www.youtube.com/watch?v=r6eRMiHLdwk?))

La diretta pubblica audio-video dei lavori dell'Assemblea non è richiesta dalla legge né dallo Statuto della Società.

Eni ha recepito nel proprio Statuto la possibilità, prevista dalla legge, di consentire la partecipazione all'assemblea con mezzi di telecomunicazione e il voto in via elettronica, se previsto nell'avviso di convocazione. Al momento questa disposizione non ha trovato applicazione. Saranno effettuate valutazioni, tecniche e giuridiche, anche nell'ambito delle

associazioni di categoria, sulla possibilità di applicarla in futuro, anche alla luce delle modifiche normative recentemente intervenute con il d.lgs. n. 47/2026.

7. Ai vertici Eni il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus chiede di sapere quanti soci, prima dell'approvazione del bilancio da parte dell'assemblea Eni tenuta il 14.05.2025 a "porte chiuse" (durante l'esercizio 2025 in esame) hanno visionato di persona (o tramite loro delegati) presso la sede sociale a Roma o altrove i bilanci e gli atti delle società partecipate del Gruppo Eni e quanti soci ne hanno richiesto e ricevuto copia.

La Società non è tenuta a fornire tali informazioni, nel rispetto del diritto alla riservatezza.

8. Nell'esercizio in esame 2025 il Gruppo Eni o collaboratori e soggetti comunque collegati al Gruppo Eni hanno elargito denaro e/o concesso benefit, a qualsiasi titolo, negli ambiti scolastico-universitari, sportivi e degli Enti locali della Basilicata e a loro docenti, esperti o qualunque altro soggetto operante anche in modo indiretto nei detti ambiti; e, in caso di risposta affermativa, il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus chiede di sapere con precisione le cifre delle somme elargite, i benefit concessi e quali sono stati i singoli soggetti privati e pubblici destinatari delle dette elargizioni.

Nel 2025 non sono state erogate elargizioni o concessi benefit a qualsiasi titolo, negli ambiti scolastico-universitari, sportivi e degli Enti locali della Basilicata.

9. Il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus chiede ai vertici Eni di sapere a quanto ammontano i quantitativi di tutte le estrazioni di petrolio e gas effettuate nell'esercizio 2025 in esame dal giacimento del Cova di Viggiano in Basilicata nel Sud Italia e quale percentuale di fabbisogno nazionale soddisfano tutti i quantitativi di petrolio e gas estratti in Basilicata.

Gli idrocarburi estratti nel 2025 dalla Concessione Val d'Agri, a cui afferisce il Centro Olio Val d'Agri (COVA) ammontano a circa 830 milioni di metri cubi di gas e a circa 1,55 milioni di tonnellate di petrolio.

Considerando un consumo medio Italia nel 2025 pari a circa 63 miliardi di metri cubi di gas e a 56 milioni di tonnellate di petrolio (fonte MASE), le estrazioni di Eni in Basilicata soddisfano circa 1,3 % del fabbisogno nazionale di gas e circa il 2,8% del fabbisogno nazionale di petrolio.

10. Il Comitato Aria Pulita Basilicata Onlus chiede ai vertici Eni di sapere quante risorse in danaro il Gruppo Eni ha versato alla Regione Basilicata e agli Enti locali lucani e della Val D'Agri fino al 2025 (con riferimento ad annualità) a seguito delle estrazioni di idrocarburi dai territori della Val D'Agri e della regione Basilicata e in base agli accordi intervenuti con l'Ente Regione Basilicata e gli Enti locali territoriali.

Nel periodo compreso tra il 1996 e il 30.06.2025 Eni, in joint-venture con Shell, ha versato alla Regione Basilicata e ai Comuni interessati dall'attività estrattiva, un importo pari a 2,45 miliardi di euro in royalty.

Nel 2025 (alla data del 30 giugno) sono state corrisposte da Eni royalties per un totale di 64,0 milioni di euro, di cui 38,2 milioni di euro alla Regione Basilicata, 19,1 milioni di euro allo Stato e 6,7 milioni di euro ai sei Comuni interessati dalle attività petrolifere.

Sin dal proprio insediamento in Val d'Agri, Eni in Basilicata ha favorito, attraverso investimenti di business sul territorio, importanti ricadute economiche sul tessuto socio-economico e imprenditoriale locale, favorendo la partecipazione delle imprese locali alla catena del valore e attraverso l'erogazione di royalties connesse alla produzione di idrocarburi, realizzando al contempo diverse iniziative di sviluppo locale. Dal 1996 fino a

dicembre 2024, 728 milioni di euro (di cui 444 milioni di euro in quota Eni) sono stati destinati a iniziative in ambito sociale, come ad esempio accordi con le istituzioni locali, tra cui la Regione Basilicata e i Comuni Val d'Agri.

Lo stato di avanzamento delle attività di Eni in Basilicata è disponibile sugli strumenti di comunicazione e reportistica istituzionale Eni dedicati alla Basilicata, tra cui il sito <https://www.eni.com/eni-basilicata/it-IT/home.html> e il Report Locale di Sostenibilità Eni in Basilicata

(<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/ita/sostenibilita/2024/local-report/Eni-Local-Report-Basilicata-2024.pdf>).

I dati a consuntivo 2025 saranno resi disponibili sul nuovo Report locale di Sostenibilità Eni in Basilicata che sarà pubblicato nel corso del 2026.

## 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 Per quale motivo la partecipazione all'assemblea in presenza è stata esclusa anche nel 2026?
- 1.2 In altri Paesi europei moltissime imprese quotate offrono agli azionisti anche la possibilità di partecipare all'assemblea online, da remoto. Gli azionisti si collegano via internet e possono interagire con l'impresa, rivolgendo domande al board. Per quale motivo Eni non offre almeno la possibilità di partecipare all'assemblea in via telematica? Eni, la più grande società italiana, non dispone di tecnologie adeguate per permettere un collegamento stabile e sicuro?
- 1.3 La Commissione Europea ha avviato una procedura di infrazione contro l'Italia in merito alle norme che consentono lo svolgimento delle assemblee societarie a porte chiuse, in particolare nell'ambito della cosiddetta "Legge Capitali", per il non corretto recepimento della Direttiva Ue 2007/36/CE sui diritti degli azionisti. L'Ue contesta la legittimità di tali misure, ritenendole in contrasto con i principi europei di trasparenza e partecipazione degli azionisti. Il recente Decreto Legislativo recante attuazione della delega per la riforma organica delle disposizioni in materia di mercati dei capitali, intervenendo anche sulle modalità di svolgimento dell'assemblea degli azionisti attraverso il solo rappresentante designato, lungi dal risolvere le cause che hanno dato origine alla procedura d'infrazione, ha dato luogo all'invio al Governo di un parere motivato della Commissione Ue che ha assegnato all'Italia due mesi per rispondere prima di procedere all'eventuale rinvio del Paese alla Corte Europea di Giustizia. L'Italia è l'unico paese in Europa che permette che si svolgano le assemblee a porte chiuse.

Perché Eni, solitamente attenta alla partecipazione degli azionisti e al coinvolgimento di tutti gli stakeholder, ha avallato questa pratica, che rappresenta una 'worst practice' a livello europeo dal punto di vista della partecipazione democratica degli azionisti alle assemblee?

Risposta alle domande 1.1, 1.2 e 1.3.

Con riferimento all'Assemblea 2026, la Società ha ritenuto di avvalersi di una facoltà espressamente prevista dalla legge. La diretta pubblica audio-video dei lavori dell'Assemblea non è richiesta dalla legge né dallo Statuto della Società. Eni ha recepito

nel proprio Statuto la possibilità, prevista dalla legge, di consentire la partecipazione all'assemblea con mezzi di telecomunicazione e il voto in via elettronica, se previsto nell'avviso di convocazione. Al momento questa disposizione non ha trovato applicazione. I diritti degli Azionisti non vengono pregiudicati dalla scelta adottata dalla Società ai sensi di legge. Gli Azionisti conservano infatti il diritto di presentare domande prima dell'Assemblea, di presentare proposte di deliberazione, che ricevono anche maggiore pubblicità rispetto a quanto previsto nelle Assemblee in presenza, nonché di formulare interventi e dichiarazioni di voto, tramite il Rappresentante Designato, che saranno riportati nel verbale assembleare.

## **2. Quarto Offshore Bid Round internazionale per l'assegnazione delle licenze esplorative, avviato dal Ministero dell'Energia israeliano nel dicembre 2022**

- 2.1 Si chiede di indicare i documenti istituzionali dell'azienda dove è possibile reperire le informazioni relative alla partecipazione di Eni al Quarto Offshore Bid Round internazionale per l'assegnazione delle licenze esplorative, avviato dal Ministero dell'Energia israeliano nel dicembre 2022.  
La presentazione da parte di Eni di un'offerta vincolante nell'ambito del 4° Offshore Bid Round per l'assegnazione di blocchi esplorativi nell'offshore di Israele è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni il 22 giugno 2023.
- 2.2 A quanto ammonta il bonus di firma pagato da Eni per la partecipazione al Quarto Offshore Bid Round?  
Le regole di gara prevedevano un bonus di firma minimo pari a \$400.000. L'offerta effettivamente presentata dal consorzio di cui faceva parte Eni è coperta da accordi di confidenzialità fra le parti.
- 2.3 Secondo la comunicazione ufficiale di Ratio Energies alla Borsa di Tel Aviv, l'azienda israeliana sta valutando l'ammontare del risarcimento che Eni sarà tenuta a versare in relazione al proprio recesso dal consorzio aggiudicatario del blocco G. Può Eni definire il prospetto di costo che dovrà sostenere?  
Ad oggi non è stato attivato alcun procedimento di richiesta di risarcimento nei confronti di Eni dal consorzio o parti del consorzio. La posizione di Eni è che nessun risarcimento è dovuto per il ritiro, avvenuto secondo le regole previste.

## **3. Basilicata**

- 3.1 Quali sono i piani di Eni per la Val d'Agri fino al 2036?  
Le attività di Eni come operatore del giacimento della Val d'Agri riflettono l'obbligo di legge del concessionario di diligente gestione del giacimento, garantendo lo sviluppo sostenibile delle riserve rimanenti e il recupero della produzione che declina naturalmente col tempo. Per tale ragione, Eni persegue il completamento delle attività contenute nel Programma Lavori approvato nel 2022 e ha predisposto e depositato un nuovo programma lavori che riguarda gli obiettivi di buona gestione delle riserve associate al giacimento e destinate alla produzione, prevedendo quindi un futuro rinnovo della concessione in scadenza al 2029.

- 3.2 Eni conferma l'intenzione di perforare nuovi pozzi, inclusi quelli di reiniezione?  
Eni, sulla base dei piani depositati e dei pareri autorizzativi che otterrà, procederà alla perforazione di nuovi pozzi di produzione nell'ottica della corretta gestione delle riserve associate al giacimento della Val d'Agri. Per quanto riguarda il tema reiniezione ad oggi vi è un unico pozzo di iniezione autorizzato CM2.
- 3.3 Quali previsioni ha l'azienda sul rapporto tra sismicità e proseguimento delle attività in Val d'Agri? Quali profili di rischio intravede l'azienda?  
Le attività di produzione e reiniezione sono accuratamente monitorate da una rete di 55 stazioni di monitoraggio sismico poste su tutta l'area della Val d'Agri. Dal 2019 il monitoraggio è eseguito in collaborazione con Ministero, Regione Basilicata e INGV che elabora i dati e ne pubblica semestralmente i risultati. Il monitoraggio durerà per tutto il periodo di attività di produzione.  
Sulla base degli studi di geomeccanica svolti e sulla base del monitoraggio eseguito ed elaborato da un gruppo di esperti internazionale, l'attività non genera variazioni del profilo di sismicità naturale della Val d'Agri.  
Gli studi condotti sull'area sono pubblici e disponibili a tutti per consultazione.
- 3.4 Il pozzo san Cataldo 2 a Pisticci in provincia di Matera è produttivo o è in attesa di essere messo in produzione?  
Il Pozzo San Cataldo 2 è un pozzo della concessione Serra Pizzuta cessata dal 2021. Il pozzo non è mai stato aperto alla produzione ed è privo di interesse minerario; è parte del programma di chiusure minerarie del Distretto Meridionale.
- 3.4.1 Quale capacità produttiva stima Eni per esso?  
Come da risposta al quesito 3.4, non ci sono piani per la messa in produzione del pozzo.

#### 4. SLAPP

- 4.1 Quale è la posizione di ENI in merito alla normativa anti SLAPP approvata in Europa e che dovrà essere recepita in Italia?
- 4.2 Qual è stato il costo dei legali esterni assunti da Eni per portare avanti cause di risarcimento danni per diffamazione negli ultimi 10 anni?
- 4.3 In quanti procedimenti, negli ultimi dieci anni, Eni è risultata vittoriosa? In quanti procedimenti è risultata soccombente? In quanti procedimenti è risultata soccombente con condanna al pagamento delle spese legali in favore delle controparti?
- 4.3.1 Qual è l'ammontare complessivo delle spese sostenute da Eni, negli ultimi dieci anni, nei procedimenti per risarcimento danni da diffamazione nei quali è risultata soccombente?
- 4.3.2 Qual è l'ammontare complessivo delle somme percepite da Eni nei procedimenti per risarcimento danni da diffamazione, negli ultimi dieci anni, nei quali ha ottenuto esito favorevole?
- Risposta alle domande da 4.1 a 4.3.2  
In relazione alla disciplina europea cd. "anti SLAPP" (Strategic lawsuits against public participation), la Direttiva (UE) 2024/1069 introduce salvaguardie procedurali volte a proteggere persone fisiche e giuridiche che partecipano al dibattito pubblico da domande manifestamente infondate o procedimenti abusivi. Eni riconosce il valore del

confronto pubblico su temi di interesse generale e, coerentemente con il proprio quadro di governance e sostenibilità, ha adottato strumenti e presidi che si fondano sul rispetto della dignità della persona e dei diritti umani, nonché su processi strutturati di stakeholder engagement e su canali di segnalazione/reclamo (grievance mechanism e whistleblowing), in linea con standard internazionali (UNGPs, OCSE).

Con riferimento alle iniziative di tutela della reputazione, la Società opera caso per caso nel rispetto della normativa applicabile, perseguendo un approccio proporzionato e responsabile. In particolare, ove emergano contenuti ritenuti falsi o diffamatori, Eni privilegia – laddove previsto e appropriato – strumenti stragiudiziali e di composizione alternativa (quali mediazione/conciliazione) e richieste di rettifica/cessazione della diffusione di informazioni inesatte, senza alcuna richiesta di risarcimento economico. Pertanto, in nessun caso le iniziative giudiziali di Eni possono qualificarsi come SLAPP. Infine, si evidenzia che l'oggetto delle cause è stato determinato da campagne dal carattere diffamatorio poste in essere ai danni della Società e delle Sue persone. Non diamo informazioni sui consulenti che Eni utilizza nell'ambito delle proprie attività e men che meno sui compensi a terzi irrilevanti rispetto all'approvazione del Bilancio 2025.

## 5. Accantonamenti per rischi legali connessi al contenzioso climatico

- 5.1 Alla luce dell'ordinanza della Corte Suprema di Cassazione (Sezioni Unite) n. 13085/2024, iscritta al R.G. n. 13085/2024, quale risulta essere l'ammontare degli accantonamenti per rischi legali effettuati da Eni in relazione ai contenziosi climatici (c.d. climate litigation), attuali e potenziali, cui la società è o potrebbe essere esposta?

Si rinvia a quanto indicato nella nota n. 28 della Relazione Finanziaria Annuale "Contenziosi".

## 6. Eni e tensioni geopolitiche

- 6.1 Con riferimento a notizie relative al periodo 2024–2025, secondo cui sarebbero avvenute spedizioni di petrolio greggio verso Israele dal terminale Eni presso il porto di Taranto, Eni conferma di aver effettuato direttamente tali spedizioni ovvero di averle agevolate mediante la concessione in uso del proprio terminale?

- 6.2 Con riferimento alle suddette spedizioni di petrolio greggio verso Israele dal terminale Eni del porto di Taranto, quali procedure di due diligence sono state adottate da Eni nei confronti degli acquirenti e/o destinatari del carico, al fine di verificare l'uso finale del prodotto e di escludere il rischio di contribuire a violazioni del diritto internazionale, inclusi i crimini contro l'umanità e/o il genocidio perpetrati da Israele contro la popolazione di Gaza?

Risposte alle domande 6.1 e 6.2

Eni, tramite la sua controllata Eni Industrial Evolution, detiene la concessione del terminale petrolifero del porto di Taranto, che rappresenta un importante asset logistico per i progetti Val D'Agri, Tempa Rossa e per la raffineria di Taranto; la società fornisce servizi operativi a diversi operatori petroliferi e commerciali attraverso contratti di logistica.

Eni conferma di non aver effettuato spedizioni dal porto di Taranto, di greggi e/o prodotti di sua proprietà verso Israele nel periodo 2024/2025, e, nella sua qualità di

fornitore di servizi logistici, di non aver un ruolo nella commercializzazione, vendita o trasporto di greggio o prodotti effettuati da terzi operatori.

## **Domande presentate a nome dell'Associazione A Sud – Ecologia e Cooperazione Aps**

### **7. Basilicata**

Eni dichiara di voler perseguire il "successo sostenibile" creando valore nel lungo termine per gli azionisti, anche attraverso un'efficiente gestione dei rischi legali e reputazionali.

A tal proposito ricordiamo una vicenda che ci sembra emblematica. Il 19 febbraio 2026 la Corte d'Appello di Potenza ha emesso una sentenza di assoluzione nei confronti di Eni e dei sei dirigenti Ruggero Gheller, Enrico Trovato, Roberta Angelini, Vincenzo Lisandrelli, Nicola Allegro e Luca Bagatti in relazione al procedimento penale per traffico illecito di rifiuti al Centro Oli di Viggiano.

Tale decisione ha riformato la condanna di primo grado del 10 marzo 2021, annullando la sanzione amministrativa di 700.000 euro e la confisca di 44,2 milioni di euro, originariamente disposte dal Tribunale di Potenza. Allo stato, non essendo ancora decorsi i novanta giorni per il deposito delle motivazioni, non è dato sapere se e in quale misura la condanna di primo grado sia stata integralmente riformata con formula piena. Lo stesso impianto era stato al centro di un'inchiesta per disastro ambientale (febbraio 2017) che portò all'arresto del dirigente Enrico Trovato e a tredici indagati.

- 7.1 Alla luce di quanto precede, Eni può illustrare agli azionisti una valutazione aggiornata dei rischi legali connessi ai piani di espansione della produzione in Val d'Agri, anche in considerazione delle complesse vicende giudiziarie che hanno interessato la Società e i suoi vertici?

Le attività di Eni in Val D'Agri proseguiranno nel pieno rispetto di tutte le autorizzazioni vigenti, di quelle che eventualmente verranno emesse dagli Enti pubblici competenti nonché delle best practice internazionali, come sempre avvenuto e da ultimo evidenziato da Eni anche ai fini della recente sentenza della Corte di Appello di Potenza con cui è stata integralmente riformato il dispositivo della sentenza di primo grado ed è stata disposta l'assoluzione della società e di tutti gli imputati nel giudizio.

In particolare, chiediamo che vengano forniti i seguenti elementi:

- a) l'ammontare complessivo dei costi legali e di consulenza sostenuti da Eni per la difesa nei procedimenti penali relativi alle attività in Val d'Agri, inclusi quelli conclusi con l'assoluzione;

Eni non commenta le remunerazioni dei professionisti che assistono. Certamente i costi sostenuti per la difesa della società e dei suoi manager sono proporzionati all'attività svolta, sulla base di rapporti regolarmente contrattualizzati. Eni ricorda che ai sensi del CCNL di categoria spetta alla società farsi carico dei costi della difesa dei dipendenti.

- b) le misure di compliance e di prevenzione adottate per evitare il ripetersi di situazioni che hanno condotto, in passato, all'arresto di un dirigente Eni nell'ambito dell'inchiesta del 2017 per disastro ambientale;

I quattro serbatoi del Centro Olio Val d'Agri, oggetto dell'inchiesta nell'ambito della quale nel 2019 la Suprema Corte di Cassazione ha annullato le misure cautelari inizialmente disposte, sono tutti dotati sin dal 2017 di doppio fondo e sono oggetto di apposito programma di ispezioni e manutenzioni periodiche, in linea con la normativa di settore, oltre ad essere interessati da controlli addizionali rispetto a quanto previsto dagli standard internazionali applicabili.

Tali attività si collocano, più in generale, nell'ambito del sistema di Gestione Integrata di Asset Integrity adottato da Eni, che prevede la pianificazione e realizzazione di monitoraggi e controlli atti a garantire l'integrità dei propri asset.

c) l'elenco degli impianti (anche extra-regionali) attualmente utilizzati per il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti speciali derivanti dalle attività estrattive, con l'indicazione dei relativi codici CER, tenuto conto che nella condanna di primo grado emersero elementi relativi a presunte irregolarità nella classificazione degli stessi; La gestione di tutti i rifiuti prodotti dall'attività del Centro Olio Val D'Agri avviene nel pieno rispetto delle norme applicabili. Il Distretto Meridionale si avvale delle prestazioni della società ambientale di Eni, EniRewind, per assicurare il più corretto ciclo di invio a trattamento/smaltimento dei medesimi.

d) i volumi giornalieri medi di acque di strato reiniettate nel pozzo Costa Molina 2, nonché lo stato dell'arte delle eventuali procedure avviate da Eni per ottenere l'autorizzazione a un nuovo pozzo di reiniezione, alla luce del precedente, risalente a circa quindici anni fa, riguardante il pozzo Monte Alpi 9 OR nel territorio di Grumento Nova.

Il pozzo Costa Molina 2 riceve giornalmente poco meno di 2000 m<sup>3</sup> di acqua di strato, nel rispetto di tutti i dispositivi autorizzativi applicabili: l'iniezione avviene nel contesto di un sistema di monitoraggio in continuo di tutti i parametri. Sono allo studio ipotesi di ampliamento della capacità di reiniezione ma non sono attualmente in essere iter autorizzativi per nuovi pozzi iniettori.

7.2 Oltre 310 milioni di euro di risorse di compensazione ambientale sono disponibili per progetti di sviluppo sostenibile in Basilicata. Ad oltre due anni dalla firma, però, la loro attuazione presenta criticità. Nel frattempo, il Comitato Aria Pulita Basilicata ha contestato l'omessa pubblicazione di documenti assembleari e ha segnalato che "pendono dei processi penali" in relazione al disastro ambientale causato da Eni-Shell. Inoltre, in passato, un'ordinanza di custodia cautelare colpì l'ex sindaco di Corleto Perticara e diversi dirigenti Eni, tra cui Vincenzo Lisandrelli, Roberta Angelini, Nicola Allegro e Luca Bagatti.

Eni dichiara di sostenere una transizione energeticamente equa e di improntare la propria Corporate Governance a criteri di trasparenza.

7.2.1 Alla luce di ciò, Eni può fornire all'Assemblea dettagli più precisi sullo stato di attuazione dei progetti finanziati con le risorse di compensazione ambientale previste dagli accordi "No Oil"?

Il "Nuovo Protocollo d'Intenti della Concessione Val d'Agri" tra Eni S.p.A., Shell Italia E&P S.p.A. e la Regione Basilicata prevede misure compensative nel periodo 2020-2029 che riguardano i) la fornitura di gas proveniente dal giacimento alla Regione per un ammontare di circa 160 milioni di Sm<sup>3</sup> all'anno, ii) la corresponsione di una compensazione pari a 1,05 euro per ogni barile prodotto e iii) la realizzazione di progetti

di sviluppo nell'ambito della tutela del territorio, della transizione energetica e dello sviluppo più sostenibile. L'impegno di risorse complessivo per i Progetti è di 190 milioni di euro (115,9 milioni di euro in quota Eni), di cui 100 milioni di euro per progetti proposti e realizzati dalla Regione ("Progetti Assegnati dalla Regione") e 90 milioni di euro per progetti realizzati dai Contitolari Eni e Shell ("Progetti Realizzati dai Contitolari").

Con riferimento al punto iii) di seguito una sintesi dello stato di attuazione dei Progetti «Realizzati dai Contitolari» approvati e in corso al 31/12/2025:

- Progetto Basilicata Electric Region: firmati accordi con 51 Comuni per l'installazione di un totale di 73 infrastrutture di ricarica su 71 siti. Al 31/12/2025 sono state installate 21 infrastrutture di ricarica in 18 Comuni. Qualora risultassero importi non spesi, gli stessi saranno rimessi nella disponibilità del residuo complessivo per i Progetti di Sviluppo.
- Progetto Agri hub Basilicata: firmato Accordo di collaborazione con ALSIA Agenzia Lucana di Sviluppo e di Innovazione in Agricoltura (luglio 2023) e 2 accordi integrativi, per realizzare prove sperimentali e dimostrative per identificare colture e modalità di coltivazione più vantaggiose. Sperimentazione in corso presso le stazioni sperimentali ALSIA. Studiate 6 specie di piante oleaginose. Avviata Fase dimostrativa (maggio 2024) con 3 Avvisi pubblici ALSIA (maggio e ottobre 2024, marzo 2025) per la selezione di aziende agricole interessate alla coltivazione di girasole e di colza. Nel 2026 è previsto il lancio di un nuovo bando per lo scale-up della fase agricola propedeutica alla valutazione di fattibilità dell'Agri hub e della reale capacità di risposta della filiera agricola per le forniture di semi oleaginosi da spremere mediante l'impianto (opificio\frantoio). Per quanto riguarda la costituzione della filiera, è avvenuto il coinvolgimento delle Associazioni di categoria e sono stati finalizzati accordi con 2 Aggregatori in rete con le aziende agricole lucane.
- Progetto Basilicata Open Lab: in linea con le previsioni, sono state completate le prime due edizioni del Progetto ed è in corso la terza. È stato attivato uno Sportello virtuale (<https://basilicataopenlab.it/>) che supporta la connessione tra aziende, startup e altri stakeholder, offrendo la candidatura a percorsi formativi in aula e specifici, consultazione; eventi tematici e di networking; bandi per imprese e start-up. A gennaio 2025 è stato attivato uno Sportello fisico per fornire supporto pratico e servizi per aziende, startup e giovani, prenotabile sul portale basilicataopenlab. Nelle prime due edizioni sono stati assegnati grant a 18 aziende lucane e premiate 12 start-up; sono stati organizzati oltre 15 workshop ed eventi tematici, sono state fornite oltre 220 ore di formazione, sono stati formati oltre 150 studenti e giovani imprenditori. È attualmente in corso la terza edizione di Progetto. Tutte le informazioni sono disponibili sul sito dedicato al Progetto ([basilicataopenlab.it](https://basilicataopenlab.it/)).
- Progetto Programma Rigenerazione Urbana Sostenibile: da luglio 2023 sono state condotte attività a supporto delle strategie e dei piani di sostenibilità della Regione Basilicata, in collaborazione con i Dipartimenti Salute, politiche per la persona e PNRR, Politiche agricole e forestali e Ambiente e transizione energetica. Tra i risultati, supporto ad attività di progettazione e gestione dell'Ufficio PNRR, formazione a microimprese agricole sui temi dell'innovazione e del marketing digitale in agricoltura (formati 300 giovani); definizione di strumenti attuativi ad uso dei territori (es. Protocollo per promuovere la costituzione di Comunità Energetiche); ottenimento di finanziamenti per progetti regionali tramite partecipazione ai bandi comunitari.
- Progetto Energie Rinnovabili per la sostenibilità del settore idrico lucano: è

attualmente in corso una rimodulazione del Progetto in funzione della verifica di disponibilità delle aree per la realizzazione degli impianti e della sostenibilità delle connessioni alla rete disponibili.

- Il Progetto Produzione di Biometano da scarti agricoli è stato ritirato da Eni come d'intesa tra le Parti concordata durante la seduta del Tavolo Tecnico Permanente del 25/07/2024. Le risorse disimpegnate sono state rimesse nella disponibilità del residuo dei Progetti di Sviluppo.

7.2.2 Può indicare, per ciascun progetto, gli importi effettivamente erogati, gli interventi realizzati e le modalità di monitoraggio?

Si veda anche risposta alla domanda 7.2.1.

Il monitoraggio dello stato di attuazione delle iniziative finanziate tramite le Misure di Compensazione è svolto dal Tavolo Tecnico Permanente, strumento previsto dal Nuovo Protocollo di Intenti firmato tra Eni, Shell Italia E&P e Regione Basilicata (art. 5) composto da due membri per ciascuna Parte firmataria, e per quanto riguarda nello specifico dei Progetti di Sviluppo, dall'Accordo Progetti di Sviluppo (art. 4). In particolare, si prevede un monitoraggio al Tavolo almeno con cadenza annuale.

Il Tavolo Tecnico ha adempiuto alle funzioni previste a partire dall'approvazione dei progetti avvenuta nel giugno 2023 (progetti "Agri Hub Basilicata", "Basilicata Open Lab", "Basilicata Electric Region", "Rigenerazione Urbana Sostenibile e Produzione di Biometano da scarti agricoli") e nel novembre 2023 (progetto "Energie Rinnovabili per la sostenibilità del settore idrico lucano"). È stata effettuata attività di monitoraggio e rendicontazione nell'ambito dei seguenti incontri: Tavolo Tecnico Permanente del 25/07/2024, Tavolo Tecnico Permanente del 3/12/2025, Tavolo Tecnico Permanente del 4/02/2026. Inoltre, è stato fornito uno stato di avanzamento dei Progetti di Sviluppo agli stakeholder in occasione del Tavolo della Trasparenza Eni – Regione Basilicata del 25/03/2025.

Per ciascun incontro sono stati prodotti report sullo stato di avanzamento dei Progetti nonché delle spese effettuate.

7.2.3 Poiché l'omessa pubblicazione di documenti assembleari è stata oggetto di specifica contestazione da parte del "Comitato Aria Pulita Basilicata", chiediamo che la risposta a questa domanda sia messa a verbale e che la documentazione comprovante lo stato dei progetti di compensazione sia resa integralmente disponibile sul sito della Società, in ottemperanza al principio di trasparenza che Eni dichiara di perseguire.

Si veda anche risposta alla domanda 7.2.2.

Lo stato di avanzamento delle attività di Eni in Basilicata è disponibile sugli strumenti di comunicazione e reportistica istituzionale Eni dedicati alla Basilicata, tra cui il sito <https://www.eni.com/eni-basilicata/it-IT/home.html> e il Report Locale di Sostenibilità Eni in Basilicata.

(<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/ita/sostenibilita/2024/local-report/Eni-Local-Report-Basilicata-2024.pdf>).

## 8. Gela

Secondo i dati del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, nel 2025 la produzione nazionale di gas si è attestata a 3 miliardi e 427 milioni di metri cubi, con aumento del 16,6% rispetto alla produzione del 2024. Considerando che ad agosto 2024 è entrato in funzione il giacimento di Argo Cassiopea, si chiede di conoscere:

- 8.1 la quantità esatta di produzione di gas che Argo-Cassiopea ha garantito nel 2025; I giacimenti di Argo e Cassiopea (Concessione G.C1.AG) hanno prodotto nel 2025 un totale di 654.881 mila metri cubi di gas (fonte unmig.mase.gov.it).
- 8.2 il numero di lavoratori di Eni e il numero di lavoratori dell'indotto impiegati nel 2025 nella fase operativa di Argo-Cassiopea; I lavoratori diretti Enimed che sono impiegati nei siti operativi afferenti agli impianti di Argo-Cassiopea (onshore ed offshore) sono circa 30 mentre quelli dell'indotto sono compresi tra 100 e 150 unità operanti in modo non continuativo sugli stessi asset.
- 8.3 la quota di royalties prodotta dal giacimento nel 2025 e la sua distribuzione tra la Regione Siciliana e i Comuni di Gela, Butera e Licata. La quota di Royalties prodotta dai giacimenti corrisponde in totale al 10% della produzione come da normativa esistente, così suddivisi:
- 3% di pertinenza del Ministero dell'Ambiente e Sicurezza Energetica come "Fondo Ambiente e Sicurezza";
  - 7% suddiviso in 45% di pertinenza statale e 55% di pertinenza della Regione Siciliana. Come per tutti i giacimenti sulla piattaforma continentale non ci sono versamenti diretti ai comuni ma la Regione può versare una parte del contributo di sua spettanza ai comuni interessati attraverso accordi regionali.
- 8.4 Dopo il ripristino nell'agosto 2025 del secondo permesso di ricerca, in un'area attigua ad Argo-Cassiopea, si prevede un'ulteriore produzione nel Canale di Sicilia di 1,7 miliardi di metri cubi di gas: Eni è interessata a questa ulteriore produzione di gas e, se sì, in che termini? Eni è interessata allo sviluppo completo delle risorse presenti nelle concessioni e permessi di ricerca del Canale di Sicilia, come richiesto dalla normativa mineraria e dagli obblighi in capo al titolare.
- 8.5 Secondo una notizia pubblicata a fine gennaio 2026 dal sito Staffetta Quotidiana, la società Energean - socia di Eni nel giacimento Argo-Cassiopea - avrebbe avviato un arbitrato dopo l'avvio della produzione di gas nel sito siciliano. Pare, infatti, che dopo l'avvio a fine 2024, Argo-Cassiopea avrebbe avuto un declino verticale della produzione, tanto che il giacimento avrebbe già visto una svalutazione di oltre 300 milioni per, appunto, una produzione sotto le attese, con una revisione al ribasso delle riserve 2P (provate+probabili) dell'85%. Eni conferma questa notizia e questi dati? Alla luce di questa nuova prospettiva, quale sarebbe il periodo di vita utile del giacimento? Il 6 giugno 2025 Eni (Enimed) ha depositato una richiesta di arbitrato nei confronti di Energean che non ha corrisposto parte della propria quota di finanziamento del progetto. Per quanto riguarda la riduzione delle riserve e la conseguente svalutazione dell'asset, Energean ha riportato la propria valutazione. Eni conta di cogliere tutte le opportunità di valorizzazione delle risorse traguardando la scadenza della concessione prevista a ottobre 2034 e oltre.

- 8.6 Negli scorsi giorni i sindacati confederali hanno lanciato l'allarme sul possibile trasferimento del Safety Competence Center di Gela, la struttura finalizzata alla formazione sulla sicurezza, a distanza di 12 anni dagli accordi di riconversione dell'ex raffineria nell'attuale bioraffineria.

Scrivono le segreterie provinciali di Filctem-Cgil, Femca-Cisl e Uiltec che "il quadro generale che emerge delinea una condotta aziendale in contrasto con gli accordi di relazioni industriali sottoscritte negli anni passati, che sottende la volontà da parte dell'azienda di procedere unilateralmente, eludendo il confronto sindacale".

Il riferimento dei sindacati agli accordi di riconversione del 2014 è prezioso perché dopo più di 10 anni gli unici impianti in funzione sono quelli utili all'azienda, cioè la bioraffineria e il gasdotto Argo-Cassiopea. Altri progetti sperimentali che invece avrebbero portato qualche beneficio al territorio si sono invece rivelati fallimentari, come la produzione di lattici partendo dalla coltivazione della pianta del guayule e l'impianto waste to fuel per trasformare i rifiuti urbani in biocarburanti.

- 8.6.1 Quali sono i motivi dei fallimenti dei progetti sperimentali?

I progetti sperimentali servono per valutare la bontà di una idea per decidere se passare agli step industriali successivi. Nel caso del waste to fuel, la fase pilota di Gela è servita a validare la tecnologia, l'estensione industriale è valutata caso per caso, in funzione della sostenibilità economico ambientale complessiva.

L'iniziativa per la produzione di lattici naturali partendo dalla pianta del Guayule, all'interno del protocollo Gela, è stata sviluppata secondo le 2 direttrici previste: implementazione di una filiera agricola dimostrativa per verificare la risposta della coltivazione alle condizioni pedo-climatiche del territorio locale e studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto industriale per l'estrazione dei lattici.

Il protocollo agronomico è stato sviluppato negli anni 2015-2020 fino alla scala dimostrativa (alcuni ettari) con il coinvolgimento della Regione Siciliana (attraverso l'ESA), UNIPA e CREA e la sua applicazione ha evidenziato prestazioni della pianta inferiori rispetto all'atteso in termini di resa/ettaro a prodotti utili a causa delle condizioni climatiche presenti.

Lo studio di fattibilità per l'impianto è stato sviluppato con il supporto della società specializzata Amec Foster Wheeler prevedendo, oltre all'installazione di un impianto per la produzione di 5.000 ton/anno di lattice, anche un sostanziale revamping della sezione di trattamento acque esistente, che risultava necessario per la gestione dei reflui ad alto carico organico generati. Il costo del revamping dell'impianto trattamento acque determinava un raddoppio del costo di investimento rispetto a quanto stimato in altre aree geografiche extra EU (contesto legislativo penalizzante per acque industriali).

L'iniziativa industriale è stata messa in stand-by nel dicembre del 2015 a seguito valutazione tecnico-economica dedicata che ha determinato una redditività inferiore rispetto al target richiesto per l'approvazione del progetto (Hurdle-Rate).

- 8.6.2 Quanto sono costati complessivamente i progetti sperimentali in questione?

In merito agli investimenti sui progetti, le informazioni non sono direttamente divulgabili, considerando che possono essere tecnologie proprietarie e brevettate, a volte inserite in programmi di ricerca e innovazione più ampi e tutelati sotto il profilo competitivo. Si riporta comunque che per la realizzazione e lo sviluppo dei progetti in questione Eni ha investito un importo dell'ordine di alcuni milioni di euro.

Chiediamo inoltre:

- 8.6.3 Eni è veramente intenzionata a trasferire la sede del Safety Competence Center?  
Nessuna azione è pianificata
- 8.6.4 Cosa ne è stato dell'applicazione del protocollo d'intesa del 6 novembre 2014 sulla riconversione dell'ex raffineria in merito ai punti 3.5. (risanamento ambientale), 3.6. (studio di fattibilità per una possibile base logistica per la distribuzione di GNL)?  
Nell'ambito del progetto di risanamento ambientale è stato predisposto un piano di Messa in Sicurezza Operativa (MISO) dell'intero sito [ancora in fase di autorizzazione Ministeriale dopo la presentazione a maggio 23 del progetto che recepisce le prescrizioni] e sono in corso vari interventi relativi sia alla falda che ad aree specifiche. Per lo studio GNL citato al 3.6 stiamo cercando chi ha informazioni.  
Per quanto riguarda le aree liberate che possono accogliere nuovi progetti sono state predisposte azioni che ne consentano la realizzazione senza interferire con il progetto di MISO (es. e parco coke isola 29 per installazione impianto fotovoltaico).  
Petroltecnica, adesso Si Rigenera, per la rigenerazione – bonifica di terre da scavo; Biotecna per l'allevamento di crostacei dedicati al Pet Food e Depuracque per il trattamento di acque boriche, sono esempi di coinsediate attive a valle dell'accordo 2014.
- 8.6.5 A che punto è il programma di smantellamento delle aree industriali di tutte le aree in disuso del sito industriale e la loro restituzione a nuove funzioni, firmato nel 2019 dall'ad Claudio Descalzi e dall'ex ministro Sergio Costa?  
L'Accordo del 2019 prevede il decommissioning delle unità non coinvolte nel progetto di conversione nei dieci anni successivi.  
Tutte le attività sono state progettate, molte sono già concluse o in avanzato stato di realizzazione e per le restanti sono in corso le gare di appalto, si prevede quindi il completamento entro il 2029.  
Nel mentre in alcune aree liberate sono già presenti aziende terze quali:
- Si Rigenera (ex Petroltecnica) che si occupa di rigenerazione e bonifica terre da scavo
  - Biotecna per l'allevamento di crostacei dedicati al Pet Food
  - Depuracque per il trattamento di acque boriche
- Inoltre anche altri progetti per utilizzare le aree provenienti dal decommissioning, soprattutto legati alla transizione energetica, sono in verifica preliminare.
- 8.7 Nel 2025 l'amministrazione comunale di Gela ha avviato una precisa richiesta di compensazioni economiche rispetto al gasdotto Greenstream, che dal 2005 porta il gas dalla Libia all'Italia attraverso, appunto, l'approdo a Gela.
- 8.7.1 A che punto sono le interlocuzioni dell'azienda con il Comune? Eni ha intenzione di offrire adeguate compensazioni, dopo più di 20 anni di flussi di gas dalla Libia senza alcun corrispettivo economico per il territorio?  
Eni non ha in corso interlocuzioni con il Comune di Gela in relazione all'approdo costiero del gasdotto Greenstream. Le ultime interlocuzioni con Enti pubblici sono state quelle intercorse con la Regione Sicilia per la valutazione di incidenza ambientale

(VINCA) per un progetto di ammodernamento del Terminale di Gela, chiesta da Greenstream alla Regione Sicilia nel novembre 2024 e da questa rilasciata nell'ottobre 2025.

- 8.7.2 Analoga questione, tra l'altro, è stata sollevata negli scorsi anni dal Comune di Mazara del Vallo: a che punto è l'interlocuzione sul gasdotto TransMed?  
Eni non ha in corso interlocuzioni con il Comune di Mazara in relazione all'approdo costiero del gasdotto transmediterraneo. Le ultime interlocuzioni con Enti pubblici sono state quelle intercorse con la Capitaneria di Porto di Mazara del Vallo nell'ambito del rinnovo della Concessione Demaniale Marittima, che è stata rilasciata a fine 2016 con validità fino al 2039.

## 9. Ravenna

Il progetto Ravenna CCS, sviluppato da Eni in partnership con Snam, prevede lo stoccaggio di anidride carbonica in giacimenti off-shore di gas naturale depleti. Come noto, la Società ha avviato la Fase 1 del progetto nel settembre 2024, con l'obiettivo di raggiungere una capacità di stoccaggio di 4 milioni di tonnellate annue entro il 2030 e fino a 16 milioni di tonnellate annue successivamente, utilizzando riserve la cui capacità totale è stimata in oltre 500 milioni di tonnellate. Tuttavia l'iniezione di CO<sub>2</sub> in formazioni geologiche già interessate da pregresse attività estrattive solleva criticità scientificamente documentate, in particolare per quanto riguarda la pressione di poro, la sismicità indotta e il rischio di fughe lungo le interfacce dei pozzi o attraverso faglie preesistenti.

Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, con Comunicato Dirigenziale del 28 giugno 2024, ha prescritto alla Società l'adozione di un Documento di Gestione Operativa del Monitoraggio (DGOM) specifico per la sismicità e le deformazioni del suolo. Parallelamente, il CNR, attraverso il progetto GAS Store (GASTONE), è stato incaricato da Eni di monitorare gli impatti ambientali marini, con una durata prevista fino al 31 ottobre 2026 e un budget complessivo di 9 milioni di euro.

Alla luce di ciò, chiediamo di illustrare agli azionisti:

- 9.1 quali sono i risultati preliminari del monitoraggio sismico e delle pressioni di poro relativi alla Fase 1 del progetto Ravenna CCS, e se siano state rilevate anomalie o micro-sismicità indotta attribuibili all'iniezione;  
Le attività di monitoraggio del progetto Ravenna CCS fase 1 non hanno evidenziato alcuna anomalia sismica, micro-sismica o relativa alle pressioni di poro, come certificato nella relazione semestrale del dicembre 2025 di INGV, ente proposto alla verifica dell'attuazione del piano di monitoraggio.
- 9.2 quali sono le garanzie contrattuali e tecniche che Eni offre agli azionisti e alle comunità locali in merito alla tenuta a lungo termine dei pozzi depleti, considerato il rischio di rilascio di CO<sub>2</sub> in atmosfera o in falda;  
I giacimenti a gas esauriti sono siti geologicamente sicuri e ideali per lo stoccaggio permanente della CO<sub>2</sub>, come dimostrato dalla loro capacità di trattenere gas naturale per milioni di anni. In questo contesto la sicurezza è ulteriormente assicurata da un

rigoroso processo di selezione ed autorizzazione da parte delle Autorità competenti basato su studi approfonditi sugli impatti dell'iniezione di CO<sub>2</sub>, condotti con metodologie riconosciute a livello internazionale. Per tali studi, Eni si avvale della propria esperienza pluridecennale e dell'uso di supercalcolatori. In conformità alla normativa nazionale ed europea, la Joint-Venture Eni-Snam resta responsabile della sicurezza e dell'integrità dei pozzi e dei siti di stoccaggio nelle fasi operative e post-operative, supportata da garanzie finanziarie dedicate.

- 9.3 se il CNR abbia già trasmesso alla Società report periodici sull'impatto dell'attività di stoccaggio sull'ecosistema marino, e se tali report siano stati messi a disposizione del pubblico in ottemperanza ai principi di trasparenza.

CNR ha trasmesso ad Eni tutti i report periodici previsti dal piano di monitoraggio di Ravenna CCS fase 1. Questi hanno evidenziato come nessuno dei parametri ambientali oggetto del monitoraggio indichi possibili impatti sull'ambiente dovuti alle attività di iniezione, con fluttuazioni dei diversi parametri compatibili con la naturale variabilità stagionale e le caratteristiche dell'area. Le relazioni sono state trasmesse agli enti competenti come previsto dal D.M. 26/01/2023.

- 9.4 Il progetto Ravenna CCS prevede, nelle fasi di sviluppo, la realizzazione di una rete di pipeline onshore e offshore per il trasporto di CO<sub>2</sub>, inclusa una piattaforma logistica nel polo industriale ravennate in grado di ricevere CO<sub>2</sub> liquida via nave, rotaia e gomma. Tale infrastruttura è analoga, per tipologia e scala, a quella operante negli Stati Uniti, dove la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) ha registrato 121 incidenti su pipeline di CO<sub>2</sub> nel periodo 1994-2024, con un rilascio complessivo di 19.717 tonnellate di CO<sub>2</sub> e danni economici per 6,96 milioni di dollari. L'analisi degli incidenti, presentata al World CCUS Conference del settembre 2025, evidenzia che i sistemi di rilevamento SCADA hanno individuato solo il 20,3% degli eventi, e che le valvole e le saldature circonferenziali rappresentano i punti di maggior debolezza strutturale. In particolare, l'incidente di Satartia (Mississippi, 2020) ha causato il ricovero di 45 persone, e la società Denbury (oggi di proprietà di ExxonMobil) è stata sanzionata per oltre 2,4 milioni di dollari per aver ostacolato le ispezioni federali durante la sostituzione del tratto di condotta danneggiato.

Alla luce di tali evidenze, chiediamo a Eni:

- 9.4.1 quali misure di sicurezza ingegneristica e di monitoraggio in tempo reale (incluse tecnologie di rilevamento avanzate, come fibre ottiche e intelligenza artificiale, già sperimentate in Fase 1) saranno adottate nella rete di trasporto CO<sub>2</sub> di Eni per prevenire incidenti analoghi a quelli statunitensi?

PHMSA ha verificato che l'incidente di Satartia è stato causato da una frana che ha danneggiato la condotta e non ad un difetto della stessa. L'analisi del PHMSA dimostra, inoltre, che il trasporto della CO<sub>2</sub> è estremamente sicuro, con livelli di perdita (0,0026% dei volumi trasportati all'anno) persino inferiori a quelli già molto bassi del gas naturale (0,008%). In Italia, questo elevato standard è ulteriormente rafforzato da norme tecniche particolarmente stringenti che richiedono studi approfonditi e rigorosi ed un piano di monitoraggio in operam per l'ottenimento delle autorizzazioni. In aggiunta, il trasporto avviene in fase gassosa, e quindi a pressioni molto più basse di quella negli USA, aumentando ulteriormente la sicurezza del trasporto. Snam, responsabile della progettazione e dell'esercizio della rete di trasporto onshore ha ottenuto il decreto positivo di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA).

- 9.4.2 se la Società abbia effettuato una valutazione quantitativa dei rischi (QRA) per la popolazione residente lungo il tracciato delle pipeline previste, e se tale valutazione sia stata condivisa con le autorità competenti e con i Comuni interessati;  
[Si veda risposta a 9.4.1 in merito all'ottenimento della VIA da parte di SNAM.](#)
- 9.4.3 se Eni intenda adottare standard di saldatura e ispezione più restrittivi di quelli minimi di legge, alla luce dei dati PHMSA che indicano le saldature come causa primaria di rilascio.  
[Si veda risposta a 9.4.1 in merito all'ottenimento della VIA da parte di SNAM.](#)
- 9.5 A distanza di quasi due anni dall'avvio del progetto sperimentale dell'impianto Ravenna CCS, per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica in quello che dovrebbe diventare, con la successiva fase industriale, il più grande impianto CCS al mondo, non è ancora chiara la ripartizione esatta tra fondi privati, fondi pubblici italiani e fondi pubblici europei per la realizzazione del progetto. Ecco perché si chiede, in relazione al progetto AdriatiCO2 promosso da Marcegaglia, beneficiario di oltre 31 milioni di euro dall'Innovation Fund:
- 9.5.1 qual è il ruolo operativo e contrattuale di Eni come "third project party" per la componente di trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>?  
[Eni, assieme al partner Snam, offre con il progetto Ravenna CCS servizi di trasporto e stoccaggio sulla base di accordi contrattuali separati con i potenziali emettitori, tra i quali il progetto di cattura AdriatiCO2 di Marcegaglia. I finanziamenti Innovation Fund riguardano solo il progetto di cattura AdriatiCO2 di Marcegaglia.](#)
- 9.5.2 Eni riceverà una quota diretta o indiretta dei finanziamenti europei assegnati al progetto? Se sì, attraverso quali meccanismi?  
[Eni non riceverà alcuna quota diretta o indiretta dei finanziamenti europei assegnati al progetto AdriatiCO2.](#)
- 9.5.3 che tipo di supporto tecnico e industriale fornisce Eni (trasporto, stoccaggio, gestione dei siti, responsabilità a lungo termine)?  
[Si veda risposta alla domanda 9.5.1.](#)
- 9.5.4 il progetto AdriatiCO2 è realizzabile autonomamente o è completamente o parzialmente dipendente dallo sviluppo e dalla tempistica del progetto CCS di Ravenna?  
[Si veda risposta alla domanda 9.5.7.](#)

Nello studio preliminare di Marcegaglia Ravenna per Adriatico Co2 si riporta che "per le rispettive componenti del progetto Eni e Snam Rete Gas sono attualmente in corso gli iter di Valutazione di Impatto Ambientale. Il progetto Ravenna CCS Fase 2 è strettamente connesso all'iniziativa parallela promossa dalla società Snam S.p.A, relativa allo sviluppo di una rete di trasporto onshore della CO2. Per tale infrastruttura, la società ha già depositato istanza di Valutazione di Impatto Ambientale in data 9 luglio 2024.

Considerato che: il progetto Ravenna CCS è ancora in fase iniziale/sperimentale e che per la cosiddetta Fase 2 (iniezione fino a 4 Mt di CO<sub>2</sub> entro il 2030) non risulta avviata alcuna procedura di VIA per il sito di stoccaggio presso il MASE,

- 9.5.5 quali sono le tempistiche realistiche di autorizzazione dell'infrastruttura CCS da cui il progetto dipende?  
Si veda risposta alla domanda 9.5.6.
- 9.5.6 Qual è lo stato attuale degli iter di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) in corso per le componenti di competenza Eni?  
Nell'ambito dell'iter autorizzativo avviato a giugno 2025, la presentazione della VIA è prevista entro il primo semestre 2026.
- 9.5.7 È corretto affermare che, allo stato attuale, il progetto AdriatiCO2 non è autonomamente realizzabile senza un'infrastruttura CCS che non è ancora autorizzata?  
AdriatiCO2 è un progetto di cattura industriale concepito per operare all'interno di una filiera CCS integrata. Come per tutti i progetti di questo tipo, le sue tempistiche di sviluppo sono allineate con la disponibilità di infrastrutture di trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>.

## 10. Mantova

In relazione all'impianto pilota di riciclo chimico avviato a Mantova da Versalis, che utilizza la tecnologia "Hoop" sviluppata con S.R.S. e finanziato anche dall'Unione Europea tramite Innovation Fund, si chiede di condividere con gli azionisti alcune informazioni:

- 10.1 come verrà utilizzata la R-nafta (R-oil) prodotta dall'impianto?  
Il R oil (Hoop Oil) prodotto dall'impianto pilota di riciclo chimico Hoop® di Mantova è destinata a essere utilizzato come materia prima seconda (feedstock circolare) nei processi chimici per la produzione di nuovi polimeri, in sostituzione parziale della nafta vergine di origine fossile.  
Coerentemente con la strategia di Versalis ed Eni sulla circolarità delle plastiche, la R nafta consente di chiudere il ciclo del carbonio trasformando rifiuti plastici misti non riciclabili meccanicamente in nuovi monomeri e polimeri con prestazioni equivalenti a quelli tradizionali, contribuendo in modo significativo alla riduzione delle emissioni di gas serra lungo il ciclo di vita del prodotto.
- 10.2 Sarà impiegata in impianti interni di Eni o venduta a terzi? Ci sono già contratti stipulati e/o manifestazioni di interesse?  
L'impianto di Mantova ha natura pilota e dimostrativa; pertanto l'utilizzo dell'Hoop Oil prodotto è principalmente orientato a:
- validare la qualità del feedstock circolare,
  - testarne l'integrazione nei processi industriali,
  - supportare l'evoluzione industriale della tecnologia Hoop®.
- In linea con l'integrazione di filiera che caratterizza il modello industriale Eni-Versalis, la priorità è l'impiego interno presso impianti del Gruppo, nell'ambito delle piattaforme chimiche e petrolchimiche compatibili con feedstock circolari.

Per quel che attiene all'impiego in impianti all'esterno di Versalis, vi sono già manifestazioni di interesse commerciale che rientrano nel normale dialogo industriale e di mercato tipico delle fasi di sviluppo e dimostrazione tecnologica, ma non sono state formalizzate in accordi annunciati pubblicamente.

In entrambi i casi l'impiego del' Hoop Oil sarà all'interno di processi chimici esistenti per la produzione di nuovi monomeri e polimeri.

- 10.3 Esistono accordi già definiti per garantire un flusso stabile di approvvigionamento del feedstock necessario alla produzione della R-nafta? Chi sarà il fornitore di Versalis per il progetto di Mantova?

La tecnologia Hoop® è progettata per trattare plastiche miste post-consumo da raccolta differenziata domestica, tipicamente appartenenti ad una frazione che non può essere avviata a riciclo meccanico e che oggi costituisce una delle principali criticità del sistema di gestione dei rifiuti plastici.

Al fine di garantire le necessarie quantità di materia prima seconda nelle fasi di testing della tecnologia è stato sottoscritto un contratto con un primario attore italiano della filiera del waste management e riciclo, tra quelli già ampiamente testati durante le fasi di laboratorio. Tuttavia, per questa prima fase si è deciso di non stipulare accordi di lungo termine coerentemente con la natura dimostrativa del progetto, che ha anche l'obiettivo di testare la robustezza della tecnologia rispetto a feedstock eterogenei e a flussi di approvvigionamento variabili, in vista di un futuro scale-up industriale.

## 11. Priolo

Nell'ottobre 2025 Eni ha annunciato l'avvio dell'iter autorizzativo per la Valutazione di Impatto Ambientale per la trasformazione del sito industriale di Priolo, in Sicilia, per realizzare una bioraffineria e un impianto di riciclo chimico delle plastiche con tecnologia Hoop® di Versalis.

A tal proposito si chiede di rispondere ai seguenti quesiti:

- 11.1 come si integra questo investimento con la prevista chiusura degli impianti di cracking a Brindisi?

L'investimento a Priolo è parte integrante di una strategia nazionale che prevede la dismissione definitiva della chimica di base da fonti fossili (cracking di Brindisi e Priolo) per concentrarsi su produzioni a basso impatto.

Mentre a Brindisi la chiusura dello steam-cracking ha lasciato spazio a nuovi progetti legati agli accumulatori stazionari, Priolo diventerà l'hub principale per la bioraffinazione e il riciclo chimico.

- 11.2 chi sarà il fornitore di feedstock di Versalis per il progetto di Priolo?

La strategia di approvvigionamento si divide tra i due nuovi impianti:

- Bioraffineria: Eni ha siglato una partnership strategica con Q8 Italia (Kuwait Petroleum International), che agirà come partner paritetico e fornitore chiave di materie prime insieme ad Enilive. Il feedstock sarà costituito da scarti, residui dell'industria agroalimentare e oli vegetali non in competizione con la filiera alimentare.
- Riciclo Chimico (Hoop®): Il fornitore sarà principalmente la filiera nazionale di selezione e riciclo, che fornirà plastiche miste da imballaggio non riciclabili

meccanicamente.

- 11.3 perchè Eni ha richiesto l'autorizzazione di VIA dell'impianto di riciclo chimico di Priolo nella stessa area industriale e nello stesso perimetro della raffineria di Priolo? Che relazione c'è tra la bioraffineria e l'impianto di riciclo di materie plastiche HOOP® di Priolo?

La scelta di richiedere la VIA all'interno del perimetro esistente della raffineria di Priolo risponde a precise logiche di simbiosi industriale:

- Riutilizzo di Infrastrutture: I nuovi impianti sorgeranno sulle aree liberate dallo smantellamento dello steam-cracker Versalis, sfruttando serbatoi, sistemi ausiliari, logistica e banchine già esistenti (Brownfield).
- Semplificazione Normativa: Operare all'interno di un'area industriale già infrastrutturata e soggetta a bonifiche (coordinate da EniRewind) riduce il consumo di suolo vergine.
- Velocizzazione degli iter di permitting.
- Ri-Utilizzo del know how industriale di Versalis in un'ottica di trasformazione del sito in hub-energetico.

Relazione tra Bioraffineria e Hoop®:

- Integrazione Energetica: La bioraffineria e l'impianto Hoop® sono progettati per massimizzare le sinergie, condividendo le utilities, ottimizzando i consumi energetici del sito e riducendo, infine, le OPEX.
- Complementarità Produttiva: L'impianto Hoop® produce un olio di pirolisi (R-Oil) che può essere utilizzato per generare nuovi polimeri identici ai vergini, oltre a potenziale uso nell'industria della raffinazione, mentre la bioraffineria trasforma biomasse in biocarburanti HVO e SAF. Entrambi mirano a sostituire le materie prime di origine fossile precedentemente lavorate nello stabilimento.

## 12. Livorno

A febbraio 2022 l'Azienda Servizi Ambientali di Livorno ha firmato un contratto con Eni per l'acquisto di aree in via Enriques, di 52.000 metri quadrati di superficie, da utilizzare per lo spostamento dell'impianto di depurazione della città toscana. La prima fase del progetto (da 10 milioni di euro) prevedeva la realizzazione di un primo nuovo depuratore da 30.000 abitanti equivalenti totali nelle aree acquistate da Eni. La progettazione definitiva sarebbe dovuta avvenire nel corso del 2022, l'avvio del cantiere nel 2023 e la messa in esercizio sarebbe dovuta scattare a partire dal 2025. Ci sono però alcuni punti che non tornano e sui quali si chiede a Eni di fare chiarezza:

- 12.1 Eni conferma l'acquisto da parte di ASA? Ci sono state variazioni nell'accordo?  
ASA non ha ancora acquistato i terreni, il contratto citato è solo un preliminare di acquisto, peraltro ormai scaduto.
- 12.2 Perché il depuratore non è stato realizzato? Sarebbe possibile sapere in che fase di attuazione del progetto siamo?  
Il progetto è sviluppato da ASA, Eni non è coinvolta nell'attività, inclusi i relativi iter autorizzativi.

- 12.3 ASA afferma di essere in contatto con Eni per rinnovare l'atto preliminare di acquisto. In cosa consistono le condizioni di rinnovo?  
Si confermano i contatti con ASA per il rinnovo dell'atto preliminare di acquisto.  
Non risultano al momento motivi ostativi al rinnovo richiesto; ad entrambe le parti sono, però, necessari i tempi tecnici per le dovute verifiche ed autorizzazioni.
- 12.4 Nell'ambito del SIN Livorno, il progetto di bioraffineria di Eni e il nuovo depuratore promosso da ASA Livorno sono stati sottoposti a prescrizioni condivise per la riduzione del rischio di incidente rilevante. A che punto è attualmente la procedura istruttoria presso il MASE relativa alla compatibilità tra impianti esistenti e futuri della bioraffineria e perimetro del SIN?  
Nello sviluppo del progetto bioraffineria sono state ricevute prescrizioni in ambito rischio di incidente rilevante (RIR) a cui Eni ha ottemperato a livello di progetto ed ottempererà nella fase di esercizio degli impianti.  
Non sono note eventuali prescrizioni di ambito RIR in capo ad ASA (in quanto, come sopra ricordato, il progetto è sviluppato da ASA ed Eni non è coinvolta).  
La compatibilità ambientale del progetto di realizzazione della bioraffineria all'interno dell'esistente raffineria di Livorno è stata valutata positivamente dal MASE con l'emissione del relativo Decreto VIA.  
Per quanto invece riguarda gli adempimenti connessi al fatto che lo stabilimento ricade all'interno del "SIN (Sito di Interesse Nazionale) di Livorno" si può fare riferimento al successivo punto 15.1.
- 12.5 A che punto è la messa in funzione della bioraffineria di Livorno? Si chiede di indicare da quali aree geografiche è previsto l'approvvigionamento delle materie prime (feedstock) per la bioraffineria:  
Italia/UE  
Paesi extra-UE  
Si chiede inoltre di indicare la ripartizione percentuale prevista per origine geografica e tipologia di materia prima.  
L'entrata in esercizio della bioraffineria è prevista entro fine 2026.

### 13. Taranto

- 13.1 Eni prevede forniture per la futura nave rigassificatrice di Taranto, attualmente in fase di Valutazione di Impatto Ambientale?  
Eni valuta costantemente opportunità di mercato, all'interno della gestione del proprio portafoglio commerciale.
- 13.2 Risulta ancora attuale la richiesta avanzata da Claudio Descalzi nel dicembre 2022 della necessità di avere due ulteriori rigassificatori a Porto Empedocle e Gioia Tauro?  
Premesso che nel corso degli ultimi quattro anni gli scenari geopolitici, energetici e legati al mercato del gas sono significativamente cambiati, Eni rimane in generale convinta che la diversificazione delle fonti, delle vie di approvvigionamento e la ridondanza infrastrutturale siano condizioni fondamentali per la sicurezza energetica e la competitività del sistema.

## 14. Pavia

L'1 aprile 2026 Eni e la Banca Europea per gli Investimenti hanno annunciato un nuovo finanziamento da 500 milioni di euro a 15 anni per la conversione di alcune unità della raffineria Eni di Sannazzaro de' Burgondi (Pavia) in bioraffineria. Si tratta dello stesso importo che Eni e BEI avevano stabilito a luglio 2025 per la bioraffineria di Livorno. La differenza, almeno a una prima valutazione, è che nel caso di Sannazzaro il finanziamento va un impianto ancora da costruire. Ma a Pavia restano alcune domande, a cui i comunicati stampa e le comunicazioni unidirezionali dell'azienda non rispondono:

- 14.1 da dove arriveranno le materie prime che saranno trattate negli impianti locali?  
Ci aspettiamo una distribuzione della tipologia e provenienza dei feedstock simile a quella delle bioraffinerie attuali
- 14.2 Quanti di questi materiali saranno davvero prodotti di scarto?  
La maggior parte
- 14.3 E' vero che tra le produzioni principali resta quella del cherosene?  
Sì tra le produzioni principali resta quella BioJet
- 14.4 Sono previsti licenziamenti o ricorsi agli ammortizzatori sociali?  
No.
- 14.5 Cosa intende fare Eni di fronte all'inevitabile difficoltà delle aziende dell'indotto, come già accaduto a Gela e Livorno?  
Il tema non si pone sul sito di Sannazaro in considerazione del fatto che le parti interessate dalla conversione saranno costruite, per la prima volta, senza lo stop degli impianti tradizionali che proseguiranno nella loro marcia e pertanto non sono previsti decrementi di attività manutentive/indotto. Per la precisione non sono previste neppure ricadute negative per l'indotto a Livorno come precisato in più occasioni con gli stakeholder nazionali e locali.
- 14.6 Che dialogo c'è stato con il territorio rispetto all'impianto e che dialogo si prevede ora che ne è stato annunciato il finanziamento?  
Le OOSS, sia a livello nazionale che locale, sono state costantemente informate dei progetti in corso e vengono coinvolte in ogni fase del processo. Inoltre, è stato istituito un Protocollo tra Eni e Regione Lombardia, per collaborare in modo strutturato su temi specifici quali: ambiente, mobilità sostenibile, innovazione tecnologica, economia circolare e formazione.  
Gli ambiti riguardano infatti le bonifiche e il risanamento ambientale, ricerca e innovazione, la mobilità sostenibile, la decarbonizzazione e alle politiche climatiche, e infine l'economia circolare e la formazione. L'accordo coinvolge vari assessorati della Regione Lombardia, a dimostrazione della sua natura trasversale."
- 14.7 A fronte del master Medea, il primo esempio di formazione post-universitaria in Italia e condotto dalla Scuola Mattei, quali sono gli altri progetti supportati da Eni all'interno dell'Università di Pavia?  
Eni Corporate University e l'Università di Pavia collaborano allo svolgimento di attività

di docenza a favore della L.N. Gumilyov Eurasian National University (ENU) del Kazakhstan, nell'ambito del Master in Green Energy Technologies, primo programma accademico nel Paese dedicato alle energie rinnovabili. In tale contesto, l'Ateneo pavese è impegnato nell'erogazione del corso "Technical and Economic Aspects of Grid Integration" destinato agli studenti del Master.

Nel quadro delle collaborazioni con l'Università di Pavia si inseriscono inoltre i progetti "Future Builders", "Elite Program" e "Post Graduate Opportunities", rivolti complessivamente a 24 studenti iracheni iscritti ai corsi di laurea in Ingegneria, Economia e Giurisprudenza. Gli studenti beneficiari sono supportati da una borsa di studio Eni per l'intera durata del percorso formativo a Pavia.

È inoltre attiva una collaborazione che consente agli specializzandi della Scuola di Specializzazione in Igiene e Medicina Preventiva dell'Università di Pavia di usufruire delle strutture mediche aziendali per esigenze didattico-formative.

Infine, con l'Università di Pavia è in vigore una convenzione stage che permette agli studenti dell'Ateneo di svolgere tirocini curriculari presso le strutture aziendali, finalizzati all'ottenimento di crediti formativi e/o alla realizzazione della tesi di laurea.

## 15. Bonifiche

- 15.1 Si chiede di conoscere lo stato attuale delle bonifiche (fine 2025) sul triangolo Livorno, Stagno e Collesalveti, su Gela e su Crotone. Si tratta di territori tra i più complessi e problematici a livello italiano ed europeo, sui quali la popolazione denuncia una mancanza di chiarezza a fronte di riconversioni industriali avvenute o in corso d'opera.

### Livorno

sito di Livorno è attiva una Messa in Sicurezza Operativa autorizzata dal MASE consistente in un barriera idraulico per successivo trattamento in sito delle acque emunte.

Nell'ambito dei lavori di riconversione a bioraffineria, Eni Rewind ha gestito circa 180 mila tonnellate di materiale, prevalentemente terre e rocce da scavo, conferite in impianti esterni di smaltimento/recupero con costo di ca 40 M€ di cui 33 nel 2025.

### Gela

Nel sito di Gela, Eni ha speso ad oggi circa 1.240 milioni di euro dal 2001, di cui 90 nel 2025, in attività di risanamento ambientale, per la messa in sicurezza d'emergenza e permanente di specifiche aree, la bonifica della falda attraverso la barriera e l'impianto di trattamento delle acque (TAF), la bonifica dei suoli e la demolizione di ex impianti, capannoni e edifici dismessi.

Gli interventi di bonifica dei suoli e della falda, autorizzati dal Ministero dell'Ambiente, sono in parte completati e in parte in corso. Per la falda è in esecuzione il progetto di bonifica autorizzato; per i suoli, a seguito delle attività di caratterizzazione, alcune aree non hanno richiesto interventi, altre sono già state bonificate e le restanti sono in corso di risanamento. Gli interventi messi in atto hanno contemplato la messa in sicurezza permanente e l'impermeabilizzazione di alcune aree, oltre all'installazione dei sistemi di bonifica Multi Phase Extraction (MPE) per il recupero degli idrocarburi da suolo e falda, il cui esercizio è stato autorizzato a fine 2025. Sull'ex discarica fosfogessi ISAF, già oggetto di messa in sicurezza permanente, è inoltre operativo un parco fotovoltaico da 5 MW. A ciò si aggiungono le attività di Messa in Sicurezza Operativa nelle aree della Bioraffineria in esercizio, consistenti in scavi mirati, impermeabilizzazioni e tecnologie in situ quali MPE e Soil Vapour Extraction.

Nell'ambito della riconversione industriale del sito, la società sta eseguendo le

demolizioni degli ex impianti della raffineria previste dal Protocollo d'Intesa siglato nel 2019 da Eni e il Ministero dell'ambiente, con completamento stimato entro il 2029.

### **Crotone**

Per gli interventi ambientali del sito di Crotone, contaminato dalle storiche attività industriali precedenti al conferimento nel Gruppo Eni avvenuto a inizio anni Novanta, Eni Rewind ha sostenuto una spesa di circa 250 milioni di € di cui 25 nel 2025.

Ad oggi, oltre ad aver completato le demolizioni degli impianti dismessi, le caratterizzazioni ambientali e la barriera idraulica per la bonifica della falda - che garantisce il contenimento dell'acquifero e il successivo trattamento presso l'impianto pubblico CORAP/SORICAL-, ha realizzato le attività di bonifica nei siti di Cassano e Cerchiara, gli interventi di scotico e capping sulle aree interne ex Agricoltura ed ex Pertusola, oltre che la costruzione della scogliera a mare propedeutica alle attività di scavo delle discariche fronte mare e delle aree interne che consistono nella rimozione di circa 1 milione di tonnellate di rifiuti tra non pericolosi, pericolosi, TENORM e TENORM con amianto. Da giugno 2025 sono in corso le attività di scavo nelle aree interne e nella discarica fronte mare ex Pertusola per la rimozione, secondo progetto approvato, di circa 770 mila tonnellate di rifiuti tra pericolosi e non pericolosi: i rifiuti non pericolosi prodotti dagli scavi vengono conferiti in discariche nazionali fuori dalla Calabria, mentre quelli pericolosi vengono inviati in discariche in Svezia individuate all'esito di uno scouting svolto dalla società e a fronte delle notifiche transfrontaliere che ne hanno autorizzato il conferimento. Tale modalità di gestione è stata imposta alla luce del divieto disposto dalla Regione all'utilizzo di discariche regionali per il conferimento dei rifiuti provenienti dalla bonifica del sito, nonostante la presenza a pochi km dal sito di Crotone dell'unica discarica disponibile in Italia per il conferimento dei rifiuti pericolosi e nonostante al Regolamento Europeo che vieta, da maggio 2026, lo smaltimento estero dei rifiuti se non adeguatamente motivata l'impossibilità di gestione entro i confini del Paese di provenienza. Si resta in attesa, oggi, della ripresa della Conferenza di Servizi ministeriale convocata ad agosto 2025 per la definizione di un nuovo iter autorizzatorio e, quindi, per l'emissione di un nuovo Decreto che superi il vincolo regionale confermato illegittimo dal TAR.

In parallelo, a giugno 2025 la Società ha svolto un nuovo scouting per l'individuazione di impianti per lo smaltimento finale anche di rifiuti TENORM, sia in Italia che all'estero, propedeutico all'avvio degli scavi presso la discarica ex Fosfotec, in cui ne è stimata la presenza di ca. 160.000 tonnellate. La ricerca, tuttavia, ha confermato l'assenza di destini idonei al conferimento di tali materiali rendendo necessario richiedere la convocazione della commissione consultiva prefettizia per la valutazione delle possibili soluzioni di gestione di tali materiali ritrovati puntualmente anche durante gli scavi dell'ex Pertusola in corso (in attesa).

- 15.2 Perché le bonifiche dei siti inattivi non vanno di pari passo con le riconversioni industriali di questi siti, che però riguardano pezzi molto più piccoli delle ex raffinerie e delle ex discariche?

Nei siti interessati da riconversioni industriali, con la fermata definitiva di alcuni impianti preesistenti e la realizzazione di nuove linee di produzione, le attività di costruzione sono gestite in parallelo con quelle di bonifica, dovendo conciliare l'esigenza di velocizzare l'avvio delle nuove produzioni (con relative ricadute occupazionali e di sviluppo industriale) con la tutela delle matrici ambientali e l'implementazione degli interventi necessari per il risanamento ambientale del sito.

Nello specifico, quando la riconversione del sito rende accessibili aree contaminate (gestite in regime di messa in sicurezza operativa nel corso degli anni di esercizio degli impianti fino al momento della loro fermata), in coerenza con l'analisi di rischio e a valle degli iter autorizzativi necessari per eventuali varianti o nuovi progetti di bonifica, si avviano tempestivamente gli interventi ambientali, implementando in parallelo i progetti di riconversione e sviluppo delle nuove produzioni.

## 16. Riciclo chimico

Considerato che il riciclo chimico produce feedstock che devono essere reintrodotti nei cicli petrolchimici, si chiede all'Azienda di indicare:

16.1 come si intende valorizzare questi output in assenza di capacità di cracking domestica?

La valorizzazione del feedstock circolare prodotto dall'impianto di riciclo chimico Hoop® non richiede la disponibilità di capacità di cracking sul territorio nazionale italiano. A seguito della razionalizzazione del portafoglio industriale, Versalis ha cessato le attività di cracking in Italia, mantenendo tuttavia un impianto di steam cracking a Dunkerque, che è già autorizzato all'impiego di R nafta come materia prima circolare, nel rispetto delle normative e degli schemi di certificazione internazionali applicabili. La strategia di valorizzazione degli output del riciclo chimico si fonda quindi su tre pilastri principali:

- Integrazione nella filiera europea del cracking a nafta, utilizzando capacità industriali già disponibili e tecnicamente idonee al trattamento di feedstock circolari.
- Utilizzo del cracking di Dunkerque come opzione primaria di integrazione di Gruppo, coerentemente con una logica di filiera industriale europea e di ottimizzazione degli asset.
- Applicazione della metodologia di attribuzione basata sul bilancio di massa (mass balance), certificata secondo standard riconosciuti a livello internazionale (tra cui ISCC PLUS), che consente di valorizzare il contenuto circolare dei monomeri prodotti anche in assenza di segregazione fisica completa dei flussi.

Tale approccio permette di trasformare la R nafta in monomeri circolari (ad es. etilene, propilene e frazioni C4), reimpiegabili nella produzione di polimeri con contenuto di riciclato certificato, mantenendo la piena coerenza con i requisiti normativi europei e con le aspettative del mercato in termini di sostenibilità. Inoltre, l'integrazione con la filiera italiana della raccolta e selezione rappresenta un elemento centrale della strategia, perché consente di trasformare rifiuti altrimenti destinati al recupero energetico in una materia prima circolare stabile e tracciabile.

16.2 È previsto che tali materiali vengano inviati all'estero per essere processati?

Sì, nel contesto attuale e in modo coerente con la strategia industriale descritta, la valorizzazione dell'R-Oil può prevedere il suo utilizzo presso impianti di cracking localizzati all'estero, a partire dal sito Versalis di Dunkerque e, più in generale, presso qualsiasi cracking europeo a nafta tecnicamente compatibile.

Tale modello non rappresenta una criticità industriale, bensì un elemento strutturale di flessibilità della filiera europea, e consente:

- o di utilizzare infrastrutture già operative e autorizzate,
- o di massimizzare l'efficienza industriale complessiva,

- o di accelerare l'immissione sul mercato di monomeri e polimeri circolari certificati.

Gli accordi industriali eventualmente adottabili possono inoltre prevedere, in modo simmetrico, la cessione a Versalis dei monomeri circolari prodotti a valle del processo di cracking, garantendo la continuità della catena del valore e il mantenimento del controllo industriale del contenuto circolare attribuito ai prodotti finali.

Tutte le configurazioni di utilizzo all'estero avverrebbero nel pieno rispetto della metodologia di bilancio di massa e dei relativi schemi di certificazione riconosciuti (ad esempio ISCC PLUS), che assicurano la tracciabilità, la credibilità ambientale e la verificabilità del contenuto circolare lungo l'intera catena del valore

## 17. CCS

- 17.1 Oltre al progetto di Ravenna, quali sono gli altri soggetti industriali e finanziari con cui Eni ha attualmente accordi o collaborazioni attive nel settore CCS, sia in Italia che all'estero?

Per ciascuna partnership, si richiede di indicare: il ruolo specifico (trasporto, stoccaggio, cattura, finanziamento); gli impegni economici assunti.

Si vedano le risposte alla sezione 26 (Strategie finanziarie).

## 18. Idrogeno blu

Eni sta investendo in progetti di produzione di idrogeno blu, ottenuto dal reforming del metano con cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Tale processo solleva interrogativi fondamentali sotto il profilo del bilancio energetico e delle emissioni nette di gas serra. Secondo uno studio pubblicato su Energy Science & Engineering (Howarth & Jacobson, 2021), l'idrogeno blu presenta un'impronta di carbonio superiore del 20% rispetto alla combustione diretta di gas naturale e del 60% rispetto al gasolio, a causa delle emissioni di metano fuggitivo lungo la filiera del gas (assunte al 3,5%) e dell'energia addizionale necessaria per alimentare il processo di cattura della CO<sub>2</sub>. L'analisi conclude che l'idrogeno blu "non fornisce alcun beneficio climatico" e rischia di agire come "distrazione" che ritarda la decarbonizzazione reale.

Più recentemente, uno studio pubblicato su Joule (gennaio 2024) ha dimostrato che la competitività dell'idrogeno blu rispetto a quello verde dipende criticamente da due fattori: un tasso di cattura della CO<sub>2</sub> superiore al 90% e un tasso di perdita di metano inferiore all'1%. In assenza di tali condizioni, e in presenza di un prezzo del carbonio crescente, la finestra di competitività dell'idrogeno blu potrebbe già essersi chiusa in molte regioni.

Secondo RMI, inoltre, la cattura di CO<sub>2</sub> non ha ancora raggiunto, su scala commerciale, tassi superiori al 60%.

Alla luce di ciò, chiediamo a Eni:

- 18.1 quale sia il bilancio energetico complessivo (Energy Return on Energy Invested – EROEI) dei progetti di idrogeno blu di Eni, considerando l'energia necessaria per l'estrazione, il trasporto del metano, il reforming, la cattura della CO<sub>2</sub>, il suo trasporto e il suo stoccaggio geologico;
- 18.2 quali siano i tassi effettivi di cattura della CO<sub>2</sub> e i tassi di perdita di metano (methane leakage) registrati negli impianti dimostrativi o operativi di Eni, e se tali tassi siano stati verificati da terze parti indipendenti;

- 18.3 se la Società abbia effettuato un'analisi di scenario che confronti, a parità di investimento, la riduzione di emissioni ottenibile con l'idrogeno blu rispetto all'idrogeno verde prodotto da elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili, e quali siano le conclusioni di tale analisi.

Risposte alle domande 18.1, 18.2, 18.3

Eni sta sviluppando un portafoglio tecnologico ampio e trasversale a supporto della transizione energetica, adottando un approccio integrato fondato sul principio della neutralità tecnologica, con l'obiettivo di individuare e sviluppare le soluzioni più efficaci in termini ambientali, industriali ed economici. In tale contesto, Eni considera l'idrogeno e i suoi derivati come uno dei vettori energetici per la decarbonizzazione nel lungo periodo. La Società sta pertanto investendo in progetti pilota e first of a kind, finalizzati alla costruzione di competenze interne e allo sviluppo di molteplici prospettive di business lungo l'intera catena del valore.

L'idrogeno blu può rappresentare, in questa fase, una leva pragmatica e scalabile da affiancare allo sviluppo dell'idrogeno rinnovabile. Esso consente infatti di valorizzare infrastrutture esistenti lungo la filiera del gas naturale — dalla produzione al trasporto fino allo stoccaggio — riducendo significativamente i costi di investimento iniziali e favorendo un più rapido sviluppo su larga scala. La possibilità di aumentare velocemente i volumi produttivi è un elemento chiave per sostenere la riduzione dei costi unitari e, di conseguenza, la competitività complessiva del percorso di transizione. In questo quadro, l'integrazione di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> nei processi di produzione di idrogeno consente di ridurre significativamente le emissioni, valorizzando al contempo la disponibilità di asset esistenti. In particolare, i giacimenti esauriti dell'Adriatico rappresentano un'opportunità concreta per lo sviluppo di infrastrutture di stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Per quanto riguarda l'esperienza di Eni sui tassi effettivi di cattura della CO<sub>2</sub>, il progetto Ravenna CCS Phase 1 ha verificato la possibilità di un abbattimento medio superiore al 90%, con punte fino al 96%, della CO<sub>2</sub>. Con riferimento all'intensità emissiva di metano del portfolio produttivo Eni, infine, questa è attualmente inferiore a 0.1%.

## 19. Forniture di gas

Nell'ottobre 2023 Eni annunciava di aver firmato un contratto a lungo termine con QatarEnergy LNG NFE, la joint venture tra Eni e QatarEnergy per lo sviluppo del progetto North Field East (NFE) in Qatar, per la fornitura fino a 1,5 miliardi di metri cubi anno (bcma) di GNL. Nell'annuncio si affermava che "i volumi disponibili saranno consegnati al terminale di rigassificazione FSRU Italia attualmente collocato a Piombino, con consegne previste a partire dal 2026 per una durata di 27 anni".

- 19.1 Alla luce dell'attuale situazione geopolitica e dei conflitti in corso nella regione, sono cambiati i termini dell'accordo? Se sì, in che modalità?

I termini dell'accordo del contratto con QatarEnergy LNG NFE non sono cambiati.

- 19.2 È vero che la fornitura del GNL del Qatar verrà sostituita dal GNL degli USA? Se sì, si chiede una comparazione tra i costi della fornitura qatariota e quelli della fornitura statunitense.

Il GNL del contratto con QatarEnergy LNG NFE verrà fornito dal Qatar.



## 20. Piano Mattei

Alla scorsa assemblea degli azionisti Eni aveva affermato di non aver ancora ricevuto le risorse allocate per il progetto sulla filiera di biocarburanti in Kenya. L'annuncio dei 210 milioni di dollari - 135 dall'International Finance Corporation (IFC) e 75 dal Fondo Italiano per il Clima, da destinare alla controllata keniota di Eni "per espandere la produzione e la lavorazione di biocarburanti avanzati, sostenendo la decarbonizzazione del sistema globale dei trasporti e garantendo al tempo stesso il sostentamento di fino a 200.000 piccoli coltivatori" - risale al 17 maggio 2024. Ecco perché torniamo a chiedere:

- 20.1 Eni ha ricevuto le risorse del Fondo Italiano per il Clima? Se sì, attraverso quale istituto bancario e quando?  
Eni ha ricevuto le risorse del Fondo Italiano per il Clima (gestito da Cassa Depositi e Prestiti) per le attività di produzione di agri-feedstock, nell'agosto del 2025, con accredito su un conto presso Banque Eni S.A.
- 20.2 Durante l'evento "Piano Mattei un ponte nord-sud", il dirigente di Eni Lapo Pistelli ha dichiarato che "Eni è apripista nei progetti del Piano Mattei ma il modello vincente rimane quello delle piccole e medie imprese italiane". Secondo la società, qual è il ruolo che le Pmi dovrebbero ricoprire nell'implementazione del Piano Mattei?  
Le PMI sono flessibili e radicate nelle filiere produttive e ciò le rende adatte per progetti di sviluppo locale e per partnership con imprese africane di piccola e media dimensione. Le PMI italiane spesso eccellono in soluzioni su misura (macchinari, agritech, gestione idrica), contribuendo a creare relazioni diffuse sul territorio, che possono rafforzare i legami economici bilaterali. Questo ruolo delle PMI, nell'ambito del Piano Mattei, può essere sviluppato anche grazie a: a) accesso al credito e a garanzie pubbliche; b) supporto istituzionale (ICE, ambasciate, accordi bilaterali) e c) semplificazione burocratica. In sintesi, le PMI possono essere il "tessuto connettivo" dei progetti di cooperazione e sviluppo in Africa.

## 21. Materie prime critiche e batterie

Recentemente Eni ha annunciato un investimento di 70 milioni di dollari in Nouveau Monde Graphite (NMG), società canadese leader nella produzione di grafite naturale e materiali avanzati per le batterie. I fondi, si legge dalla stampa, saranno destinati allo sviluppo del progetto minerario di Matawinie Mine, un giacimento di grafite situato in Québec: da qui poi la grafite estratta sarà raffinata direttamente da NMG presso lo stabilimento di Bécancour, trasformandola in materiale attivo per anodi di batterie. Sembra che questa grafite potrebbe essere destinata alla gigafactory, o Eni storage, che l'azienda intende avviare nell'ambito di una joint venture con Seri Industrial per la produzione di batterie al litio, destinate allo stoccaggio di energia elettrica. A tal proposito chiediamo:

- 21.1 è plausibile che la grafite canadese possa approdare a Brindisi? Se sì, si chiede di rendere note le caratteristiche di questa filiera;  
Con tale investimento, Eni potrà negoziare in esclusiva l'approvvigionamento di grafite e di materiale anodico attivo, a supporto della propria iniziativa, già avviata nell'area industriale di Brindisi, relativa alla realizzazione di una Gigafactory, per la produzione di batterie al litio stazionarie (Comunicato stampa 10 aprile 2026).

Nuveau Monde Graphite sta sviluppando in Canada una catena del valore completamente integrata, dal minerale alla grafite processata. Il progetto si articola su estrazione e concentrazione della grafite dalla miniera a Matawinie, fino alla raffinazione della grafite fino a renderla battery-grade negli impianti a Bécancour.

22.2 è vero che, come indicato recentemente in una seduta del consiglio comunale di Brindisi, il progetto Eni storage è in stand-by?

Eni Storage Systems, la joint venture costituita da Eni e Fib, società del gruppo SERI Industrial, è operativa e sta sviluppando il progetto industriale per la produzione di batterie al litio ferro fosfato su base acquosa, che sono destinate prevalentemente ad accumuli stazionari di energia elettrica, complementari alla produzione di energia rinnovabile. L'operazione è stata approvata dal CdA di Eni ed è in corso la finalizzazione degli accordi definitivi.

22.3 Nell'Autorizzazione Integrata Ambientale Eni storage ha scritto che si aggiungerà successivamente anche l'attività di riciclo delle batterie che, insieme alla produzione della materia attiva catodica, sarà disponibile anche per altri operatori del settore; è possibile avere qualche informazione in più su questa attività, come tempistiche, numero di lavoratori coinvolti e investimenti?

È previsto un impianto di riciclo a chiudere la filiera della catena del valore. Sono in corso le analisi per individuare le migliori soluzioni tecnologiche, anche innovative, da sviluppare in un contesto di circolarità e recupero degli scarti di lavorazione, anche in linea con la maturità del mercato delle batterie esauste.

## 23. Trading

A febbraio 2026 l'amministratore delegato Claudio Descalzi ha dichiarato che si starebbe valutando un ritorno del gruppo al trading di petrolio e gas, con una possibile joint venture con Mercuria, società di trading di materie prime.

23.1 Come si concretizzerà questa joint venture? È possibile avere maggiori informazioni sul progetto e su sui ritorni attesi?

A partire dal 1° luglio 2025, Eni ha costituito la nuova linea di business "Global Trading", con l'obiettivo di valorizzare appieno l'intera catena di fornitura, anche attraverso una maggiore ottimizzazione del suo portfolio di asset ed il rafforzamento degli strumenti di trade finance.

In questo contesto, Eni è impegnata in discussioni con diversi operatori di rilevanza internazionale attivi nel settore del trading, nell'ambito di normali relazioni di business finalizzate a valorizzare l'ampia disponibilità di risorse oil & gas, derivante dalle proprie scoperte e dallo sviluppo delle attività upstream, ma non vi sono, ad oggi, impegni definiti per ulteriori sviluppi congiunti.

## 24. Nigeria

24.1 A che punto è lo sviluppo dei giacimenti Zabazaba ed Etan, e qual è la timeline aggiornata per l'entrata in produzione?

A seguito della firma del Settlement Agreement con il Governo Federale della Nigeria, avvenuta il 5 marzo 2026, i lavori sono ripresi. Attualmente sono in corso le attività

propedeutiche al raggiungimento della Final Investment Decision, con l'obiettivo di avviare la produzione entro il 2030.

- 24.2 Quali sono i termini contrattuali con lo Stato nigeriano in particolare per quanto riguarda royalties, fiscalità e quota di produzione destinata al Paese?  
I termini sono in linea con gli altri PSC nel Paese.
- 24.3 Sono previsti meccanismi di compensazione o investimenti sociali e ambientali nelle comunità locali interessate dai progetti?  
Il progetto prevede investimenti sociali a beneficio delle comunità ospitanti, da realizzarsi in conformità al Petroleum Industry Act (PIA) e attraverso gli Host Communities Development Trusts, che coinvolgeranno le comunità formalmente designate dalle autorità competenti.
- 24.4 Considerato che il gas sarà esportato tramite Nigeria LNG, in cui Eni detiene una partecipazione del 10,4%, quale quota di valore economico resta in Nigeria rispetto a quella destinata all'export?  
Il PIA garantisce ai detentori delle PML (Production and Mining Licences) i diritti sul gas. La produzione di gas sarà venduta a Nigeria LNG Ltd. e sulla vendita del gas saranno pagate le imposte dovute per legge.
- 24.5 Secondo quanto riportato negli ultimi mesi da diverse testate giornalistiche, tra cui Africa Intelligence e Africa Oil + Gas Report, Eni ha ricevuto offerte da diverse società energetiche nigeriane e straniere per l'acquisizione della sua quota del 5% nella joint venture Renaissance (che gestisce 18 licenze in Nigeria). Gli acquirenti dovrebbero essere i fratelli Sandesaras, proprietari della Sterling Oil Exploration and Energy Production Company Ltd (SEEPCO) Nigeria. L'operazione, del valore compreso tra 400 e 500 milioni di dollari, è stata definita non convenzionale, poiché Eni ha stabilito che saranno presi in seria considerazione solo i potenziali acquirenti disposti a versare il 100% dell'importo dell'offerta. Si prevede che il processo giunga a conclusione dopo l'ottenimento delle autorizzazioni normative, previsto per giugno 2026. A tal proposito si chiede ad Eni di rispondere ad alcune domande:
- 24.5.1 Quali sono i soggetti che hanno presentato offerte vincolanti per l'acquisto del 5% nella Renaissance JV?  
Il processo di vendita è in corso: il nome dell'acquirente è coperto da riservatezza.
- 24.5.2 E' confermato il coinvolgimento di società riconducibili ai Sandesara brothers o ad altre entità collegate a Sterling Oil Exploration and Energy Production Company?  
Vedi risposta alla domanda 24.5.1.
- 24.5.3 Quali criteri sono stati utilizzati per selezionare i potenziali acquirenti?  
I partecipanti alla gara sono stati selezionati verificando:
1. le competenze tecniche nel settore;
  2. la capacità finanziaria per garantire il pagamento legato alla transazione di acquisto e assicurare la continuità operativa della JV;
  3. l'esito positivo dei controlli di compliance;
  4. il prezzo di acquisto offerto.
- 24.5.4 Eni è in grado di Indicare chi acquisisce la quota, a quale prezzo e con quali impegni

industriali e sociali nei territori interessati?

Il processo di vendita è in corso: i nomi dei potenziali acquirenti e il valore della transazione sono coperti da riservatezza.

Gli impegni industriali e sociali per il potenziale acquirente derivanti dalla transazione saranno quelli definiti nell'ambito della JV dall'operatore Renaissance.

## 25. Data Center

È noto che Eni sta sviluppando, nel sito di Ferrera Erbognone (Lombardia), l'allargamento del suo data center. Alla scorsa assemblea degli azionisti Eni ha affermato che per la sua alimentazione "si utilizzerà l'esistente Centrale Enipower di Ferrera Erbognone" e che "per la successiva fase di espansione (oltre il 2028) si sta studiando la realizzazione di una nuova Centrale Blue Power, a maggior efficienza energetica e con cattura delle emissioni di CO<sub>2</sub>, che andrà a sostituire l'attuale centrale". Alla luce dell'accordo, annunciato a luglio 2025, per la realizzazione di un AI Data Center Campus, con capacità IT complessiva di 500 megawatt, diventano necessari alcuni chiarimenti:

- 25.1 Eni sostiene che l'energia sarà autoprodotta; la definisce "blu", cioè prodotta da centrali a gas le cui emissioni di CO<sub>2</sub> sono catturate e stoccate. Ma nel caso in cui l'impianto CCS di Ravenna dovesse non funzionare secondo le previsioni, che ne sarà della strategia sui data center? Sono previste fonti energetiche alternative?

La nuova iniziativa di Eni consiste nello sviluppo di un nuovo polo all'avanguardia (AI Data Center Campus) dedicato al mercato hyperscale e colocation. Per finalità, caratteristiche tecniche e modello operativo, l'hub si configura come un'entità indipendente dal Green Data Center esistente, di cui non rappresenta quindi una semplice espansione.

La strategia energetica del nuovo Data Center Campus è stata concepita per essere robusta e flessibile, senza dipendere da una singola tecnologia. Eni mette a disposizione del mercato di riferimento il modello "Blue Power", che rappresenta la soluzione di riferimento per la decarbonizzazione nel medio-lungo termine; pur rappresentando un valore aggiunto in termini di generazione al sito di energia decarbonizzata, non costituisce un prerequisito vincolante per l'operatività del campus. La continuità della fornitura energetica sarà comunque garantita dagli impianti esistenti già disponibili e, ove necessario, dall'integrazione con la rete elettrica nazionale. Tale assetto rende l'iniziativa resiliente anche nell'eventualità in cui il progetto CCS di Ravenna non fosse disponibile o non fornisse le performance attese.

Parallelamente, per garantire i necessari livelli di affidabilità energetica e resilienza del sistema, Eni sta sviluppando soluzioni complementari a zero emissioni dirette, tra cui i Battery Energy Storage Systems (BESS) che permetteranno di gestire al meglio i picchi di domanda tipici dei carichi AI e di garantire i necessari livelli di back-up, minimizzando la necessità di ricorrere ai tradizionali generatori diesel.

- 25.2 Perché il data center viene definito "green" se continua a usare il gas come fonte di energia?

Il Green datacenter utilizza tra le sue fonti energetiche un impianto a pannelli solari che soddisfa parte della domanda energetica del centro.

Il termine "Green" utilizzato per il data center quindi non lo si deve riferire strettamente

all'utilizzo esclusivo di fonti rinnovabili, ma piuttosto si deve associare a criteri di progettazione adottati, volti a minimizzare il consumo di energia e le emissioni complessive a parità di servizi erogati.

Nel Green Data Center di Ferrera Erbognone l'elemento distintivo è l'elevata efficienza energetica, ottenuta grazie a soluzioni strutturali e impiantistiche che riducono drasticamente i consumi, come il direct free cooling, utilizzato per la gran parte dell'anno, che permette di ottenere un indice PUE - Power Usage Effectiveness che si attesta tra i migliori a livello internazionale.

- 25.3 È possibile avere i dati sull'efficienza energetica del data center di Ferrera Erbognone? Da oltre dodici anni il Green Data Center si distingue per livelli di efficienza energetica di assoluta eccellenza. Anche con l'introduzione del sistema di supercalcolo di nuova generazione HPC6, caratterizzato da elevatissime densità di potenza e raffreddamento a liquido, l'infrastruttura continua a garantire prestazioni nettamente migliori rispetto alla media mondiale, confermando la propria leadership tecnologica e l'impegno concreto verso la sostenibilità.
- Inoltre, il supercalcolatore HPC6 si attesta tra i primi della sua categoria nel ranking mondiale Green500, a testimonianza dell'elevato livello di efficienza rispetto all'energia consumata per unità di calcolo sviluppata.

## 26. Strategie finanziarie

Eni CCUS Holding ha sottoscritto un accordo con Global Infrastructure Partners (GIP) per la cessione del 49,99% della società. Sul proprio sito l'Azienda scrive che "Eni CCUS Holding nasce con l'obiettivo di massimizzare il potenziale industriale e la valorizzazione dei progetti CCUS di Eni. La Società opera, attraverso le proprie controllate, i progetti in UK di Liverpool Bay e Bacton, oltre al progetto L10-CCS in Olanda. La Società ha, inoltre, il diritto di acquisire il 50% detenuto da Eni del progetto CCS Ravenna in Italia e potrà includere altri potenziali progetti in una più ampia piattaforma di iniziative CCUS nel medio-lungo termine".

Si chiede dunque di rispondere ad alcune domande correlate, per avere una maggiore chiarezza:

- 26.1 qual è il corrispettivo economico esatto della cessione del 49,99% di Eni CCUS Holding a Global Infrastructure Partners?  
I termini economici della transazione non sono stati resi noti pubblicamente. L'operazione si inserisce in una partnership industriale e finanziaria: Eni e Global Infrastructure Partners si sono impegnate a finanziare congiuntamente lo sviluppo del portafoglio di progetti di Eni CCUS Holding, sulla base di un piano strategico condiviso volto a sostenere la crescita e la valorizzazione della piattaforma.
- 26.2 Quali sono i diritti di governance riconosciuti a GIP (es. presenza in CDA, diritti di veto, quorum qualificati)?  
La governance della società prevede una rappresentanza paritetica tra Eni e GIP con tre direttori ciascuno. CEO, CFO e altre posizioni apicali sono a nomina Eni. I diritti di governance sono in linea con quelli tipici delle società di diritto inglese.
- 26.3 In che modo l'ingresso di GIP incide sulle decisioni di investimento e sviluppo dei progetti CCUS?  
Eni CCUS Holding è una società per azioni a controllo congiunto Eni/GIP.

- 26.4 Qual è il piano industriale dettagliato della società (CAPEX previsti, ritorni attesi, timeline)?

Il piano industriale della società comprende un portafoglio di progetti diversificato per stadio di maturità e localizzazione geografica. I principali progetti includono Liverpool Bay e Bacton nel Regno Unito, L10-CCS nei Paesi Bassi e il diritto di acquisire il 50% del progetto CCS Ravenna in Italia.

I progetti presentano profili di sviluppo avanzati e capacità di stoccaggio significative, con avvii operativi prevalentemente attesi intorno al 2028-2030. I rendimenti attesi sono nell'ordine del lower double digit per i progetti con business regolati e superiori per quelli merchant.

- 26.5 Quali sono, nello specifico, gli ulteriori progetti CCUS che si prevede di includere nella piattaforma nel medio-lungo termine? Sono già stati individuati asset o aree geografiche?

Eni CCUS Holding ha il diritto di acquisire una partecipazione del 50% nel progetto CCS Ravenna, in Italia, al raggiungimento della Final Investment Decision.

Inoltre, potrà rilevare da Eni ulteriori progetti futuri basati su campi a gas che diventeranno disponibili al termine della loro vita produttiva nelle diverse aree geografiche in cui il Gruppo opera.

## 27. Plenitude

A novembre 2025 Eni ha confermato il perfezionamento della cessione di una partecipazione pari al 20% del capitale sociale di Plenitude S.p.a. ai fondi Ares Alternative Credit, affiliati ad Ares Management Corporation. Con questa operazione, basata su un equity value di Plenitude pari a 10 miliardi di euro e un enterprise value di oltre 12 miliardi di euro, Eni ha incassato 2 miliardi di euro. Data l'importanza della scelta, si chiede di rispondere ad alcuni quesiti:

- 27.1 in seguito alla cessione del 20% di Plenitude a Ares Management Corporation, quali sono i diritti garantiti ad Ares (governance, dividendi, exit strategy)?

Eni mantiene il controllo del satellite cioè l'autonoma definizione delle strategie, delle politiche industriali, del piano di investimenti e finanziario e delle altre azioni gestionali in grado di influenzare i ritorni economici dell'attività. Ad Ares, in qualità di azionista di minoranza titolare del 20% del capitale sociale di Plenitude, spettano diritti protettivi dell'investimento tipici di tali operazioni con i fondi di private equity che si traducono in prerogative rafforzate di governance quali la possibilità di nominare uno o più membri nel CDA o diritti di veto per certe materie (ad es. modifiche statutarie pregiudizievoli, operazioni con parti correlate, operazioni di scioglimento o liquidazione).

- 27.2 Come si inserisce questa operazione nel cosiddetto modello satellitare di Eni?

Il modello satellitare rappresenta una componente strategica sia per Eni, che rende visibile il valore delle proprie società, sia per i satelliti, che possono crescere più rapidamente, senza entrare in competizione con il business tradizionale circa l'allocazione dei capitali. Le società hanno un management focalizzato ed autonomo nel raggiungimento dei propri obiettivi di crescita, nell'ambito delle linee guida condivise.

- 27.3 Quali sono gli impatti sulla strategia industriale e sulla coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione?

Gli investitori entrati in Plenitude condividono la nostra visione sulla transizione energetica e sono allineati nel raggiungimento degli obiettivi societari. Il modello satellitare permette una accelerazione della crescita e della strategia industriale societaria.

## 28. Enilive

Ad aprile 2025 Eni e KKR hanno dato esecuzione all'operazione prevista dall'accordo di investimento per l'incremento della partecipazione di KKR in Enilive attraverso l'acquisto di azioni Enilive da Eni rappresentative del 5% del capitale sociale, per un corrispettivo di circa 601 milioni di euro. Ad esito dell'operazione, KKR è titolare di una partecipazione complessiva pari al 30% del capitale sociale di Enilive.

Considerata la visibilità di Enilive, grazie all'esposizione mediatica al festival di Sanremo e al recente restyling lungo le stazioni di rifornimento italiane, si chiede di rispondere ad alcune domande:

- 28.1 quali diritti di governance e influenza strategica sono stati riconosciuti a KKR in Enilive?

Eni mantiene il controllo del satellite cioè l'autonoma definizione delle strategie, delle politiche industriali, del piano di investimenti e finanziario e delle altre azioni gestionali in grado di influenzare i ritorni economici dell'attività. A KKR, in qualità di azionista di minoranza titolare del 30% del capitale sociale di Enilive, spettano diritti protettivi dell'investimento tipici di tali operazioni con i fondi di private equity che si traducono in prerogative rafforzate di governance quali la possibilità di nominare uno o più membri nel CDA o diritti di veto per certe materie (ad es. modifiche statutarie pregiudizievoli, operazioni con parti correlate, operazioni di scioglimento o liquidazione).

- 28.2 L'ingresso di KKR ha comportato modifiche alla strategia industriale o agli obiettivi finanziari della società?

L'ingresso di KKR non ha comportato un cambiamento della strategia industriale né degli obiettivi finanziari di Enilive, ma ne ha rafforzato l'esecuzione, la disciplina finanziaria e la focalizzazione sulla creazione di valore nel medio-lungo periodo.

Il Piano Industriale, il perimetro delle attività e le scelte strategiche restano definiti e guidati da Eni quale azionista di controllo. I diritti riconosciuti a KKR sono strutturati come strumenti di tutela dell'investimento e di presidio rispetto a operazioni straordinarie o potenzialmente trasformatrici, ma non attribuiscono al socio finanziario poteri di indirizzo operativo né di intervento nella gestione ordinaria o nelle decisioni industriali di tipo strategico.

- 28.3 Sono previsti vincoli di rendimento che possano influenzare le decisioni operative?

Non sono previsti vincoli di rendimento rigidi o di breve termine tali da condizionare le decisioni operative di Enilive: i criteri di performance supportano la disciplina finanziaria, senza limitare la strategia industriale di lungo periodo.

La gestione continua a essere guidata da una logica industriale di medio-lungo periodo: non esistono target finanziari che impongano scelte operative di breve periodo e gli indicatori di rendimento già presenti nel piano sono utilizzati come

strumenti di misurazione della creazione di valore, non come vincoli operativi automatici.

28.4 in che modo questa operazione incide sul posizionamento di Enilive nella transizione energetica?

L'operazione rafforza significativamente il posizionamento di Enilive nella transizione energetica, senza modificarne l'impostazione strategica di fondo voluta da Eni. L'ingresso di KKR rappresenta una validazione di un modello industriale e finanziario di un percorso già chiaramente delineato e confermato nel Piano Strategico di Enilive, focalizzato su biocarburanti avanzati e soluzioni per la decarbonizzazione dei trasporti.

In particolare:

- La strategia di transizione energetica resta invariata ed è centrata su:
  - sviluppo della bioraffinazione,
  - crescita di HVO e SAF per la decarbonizzazione dei trasporti,
  - utilizzo di feedstock avanzati e residui, con elevata riduzione delle emissioni lungo il ciclo di vita,
  - espansione internazionale e integrazione lungo la filiera,
  - valorizzazione del retail con un'offerta multi-energy e servizi non-oil.
- L'operazione rafforza la capacità di execution della strategia di transizione, grazie a maggiore solidità patrimoniale e supporto allo sviluppo di nuova capacità industriale in Italia e all'estero.
- La presenza di un investitore internazionale con forte focus su energia e infrastrutture accresce la credibilità industriale e finanziaria di Enilive verso regolatori, partner e mercati e sostiene la realizzazione di un piano coerente con i mandati regolatori (es. RED III).

28.5 In che misura il modello di valorizzazione tramite cessioni parziali (CCUS, Plenitude, Enilive) è guidato da esigenze finanziarie di breve termine?

Il modello di valorizzazione tramite cessioni parziali non è guidato da esigenze finanziarie di breve termine. Tali operazioni non rispondono a logiche di dismissione o copertura di fabbisogni di cassa immediati, ma sono concepite come partnership industriali e finanziarie strutturate, che consentono di valorizzare specifici perimetri di business mantenendo il controllo strategico in capo a Eni.

Come chiarito nell'impostazione strategica del Gruppo, la crescita non dipende solo dalle scelte industriali, ma dalla capacità di:

disporre di risorse finanziarie adeguate e flessibili,

- gestire la volatilità e gli shock inattesi,
- mantenere un equilibrio sostenibile tra investimenti, solidità finanziaria e remunerazione degli azionisti.

Il modello satellitare nasce proprio per rispondere a questa complessità, estrarre valore addizionale stand alone rispetto ad Eni e ci consente di mantenere un percorso di crescita materiale in tutti i settori riducendo gli investimenti consolidati, massimizzando al contempo la riduzione del debito e la distribuzione dei dividendi.

28.6 In che misura, invece, il modello di valorizzazione tramite cessioni parziali (CCUS, Plenitude, Enilive) è guidato da esigenze finanziarie di lungo periodo?

Il modello di valorizzazione tramite cessioni parziali è prevalentemente guidato da esigenze di lungo periodo, finalizzate alla creazione di piattaforme industriali dedicate, all'attrazione di capitali specializzati, all'accelerazione della crescita nei business della transizione energetica e alla mitigazione del profilo di rischio industriale e finanziario.

In particolare, il modello satellitare è stato sviluppato per:

- sostenere una crescita selettiva, ordinata ed efficiente, coerente con i diversi profili di rischio, ritorno e fabbisogno di capitale dei singoli business;
  - finanziare lo sviluppo dei business della transizione energetica (come Enilive, Plenitude e CCUS) senza gravare sul bilancio consolidato di Eni;
  - preservare una struttura finanziaria solida nel tempo, mantenendo una leva contenuta e un elevato grado di resilienza anche in scenari di mercato volatili;
- massimizzare la creazione di valore nel medio-lungo periodo, conciliando investimenti, crescita industriale e distribuzione sostenibile della cassa agli azionisti.

## 29. Versalis

Il piano di trasformazione di Eni prevede la chiusura degli impianti di cracking e quindi la cessazione della produzione di etilene.

29.1 Eni conferma che, a seguito della chiusura degli impianti (in particolare il polo petrolchimico di Brindisi), Versalis sta importando etilene e poliolefine dall'estero? Se sì, da quali aree geografiche e attraverso quali accordi commerciali?

Sì, La cessazione della produzione primaria di etilene da cracking richiede una strategia di approvvigionamento esterno per alimentare i siti produttivi a valle che rimangono operativi (come quelli per le materie plastiche specializzate).

- **Aree geografiche:** tutte le analisi condotte dimostrano come sia presente ad oggi e in futuro un importante surplus di disponibilità di materie prime della chimica di base nel mondo. Tale surplus è riscontrabile in tutte le aree del mondo, dall'Europa, agli Usa, all'Asia e al Medio Oriente. Solamente guardando all'etilene, la sua capacità di produzione è aumentata complessivamente del 60% negli ultimi 10 anni (da 150Mton a 240Mton) ed è previsto un ulteriore aumento del 20% entro il 2030, fino a raggiungere una capacità produttiva totale di circa 280 Mton. Viceversa, la domanda al 2030 è prevista essere pari a sole 220 Mton con un evidente surplus di circa 60Mton, che rappresenta un valore enorme che eserciterà un'ulteriore riduzione del prezzo del prodotto importato. Ad oggi le importazioni di Versalis provengono principalmente dagli Stati Uniti (grazie all'abbondanza di etano a basso costo) e dall'Asia.

- **Accordi commerciali:** Versalis ha strutturato accordi di fornitura a lungo termine e ha potenziato la logistica portuale per la ricezione di navi gasiere. L'obiettivo è trasformarsi da produttore di "commodity" (etilene da petrolio) a trasformatore di monomeri acquistati a prezzi di mercato globale più competitivi.

29.2 Si chiede inoltre di indicare quali siano le implicazioni in termini di:

- sicurezza degli approvvigionamenti;
- costi industriali;
- impronta climatica complessiva, considerando il trasporto e la produzione fuori UE.

- **Sicurezza degli approvvigionamenti**

Flessibilità vs Autonomia: la strategia Eni punta alla diversificazione delle fonti.

L'utilizzo di hub costieri permette di attingere a diversi fornitori globali e la disponibilità di materia prime della chimica di base nel mondo è tale da consentirci la continuità di approvvigionamento anche nell'attuale momento di crisi geopolitica.

- **Costi industriali**

Riduzione dei costi fissi: La chiusura dei cracker elimina gli enormi costi di manutenzione e l'esposizione ai prezzi elevati della nafta in Europa.

Competitività: Importare etilene prodotto da etano o prodotto con tecnologie più efficienti è strutturalmente più economico rispetto a produrlo in Europa via cracking termico. Questo permette a Versalis di mantenere margini migliori sulla produzione di polimeri ad alto valore aggiunto, nonostante i costi di trasporto.

- **Impronta climatica complessiva (Carbon Footprint)**

Emissioni dirette (Scope 1 e 2): L'impronta carbonica dei siti italiani diminuisce drasticamente, poiché i processi di cracking sono tra i più energivori dell'industria chimica.

Il piano di trasformazione prevede di ottenere una riduzione di circa 1 milione di tonnellate di CO<sub>2</sub> (scope 1 e 2), che rappresentano il 40% delle emissioni di Versalis in Italia precedentemente alla trasformazione.

29.3 Nel piano industriale 2023–2026, Eni, attraverso Versalis, aveva annunciato circa 1,5 miliardi di euro di investimenti per il rilancio della chimica nei siti di Ferrara, Priolo, Mantova e in Sardegna. A distanza di poco tempo, la strategia sembra essersi spostata verso una dismissione della chimica di base, inclusa la chiusura degli impianti di cracking.

Quali elementi hanno giustificato questo cambio di strategia così rapido e radicale?

Il riposizionamento della strategia di Versalis rispetto a quanto annunciato nel 2023–2026 si è reso necessario a fronte dell'accelerazione di fattori strutturali che hanno determinato un rapido deterioramento della chimica di base europea. La competitività è affetta dagli alti costi di materie prime ed energia (3-4 volte i competitor extra EU), dall'impossibilità di conseguire le economie di scala dei grandi complessi integrati costruiti in Medio Oriente, Stati Uniti e Asia, e – non ultimo – dall'impatto economico di un sistema normativo pervasivo europeo e delle politiche di decarbonizzazione che hanno visto aumentare negli anni i costi delle emissioni. Questo complesso di fattori, nonostante i tentativi intrapresi in varie direzioni, non rende più possibile il recupero di competitività della chimica di base sui mercati internazionali.

Basti pensare che per esempio il polietilene in Italia, a fronte di una domanda di circa 2 Mton/anno, vede un import di 1,5 Mton (circa il 75% del mercato nazionale), evidenziando come le filiere di trasformazione debbano oggi ricorrere a prodotti importati per mantenere la competitività del proprio settore.

Alla luce di questo scenario, che viene ritenuto da strutturale e irreversibile come dimostrano i tanti annunci di chiusure di cracking annunciate in Europa (dal 2022 al 2025 chiusure capacità di circa il 9% del settore), si è ridotta drasticamente la finestra temporale per agire efficacemente.

Eni ha quindi deciso di ridurre l'esposizione in business dove l'Europa ha perso competitività e ha riallocato gli investimenti verso piattaforme più resilienti e coerenti con la transizione energetica: bioraffinazione, riciclo chimico e meccanico avanzato, biochimica e materiali specializzati.

Il cambio di passo è stato favorito dalla maturità di progetti alternativi già pronti, dal proprio Know How e leadership tecnologica, dalla valorizzazione di siti brownfield e dall'impegno a mantenere le competenze e l'occupazione.

29.4 Perché Eni dismette gli impianti di steam cracking se ha deciso di investire nel riciclo chimico?

La dismissione degli impianti di steam cracking e l'investimento nel riciclo chimico rispondono a logiche industriali differenti e complementari. Lo steam cracking è un'attività ad alta intensità energetica che in Europa ha perso competitività strutturale a causa di costi elevati e sovracapacità globale. Il riciclo chimico è una nuova piattaforma circolare, basata su feedstock alternativi e su tecnologie proprietarie, coerente con le politiche europee sulla sostenibilità.

Essa consente di valorizzare rifiuti plastici non riciclabili meccanicamente, riducendo l'uso di materia prima fossile.

Inoltre, l'olio di pirolisi prodotto ha un mercato crescente in Europa che lo vede destinato sia ad impianti di cracking che ad altri utilizzi.

L'operazione rientra quindi perfettamente nella strategia aziendale di liberare capitale e risorse da attività strutturalmente più deboli per investire in filiere più resilienti, sostenibili e a maggiore prospettiva industriale nel lungo termine.

### 30. Bioraffinerie

Eni è in grado di indicare per l'anno 2025 la quantità, la provenienza e la tipologia di materia prima che è arrivata per la lavorazione nelle bioraffinerie di Porto Marghera e Gela?

La materia prima utilizzata nelle bioraffinerie di Porto Marghera e Gerla è sufficientemente diversificata sia per tipologia sia per provenienza geografica, quest'ultima con una maggiore prevalenza dell'Asia, al fine di ottenere biocarburanti in linea con i requisiti di sostenibilità europei e di ridurre i rischi di supply. Maggiori informazioni sono fornite nel report pubblico Enifor2025.

### 31. Olio di ricino

Recenti inchieste giornalistiche condotte da SourceMaterial e Politico Europe (marzo 2026), basate su interviste ad agricoltori in quattro contee keniate e su analisi dei dati commerciali di Transport & Environment, documentano che:

- (i) numerosi agricoltori riferiscono di non aver visto ritirare i raccolti di ricino dagli intermediari di Eni, con conseguenti perdite economiche e problemi di sicurezza alimentare;
- (ii) l'olio di colza importato dal Sudafrica avrebbe rappresentato circa l'80% delle importazioni vegetali dal Kenya verso le raffinerie Eni in Italia nel 2024, una coltura che la normativa UE classifica come "food crop" e che in linea generale non è ammessa nei combustibili rinnovabili ad uso aereo salvo compensazione nella catena di fornitura;
- (iii) un professore dell'Università di Milano che ha intervistato 50 agricoltori del progetto nel maggio 2025 ha dichiarato che nella quasi totalità dei casi i terreni utilizzati per il ricino erano precedentemente destinati alla produzione alimentare.

In relazione a questi elementi, si chiede:

31.1 Quali azioni correttive concrete sono state intraprese - o sono in corso - nei confronti degli aggregatori che non hanno rispettato gli obblighi contrattuali di ritiro dei raccolti, e con quali esiti verificabili per gli agricoltori coinvolti?

Ene Kenya ha contratti con aggregatori che gestiscono e mantengono il rapporto diretto con gli agricoltori, compresi il supporto tecnico e i pagamenti. Il contratto tra Ene Kenya e l'aggregatore definisce i servizi che quest'ultimo si impegna a fornire agli agricoltori secondo un modello di business che non crea debiti o obblighi finanziari per gli agricoltori. Il programma si basa sul principio della partecipazione volontaria, secondo termini e condizioni contrattuali concordati tra gli aggregatori e gli agricoltori e pertanto gli agricoltori sono liberi di aderire o uscire dall'iniziativa in ogni ciclo senza alcuna penalità.

Secondo gli accordi in essere, gli aggregatori si impegnano inoltre a fornire agli agricoltori indicazioni sulle tecniche di coltivazione, specifiche per ogni regione, incentivando la consociazione e la rotazione delle colture, senza obblighi per gli agricoltori a mettere in pratica tali indicazioni.

Nei pochi casi in cui Ene Kenya ha appreso che l'aggregatore, nonostante l'obbligo contrattuale, non ha seguito correttamente la raccolta dei semi prodotti, il contratto tra Ene Kenya e l'aggregatore è stato rescisso.

Non ci risulta che il ricino abbia causato la sostituzione di colture alimentari. Infatti, il ricino è stato introdotto in Kenya attraverso la coltivazione consociata alle colture food (intercropping) ed in rotazione con le colture alimentari, senza sostituire le colture food precedenti all'interno dei terreni delle singole aziende agricole. La produzione di olio vegetale di Ene Kenya è certificata secondo gli standard RED EU con lo schema ISCC EU che, tra le altre cose, valuta il cambio di uso del suolo.

A tale proposito, per la prima volta in Africa sono state rilasciate, nell'ambito dell'iniziativa agri feedstock in Kenya, certificazioni ISCC Low ILUC e Food Security Standard, a dimostrazione che la coltivazione dell'olio di ricino non ha comportato cambiamenti di uso del suolo, sia diretti che indiretti, e non influisce negativamente sulla produzione alimentare o sulla sicurezza alimentare degli agricoltori.

31.2 In che misura e con quale meccanismo di compensazione la colza di origine Sud Africana è utilizzata nella catena di approvvigionamento keniota?

Parte delle biomasse lavorate nell'ambito del progetto provengono da semi importati, quali ad esempio i semi di canola (varietà di colza) importati dal Sudafrica. Questa iniziativa, che è complementare alla produzione agricola in paese, garantisce la continuità operativa degli impianti industriali, anche in considerazione dei cicli agricoli stagionali, in maniera coerente con l'obiettivo a lungo termine di incrementare la produzione locale di semi oleosi in conformità con le direttive UE. L'olio di colza non rappresenta l'80% del volume totale di materie prime oleose esportate da Eni Kenya nel 2025, ma solo circa il 40%.

La produzione dell'olio di canola in Kenya ha inoltre permesso la produzione di grandi quantità di proteine vegetali di qualità utilizzate localmente per la produzione di mangimi, a supporto della filiera zootecnica del Paese e fornendo un contributo importante alla food security del Paese.

31.3 In che modo Eni potrà dimostrare al pubblico che questa colza è stata coltivata secondo i criteri dei terreni severamente degradati? Al momento, i certificati e i resoconti di audit disponibili non sembrerebbero dimostrarlo. Pertanto, il pubblico può solo fare affidamento sulla risposta fornita da Eni ai giornalisti, secondo cui sarebbe così. A quanto risulta al pubblico, la colza non sembrerebbe essere una materia prima di cui all'allegato IX.

La coltivazione della canola (varietà di colza) in Sud Africa è stata effettuata su terreni severamente degradati, ovvero con contenuto di sostanza organica inferiore al 2%, in linea con la definizione di terreno severamente degradato preparato nel report di Giuidehouse per la Commissione Europea "Support for the implementation of the provisions on ILUC set out in the Renewable Energy Directive – Lot 2 Mitigating ILUC: Pilots and review".

La coltivazione di canola in Sud Africa, inoltre, è stata effettuata come coltura di rotazione.

Alla luce di questi due punti, risulta certificabile ai sensi dell'Allegato IX.

- 31.4 Può Eni rendere pubblici dati disaggregati sulla produzione effettiva di olio di ricino in Kenya, anno per anno dall'avvio del progetto - volumi raccolti, volumi acquistati dagli aggregatori, volumi effettivamente processati nella raffineria di Gela - e i relativi pagamenti erogati agli agricoltori? Questi dati permetterebbero di valutare in modo indipendente l'impatto economico reale del progetto sulle comunità locali, rispetto alle dichiarazioni ufficiali.

Le informazioni richieste sono riservate in quanto di natura commerciale e strategica.

- 31.5 Può Eni fornire una conferma esplicita e documentata - supportata da dati di monitoraggio indipendente - che la coltivazione di ricino nell'ambito del progetto non ha sottratto terreni precedentemente destinati alla produzione alimentare, in linea con le condizioni poste dall'IFC a tutela della sicurezza alimentare? In caso contrario, quali misure correttive sono previste?

La coltivazione di ricino in Kenya è stata fatta su terreni severamente degradati (vedi 31.1), in rotazione con colture alimentari, in consociazione con le stesse, o su terreni precedentemente non utilizzati per le produzioni alimentari. A febbraio 2025 la coltivazione su terreni severamente degradati è stata certificata, per la prima in Africa, come assente da rischi di displacement diretto o indiretto di colture alimentari. (<https://iscc-system.org/certified-low-iluc-biofuel-a-solution-for-degraded-land/>).

## 32. POME/PALM OIL

A febbraio 2026, le autorità indonesiane hanno arrestato 11 persone con l'accusa di aver corrotto funzionari per far classificare olio di palma come POME (Palm Oil Mill Effluent), un sottoprodotto soggetto a minori restrizioni normative ai fini dell'utilizzo nei biocarburanti in Europa. Un'inchiesta di SourceMaterial e AFP (marzo 2026) ha documentato che Green Product International, uno dei fornitori indonesiani coinvolti nell'indagine penale, era tra i principali fornitori di POME di Eni tra il 2023 e il 2025, con l'ultima spedizione registrata nell'ottobre 2025.

Eni ha dichiarato di aver immediatamente sospeso tutti i rapporti con le aziende coinvolte e che tutte le forniture ricevute erano certificate secondo la normativa italiana e dall'ISCC. Va ricordato che l'ISCC ha già escluso o negato la ricertificazione ad altri fornitori coinvolti nell'indagine. Il governo Indonesiano aveva peraltro già sospeso le approvazioni per nuove esportazioni di POME nel gennaio 2025, a seguito di dati commerciali che mostravano volumi di esportazione fino a dieci volte superiori alla capacità produttiva stimata.

In relazione a questi elementi, si chiede:

- 32.1 Dispone Eni di analisi chimiche, isotopiche o di altra natura tecnica - indipendenti dalla sola certificazione ISCC - che consentano di stabilire con ragionevole certezza se le 21

spedizioni ricevute da Green Product International tra il 2023 e il 2025 contenessero effettivamente POME e non olio di palma vergine falsamente etichettato? In caso affermativo, cosa intende fare Eni di questi dati?

Tutti i carichi sono testati alla partenza e all'arrivo su vari parametri; a campione, anche su un carico proveniente da Green Product International, sono state eseguite analisi di dettaglio dalla nostra R&D che hanno confermato che si trattava di POME.

- 32.2 Quali specifiche misure di due diligence - oltre alla certificazione ISCC - ha adottato Eni per verificare la natura e l'origine delle materie prime classificate come POME nelle proprie catene di approvvigionamento. Queste misure sono state aggiornate alla luce delle anomalie sui volumi di esportazione indonesiani già note dal gennaio 2025?

Eni richiede ai propri fornitori la tracciabilità del POME lungo l'intera catena di fornitura, fino ai mulini di origine. Tale approccio è rafforzato da attività di second party audit svolte su alcuni fornitori di POME tramite società terze indipendenti, al fine di verificarne la conformità ai principi di sostenibilità ISCC.

In coerenza con tali requisiti, l'onboarding dei fornitori è soggetto al completamento con esito positivo del processo interno di Know Your Customer (KYC), che prevede verifiche sulla società controparti e sul loro management, incluse analisi di eventuali procedimenti legali o altri elementi rilevanti ai fini della reputazione del fornitore. I fornitori selezionati sono dotati di un'adeguata struttura organizzativa e di asset e soluzioni logistiche coerenti con le proprie esigenze operative, privilegiando relazioni di lungo periodo.

Eni evita di operare con controparti che si configurino esclusivamente come pure traders e non collabora con società o soggetti per i quali emergano indicazioni di potenziali frodi o casi di revoca pregressa delle certificazioni di sostenibilità. Inoltre, in caso di evidenze di comportamenti sospetti vengono bloccati anche fornitori già qualificati.

Il processo KYC prevede inoltre un monitoraggio continuo delle controparti e la rivalutazione periodica dei fornitori già approvati. Ove ritenuto necessario, in particolare in fase di onboarding, vengono effettuate visite in sito presso i (potenziali) fornitori e raccolte ulteriori informazioni rilevanti ai fini della valutazione. In caso di negoziazione con nuovi fornitori, vengono inoltre svolte specifiche verifiche di sostenibilità, inclusa la verifica delle certificazioni rispetto alla materia prima proposta e di un campione di Sustainability Declaration, al fine di garantirne la conformità ai requisiti applicabili.

- 32.2.1 In che modo tali misure verranno applicate anche ad altre materie prime importate ad alto rischio di frode, come l'olio di cucina usato (UCO) e la sempre più diffusa "frazione di biomassa dei rifiuti industriali"?

Le misure di cui sopra vengono applicate a tutte le materie prime. In specifico segnaliamo che quanto riguarda la denominazione "Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale, incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura, ed escluse le materie prime elencate nella parte B del presente allegato" corrispondente alla lettera d) della Parte A dell'Annex IX della RED (o Allegato VIII del suo recepimento italiano), ad oggi non abbiamo introdotto cariche con Sustainability Declaration con quella denominazione. Anche cariche appartenente lettera d) della Parte A sono state introdotte con i nomi specifici e non con la denominazione generica.

- 32.3 Alla luce dei casi di frode documentati e delle criticità sistemiche nella verifica del POME segnalate da più autorità nazionali europee (Corte dei Conti UE, Stati Membri come Irlanda e Germania) e da organismi indipendenti, Eni prevede di adottare sistemi di verifica supplementari — come analisi isotopiche o tracciabilità molecolare — e/o di ridurre la propria esposizione al POME come feedstock, e - se sì - con quale tempistica? Oltre a quanto già descritto al punto 32.1, sono in corso tavoli di lavoro a livello comunitario e di schemi di certificazione volti a identificare dei protocolli efficienti e condivisi per certificare la qualità del prodotto. Comunque, alla luce dei recenti casi di frode, l'intero ecosistema dei carburanti sta rafforzando in modo significativo le iniziative volte a prevenire il ripetersi di attività fraudolente. A titolo esemplificativo, il Governo indonesiano ha introdotto e rafforzato una chiara distinzione regolatoria tra le materie prime classificate come Olio di Palma e i rifiuti/residui ad esse associati (ad es. POME), imponendo una netta separazione tra le due categorie. In parallelo, anche a livello europeo è attualmente in corso la revisione del Regolamento 996. Sebbene una versione ufficiale non sia ancora pubblicamente disponibile, l'industria - attraverso le principali associazioni di settore - sta promuovendo l'introduzione di controlli più stringenti, con l'obiettivo di rafforzare i presidi antifrode e salvaguardare l'integrità del mercato.
- 32.4 Può Eni rendere disponibili dati aggiornati e disaggregati sulle tipologie e le provenienze geografiche delle biomasse attualmente impiegate nelle proprie bioraffinerie (Venezia, Gela e altri impianti), con indicazione dei volumi per categoria di feedstock (POME, UCO, colza, ricino, sego animale, ecc.)?  
Si veda risposta alla domanda 30.
- 32.4.1 Eni può indicare quali prodotti finali - biodiesel, HVO, bio-nafta, SAF e altri - vengono oggi prodotti da tali biomasse, e a quali mercati sono destinati?  
I prodotti finali ottenuti dalla lavorazione di tutte biomasse sopracitate nelle Bioraffinerie di proprietà (Gela e Venezia) sono: HVO-diesel, HVO-LPG, HVO-Naptha, mentre il SAF viene realizzato solo utilizzando UCO e POME ammessi dalle normative vigenti. I prodotti sono venduti essenzialmente nei mercati italiani ed europei.

### **33. Progetto biocarburanti in Kenya**

#### **Bioraffineria di Mombasa**

Nel 2021 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding con il governo del Kenya (<https://www.eni.com/assets/documents/press-release/migrated/2021-en/07/PR-Eni-Kenya-MoU.pdf>) per sviluppare la filiera dei biocarburanti. All'interno di quell'accordo era prevista anche la valutazione della conversione della raffineria di Mombasa in bioraffineria.

- 33.1 Qual è stato e qual è oggi il ruolo di Eni nella possibile riconversione della raffineria di Mombasa? Sono attualmente in corso interlocuzioni con le istituzioni keniate per la riconversione dell'impianto? Esistono accordi formali o negoziazioni avanzate, oppure il progetto è stato sospeso o abbandonato?

A oggi è in fase di finalizzazione un NDA con le controparti Keniote (KPRL Kenya Petroleum Refineries Limited) per sviluppare uno studio congiunto di prefattibilità sulla conversione della raffineria di Mombasa in Bio-raffineria.

### **Impatto dell'investimento Biocarburanti in Kenya**

Nel corso della precedente Assemblea, rispondendo alle domande sulle clausole contrattuali e le garanzie fornite ai contadini, Eni evidenzia che: “[...] 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”.

Interviste realizzate a livello locale, tuttavia, rivelano difformità contrattuali e dei servizi forniti tra le diverse contee. Durata dei contratti variabile, prezzo di acquisto cangiante, fornitura di prodotti chimici e supporto nella lavorazione dei terreni servizi garantite solo in alcune aree ed in maniera discontinua. Emerge, inoltre, un drastico aumento dell'insicurezza alimentare nonché un impatto negativo sulla produzione di colture alimentari derivante, in prima misura, dal divieto di intercropping inserito nei contratti. Si registra, infine, un reddito netto da produzione di ricino nettamente inferiore a quello derivante da colture coltivate in precedenza, con alcune contee, Baringo, Nakuru e Kilifi, in cui la produzione risultata aver prodotto un reddito non solo nettamente inferiore rispetto alla produzione passata ma prossimo allo zero. Alcune delle inchieste già prodotte sono disponibili ai seguenti link:

<https://altreconomia.it/le-voci-dei-contadini-sul-progetto-dei-biocarburanti-di-eni-in-kenya/>;

<https://www.politico.eu/article/seeds-of-doubt-the-dark-side-of-enis-green-jet-fuel-promise/>

- 33.2 Alla luce di tali rilevazioni, può Eni mettere a disposizione sul proprio sito istituzionale i risultati dei monitoraggi realizzati in merito all'intervento/investimento?

Si vedano le risposte di cui sopra.

Le informazioni sono di natura commerciale e strategica.

Infine, il programma agri-feedstock in Kenya è stato avviato sul campo nel 2022 e, dopo soli quattro anni, ha coinvolto cumulativamente oltre 130 mila agricoltori, a testimonianza dell'interesse da parte delle comunità locali.

I riferimenti citati afferiscono a circa 40 individui (che seppur degni della massima attenzione rappresentano lo 0,03% del totale), non sono statisticamente significativi e non riflettono l'esperienza della stragrande maggioranza dei partecipanti afferenti ad una campagna agricola su larga scala.

### **Modalità di accesso alla richiesta di finanziamento al Fondo Italiano per il Clima**

Come è noto, in data 22 marzo 2024, il Fondo Italiano per il Clima approva un finanziamento di 75 milioni di dollari concesso ad “Eni Kenya BV o altra società controllata direttamente o indirettamente da ENI Spa”.

Tenuto conto del fatto che il piano delle attività 2024/2026 del Fondo Italiano per il Clima (piano approvato dal Comitato di Indirizzo nella seduta dell'ottobre 2023), riconosce all'ente

Gestore (Cassa Depositi e Prestiti) la possibilità di sviluppare: “[...] una intensa attività di promozione mediante (i) incontri bilaterali con grandi imprese italiane “capo-filiera” per individuare progettualità – anche in fase preliminare – sviluppabili e finanziabili tramite il Fondo”,

- 33.3 può Eni riportare in quale forma e attraverso quale modalità si è rivolta al Fondo Italiano per il Clima per sottoporre il progetto biocarburanti Kenya alla procedura di finanziamento?

Nel maggio 2024 Eni ha perfezionato un accordo con l’International Finance Corporation (IFC, parte del gruppo Banca Mondiale) e il Fondo Italiano per il Clima (gestito da Cassa Depositi e Prestiti) per supportare lo sviluppo della filiera agrifeedstock in Kenya, volto a produrre olio vegetale per biocarburanti non in competizione con la filiera alimentare.

Il finanziamento, a tassi di mercato, ammonta a \$210 mln (\$135 mln da parte di IFC e \$75 mln da parte del Fondo Italiano per il Clima).

### **Documentazione relativa all’impatto della proposta presentata al Fondo Italiano per il Clima per finanziamento**

Il Fondo Italiano per il Clima prevede un iter di progetto in 5 fasi (disponibile qui <https://www.mase.gov.it/portale/iter-dei-progetti>): 1) origination 2) pre-screening 3) Istruttoria 4) stipula dell’accordo finanziario 5) gestione, monitoraggio e rendicontazione. Sempre il documento di programmazione 2024/2026 del Fondo Italiano per il Clima rimarca l’intenzione di “[...] privilegiare interventi a elevato grado di maturità, per i quali lo studio di fattibilità sia stato già svolto o sia in fase avanzata”. Considerato che, alla data di approvazione del finanziamento, l’investimento di Eni in Kenya per i biocarburanti era già ampiamente in corso, si suppone che questo rientri tra gli interventi ad “elevato grado di maturità e con uno studio di fattibilità già svolto”.

- 33.4 Può Eni mettere a disposizione sul proprio sito istituzionale lo studio di fattibilità presentato per ottenere il finanziamento del Fondo Italiano per il Clima?

La documentazione relativa al progetto per lo sviluppo della filiera agrifeedstock in Kenya è disponibile sul sito di International Finance Corporation.

### **Componente ricino del Progetto Semakenya II**

Nel luglio 2021, Eni e la sede di Nairobi dell’Agenzia Italiana per la Cooperazione allo Sviluppo (AICS) firmano un memorandum per lo sviluppo di iniziative congiunte in Kenya. Come si può leggere sulla pagina web di Eni, “[...] l’8 dicembre 2022, l’Ambasciata d’Italia a Nairobi ed Eni hanno dato il via al programma SEMAKENYA II, per sperimentare tecnologie e pratiche agronomiche sostenibili resilienti al clima nella Contea di Makueni. L’iniziativa, finanziata dalla Cooperazione Italiana per un valore di 2 milioni di euro, si avvale del contributo dell’Istituto Agronomico del Mediterraneo di Bari (CIHEAM Bari) in partenariato con l’Organizzazione per la Ricerca Agricola e Zootecnica del Kenya (KALRO)”.

Dalle informazioni raccolte sul campo in Kenya emerge che, a seguito della missione di monitoraggio condotta a fine 2025 dall’AICS, la componente relativa al risultato della sperimentazione di ricino sia fallita e per questa ragione non inclusa nella procedura di no cost extension.

- 33.5 A seguito di questo risultato, può Eni riferire che tipo di misure sono state prese nei confronti dei contadini della contea di Makueni non direttamente coinvolti dal

programma SEMAKENYA II ma che alla fine del 2025 continuavano a coltivare ricino per via/in ottemperanza dei contratti firmati con l'aggregatore?

[Il progetto SEMAKENYA II non è afferente alla filiera agricola di Ene Kenya. Nella contea di Makueni l'attività con gli agricoltori attraverso i contratti con gli aggregatori prosegue secondo i piani.](#)

### 34. Moby Prince

Il disastro del Moby Prince, avvenuto il 10 aprile 1991 presso il porto di Livorno, è stato il più grave incidente italiano degli ultimi anni e il più grande incidente della storia della marineria italiana. A distanza di 35 anni dall'urto tra l'omonimo traghetto e la petroliera Agip Abruzzo, la verità sulle reali cause dell'incendio, che provocò 140 morti, resta incompleta. Neppure due commissioni parlamentari d'inchiesta e diversi procedimenti giudiziari sono riusciti a consegnare al Paese una ricostruzione delle vicende che sia chiara e che possa dare giustizia ai familiari delle vittime. Ecco perché invochiamo da parte di Eni un atto di trasparenza che possa essere anche un atto di amore verso la società civile che chiede verità e giustizia per la tragedia del Moby Prince.

Ricordiamo all'Azienda che la petroliera Agip Abruzzo era di proprietà di SNAM, che nel 1991 faceva parte del gruppo Eni.

- 34.1 Per questo si chiede di indicare agli azionisti gli spostamenti della petroliera Agip Abruzzo dall'11 marzo 1991 al 10 aprile 1991, indicando nello specifico le tratte percorse e i porti toccati con relativa data e orario di arrivo e partenza, nonché le attività svolte durante le soste, compreso carico e/o scarico in qualità e quantità.
- 34.2 Quale era il piano di navigazione della petroliera Agip Abruzzo previsto per il mese successivo al 10 aprile 1991?
- 34.3 Al momento della sosta nella rada del porto di Livorno il 10 aprile 1991, quale era il carico della petroliera Agip Abruzzo? Chiediamo all'Azienda di dettagliare la qualità e la quantità del carico.
- 34.4 Quali attività sono state svolte a bordo della petroliera Agip Abruzzo durante la sosta nella rada del porto di Livorno il 10 aprile 1991, anche relative alla movimentazione del carico? Quali altre attività di qualsiasi natura (manutenzione impianti, trasbordo o carico di materiale, sbarco o imbarco di personale o membri dell'equipaggio ecc..) si sono tenute a bordo durante la sosta nella rada del porto di Livorno?
- 34.5 A cosa serviva la manichetta rinvenuta sul lato sinistro della petroliera, e ad essa collegata come visibile da foto e video, la mattina dell'11 aprile 1991?
- 34.6 Quale era la posizione esatta della petroliera Agip Abruzzo durante la sosta nella rada del porto di Livorno il 10 aprile 1991? Quale posizione era segnata sul libro di bordo della stessa petroliera?
- 34.7 Eni è in grado di fornire la copia del libro di navigazione, del libro generale, del libro di bordo e del libro di carico della Agip Abruzzo? Dove è possibile consultare tali documenti? Se no, si può indicare il motivo per cui l'Azienda non può fornire tali documenti che, ricordiamo, potrebbero essere cruciali per l'accertamento dei fatti avvenuti in occasione della tragedia del Moby Prince?
- 34.8 L'Azienda è in grado di fornire le relazioni interne redatte da personale Eni-SNAM a vari livelli e competenze sull'accaduto e sui danni subiti dall'imbarcazione di proprietà? Se no, è possibile indicare i motivi del diniego e dove è possibile consultare tali relazioni? Ricordiamo che il comandante Romano Pauli, ispettore d'armamento di Snam il 10 aprile 1991, ha più volte dichiarato all'autorità giudiziaria di aver redatto relazioni tecniche consegnate a personale di Eni-SNAM. Anche di queste specifiche relazioni si

- chiede a Eni di fornire una copia o di indicare dove è possibile reperire tali preziosi documenti interni.
- 34.9 Nei giorni successivi alla collisione del traghetto Moby Prince ha avuto luogo l'esplosione della cassa bunker della petroliera Agip Abruzzo. Qual è stata la causa di quell'evento e quali danni ha provocato?
- 34.10 Cosa ne è stato del relitto della petroliera Agip Abruzzo dopo il dissequestro da parte della autorità giudiziaria? Ci sono stati passaggi di proprietà? A pochi mesi dalla tragedia del Moby Prince, fu siglato un accordo assicurativo, divenuto tristemente celebre, tra Navarma (armatore della Moby Price) e SNAM (proprietaria della petroliera Agip Abruzzo).
- 34.11 Dato che nel 1991 SNAM faceva parte del gruppo Eni, si richiede tutta la documentazione in possesso dell'Azienda relativa all'accordo armatoriale (accordo assicurativo) siglato il 18 giugno 1991 tra NAVARMA, Unione Mediterranea di Sicurtà, The Standard Steamship Owners Protection and Indemnity Association Ltd (Bermuda) da una parte e ENI-SNAM-AGIP, Padana Assicurazioni Spa e Assuranceforeningen Skuld dall'altra.
- 34.12 Chi ha seguito per conto di Eni-SNAM-AGIP le trattative che hanno portato alla definizione dell'accordo del 18 giugno 1991? Per ciascuna di queste aziende si chiede di indicare i nominativi e le qualifiche.
- 34.13 Quali sono riunioni del Consiglio di amministrazione di ENI nelle quali è stato affrontato il tema del tragico evento che ha riguardato la petroliera Agip Abruzzo della flotta SNAM a Livorno il 10 aprile 1991? In che modo si possono reperire e consultare i verbali?
- 34.14 Perché l'accordo assicurativo è stato stipulato prima della conclusione del processo penale che doveva accertare le responsabilità del sinistro?
- 34.15 Che destinazione ha avuto il carico della Agip Abruzzo non coinvolto nella collisione con il traghetto Moby Prince il 10 aprile 1991? Dove è stato trasportato, se è stato trasportato altrove, e con quale nave?
- 34.16 Pochi mesi dopo il tragico evento del 10 aprile 1991 a Livorno è stata dismessa la flotta di petroliere di Eni-SNAM. Quante e quali imbarcazioni componevano quella flotta e perché è stata smantellata?

Risposta alle domande da 34.1 a 34.16

L'incidente "Moby Prince" e le sue circostanze sono stati oggetto di plurimi procedimenti penali, definiti senza addebiti di responsabilità a carico di personale della allora Snam, nonché di due precedenti Commissioni Parlamentari di Inchiesta ed una terza Commissione attualmente in corso. Tutte le relative ricostruzioni da parte delle Autorità Giudiziarie e Parlamentari sono pubbliche.

Dato l'ampio lasso di tempo intercorso, il venir meno dell'allora società coinvolta e conseguentemente la limitata documentazione risultante ancor oggi disponibile, non è possibile addivenire a taluni maggiori dettagli della vicenda, comunque proseguendo a fornire il massimo supporto e collaborazione per quanto possibile ad ogni Autorità in tutti gli accertamenti eseguiti ed in corso.

Tutta la documentazione risultante ancor oggi disponibile a trent'anni di distanza dall'incidente è stata messa a disposizione, con la consueta massima collaborazione possibile, alle Autorità Inquirenti ed alle Commissioni Parlamentari di Inchiesta succedutesi nel tempo, delle quali si intende preservare le relative attività istituzionali. Nell'ambito della documentazione, sono stati messi a disposizione dell'attuale Commissione Parlamentare d'Inchiesta anche i verbali dei Consigli di Amministrazione di Eni in cui risultava un qualsiasi riferimento alla vicenda AGIP Abruzzo, custoditi nel

libro dei verbali di consigli di amministrazione della società regolarmente depositati, come noto, presso il competente archivio di Eni.

La m/c AGIP ABRUZZO, in ragione degli insuperabili danni riportati nella collisione dell'm/t Moby Prince, veniva dichiarata "relitto" e conseguentemente demolita nel gennaio del 1992.

Per quanto possibile desumere dalla documentazione ad oggi disponibile e fornita alle Autorità Giudiziarie e Parlamentari competenti, vi furono consulenti legali esterni dell'allora Snam che prestarono la propria assistenza per l'accordo armatoriale che, per quanto dagli stessi annotato, si poneva, come consueto ed usuale in ambito di un accordo transattivo, quale bilanciamento dei costi e benefici connessi alla instaurazione e/o prosecuzione di contenziosi giudiziari.





## **Eni SpA**

### **Sede Legale**

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2025: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

### **Altre Sedi**

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

### **Contatti**

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

### **Ufficio rapporti con gli investitori**

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com

