

# Assemblea Ordinaria e Straordinaria di Eni SpA

**13 maggio 2020**

Risposte a domande ricevute in Assemblea  
tramite rappresentante designato dalla Società  
ai sensi dell'art. 135-undecies del TUF







Assemblea Ordinaria e Straordinaria di Eni SpA 13 maggio 2020  
Risposte a domande ricevute in assemblea  
tramite rappresentante designato dalla Società  
ai sensi dell'art. 135-undecies del TUF

	<b>Pag</b>
<b>Fondazione Finanza Etica.....</b>	<b>2</b>
<i>Per conto delle associazioni A Sud Ecologia e Cooperazione Onlus e del CDCA</i>	
- <i>Domande generali.....</i>	<i>2</i>
- <i>Gela.....</i>	<i>6</i>
- <i>Licata.....</i>	<i>11</i>
- <i>Milazzo.....</i>	<i>14</i>
<b>Fondi SIEMENS.....</b>	<b>17</b>



## Azionista FONDAZIONE FINANZA ETICA

*Inviata da Fondazione Finanza Etica (come membro fondatore della rete europea di azionisti attivi SfC - Shareholders for Change) per conto delle associazioni A Sud Ecologia e Cooperazione Onlus e dal CDCA - Centro Documentazione Conflitti Ambientali.*

### Domande generali

#### Emissioni in Italia

**Eni afferma che “in Italia le emissioni sono particolarmente significative (45% sul totale nel 2018) in ragione del contributo degli impianti dei settori Mid-Downstream (raffinazione, petrolchimica, settore Gas and Power). In questo caso, gli impianti industriali operati da Eni (centrali termoelettriche Enipower, raffinerie e petrolchimici) sono infatti prevalentemente dislocati in Italia (..). Circa il 93% delle emissioni dirette operate G&P e R&MeC sono generate in Italia”. Si chiede di indicare quale è oggi la percentuale di emissioni operate dal settore R&MeC e quale dal settore G&P in Italia.**

#### Risposta

Le emissioni GHG dirette (cd. Scope 1) sono contabilizzate storicamente seguendo il criterio dell'operatore (100% della quota relativa alle attività operate da Eni a livello globale). Tali emissioni sono sottoposte a verifica ad opera della società di revisione della reportistica istituzionale Eni che dal 2019 è di tipo “reasonable” e sono riportate all'interno dell'informativa istituzionale Eni (Relazione Finanziaria Annuale, Rapporto di Sostenibilità – Eni for, sito web). Ulteriori dettagli sulle emissioni GHG di Eni sono inoltre disponibili nella risposta al questionario CDP Climate Change pubblicato sul sito Eni.com.

Per quanto riguarda il dettaglio delle emissioni GHG in Italia relative ai business G&P, R&M e Versalis, si riporta di seguito una tabella riassuntiva con le performance 2018 – 2019.



<i>Emissioni dirette GHG (Scope 1) asset operati da Eni valorizzati al 100% (Dati in MtCO<sub>2</sub>eq)</i>	<i>2018</i>	<i>2019</i>
<b>E&amp;P</b>	24,07	22,75
<i>di cui in Italia</i>	1,29	1,2
<b>G&amp;P</b>	11,08	10,47
<i>di cui in Italia</i>	10,5	10,2
<b>R&amp;M</b>	5,01	5,1
<i>di cui in Italia</i>	5,01	5,09
<b>Versalis</b>	3,19	2,87
<i>di cui in Italia</i>	2,44	2,19
<b>Altro</b>	0,01	0,01
<b>TOTALE</b>	<b>43,35</b>	<b>41,2</b>
<i>di cui in Italia</i>	<b>19,25</b>	<b>18,69</b>

Come si evince dalla tabella di cui sopra, nel 2019 circa il 45% delle emissioni dirette degli asset operati da Eni sono localizzate in Italia. Il peso delle emissioni relative ad attività operate in Italia, per i business G&P, R&M e Versalis, è rispettivamente a 98%, 100% e 76%.

**I piani di riduzione delle emissioni dell'azienda (al 2030, 2040 e 2050) prevedono la riduzione specificatamente di queste emissioni? E in che modo? Si chiede una risposta specifica per tutti i settori di riferimento: centrali termoelettriche enipower, raffinerie e petrolchimici in Italia.**

### **Risposta**

Tutte le emissioni operative degli asset italiani sono incluse nell'ambito dei target di riduzione delle emissioni GHG definiti nella nuova strategia di lungo termine Eni.

In questo ambito, Eni ha introdotto nuovi indicatori che fanno riferimento ad una metodologia rigorosa e distintiva delle emissioni lungo l'intera filiera dei prodotti energetici venduti, che integrano la contabilizzazione tradizionale delle emissioni GHG sopra descritta. I nuovi indicatori sono stati utilizzati per definire i seguenti target di medio lungo termine:

1. Riduzione delle emissioni nette nel ciclo di vita (net GHG lifecycle emissions) del 80% al 2050 vs 2018 (-30% al 2035)
2. Riduzione dell'intensità carbonica netta (net carbon intensity) del 55% al 2050 vs 2018 (-15 al 2035)
3. Azzeramento netto scopo 1 e 2 al 2030 Upstream e 2040 a livello Eni (net carbon footprint).

Questi target fanno riferimento a tutte le emissioni dirette e indirette (scopo 1,2, e 3) generate dai prodotti energetici venduti da Eni e includono sia gli asset operati - sui quali si basa il reporting tradizionale delle emissioni dirette - sia quelli non operati, entrambi contabilizzati in quota Eni. Le



single leve di business che concorrono al raggiungimento dei target sono state illustrate in occasione della strategy presentation e sono ulteriormente dettagliate all'interno del documento Eni for – Neutralità Carbonica nel Lungo Termine, pubblicato il 13 maggio 2020 e disponibile su Eni.com

## Emissioni e compensazioni

**Quale è la stima delle emissioni di Scope 1 e Scope 2 dell'attività upstream al 2030?**

**Secondo una risposta all'anno precedente la stima era di 18 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq per quanto riguarda le scope 1. Se come confermato anche quest'anno i progetti REDD+ hanno un potenziale di circa 20 Mton/anno di cattura di CO<sub>2</sub> al 2030, è possibile affermare che tanto l'azienda emette e tanto compensa?**

### Risposta

Nel 2019 Eni ha comunicato il proprio target di Net zero carbon footprint al 2030 per il business Upstream. Nel 2020 Eni ha rilanciato tale target includendo anche le emissioni scope 2. Il target si riferisce quindi oggi alle emissioni scope 1 e scope 2 del business Upstream e include sia agli asset operati - sui quali si basa il reporting tradizionale delle emissioni dirette - sia a quelli non operati, entrambi contabilizzati in quota Eni.

Il target sarà raggiunto grazie a:

- la minimizzazione delle emissioni GHG derivanti dal progressivo impiego di tutte le leve di decarbonizzazione disponibili per gli asset operativi (efficienza energetica, utilizzo di energie rinnovabili in sostituzione del fuel gas, progetti di digitalizzazione, progetti di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub>);
- e la compensazione delle emissioni residue attraverso progetti di forestry, con un potenziale di circa 20 Mton/anno di cattura di CO<sub>2</sub> al 2030.

E' opportuno precisare che:

- la flessibilità del portafoglio upstream che consente di rimodulare il profilo produttivo in funzione dell'evoluzione del contesto esterno influenzerà l'ammontare complessivo di emissioni al 2030.
- il ricorso ad azioni di compensazione è inserito, a partire dal 2020, nel più esteso ambito di decarbonizzazione di tutti i business di Eni.

Per questi motivi il potenziale di riduzione/assorbimento di CO<sub>2</sub> dovuto allo sviluppo dei progetti forestali contribuirà al raggiungimento di tutti i target definiti da Eni e non solo di quello relativo al



settore upstream, unitamente allo sviluppo di progetti CCS, strumento ulteriore per la compensazione delle emissioni.

E' importante sottolineare che l'impegno di Eni in progetti di conservazione del patrimonio forestale, così come quello fondamentale nel sequestro della CO<sub>2</sub> attraverso sistemi di cattura e stoccaggio (CCS), è da intendersi come leva efficace nel compensare parte delle emissioni residue non abbattibili con le tecnologie attuali e con le azioni di efficienza operativa e di business. Inoltre il forestry, nell'ambito delle Natural Climate Solution (NCS) riveste un ruolo importante nel limitare il riscaldamento globale, già a partire dal breve termine, e nel garantire benefici ambientali e sociali.

### Stoccaggio

**Eni afferma che "al momento il petrolio estratto è stato gestito senza fare ricorso a stoccaggio presso terzi". Considerata l'espressione "al momento" e soprattutto che per la ripresa totale della produzione ci vorrà molto tempo, l'azienda prevede in futuro di stoccare depositi di greggio presso terzi? E se sì, dove e in che modalità?**

#### Risposta

No, considerando anche la ripresa della domanda registrata in questi giorni, non si ritiene necessario ricorrere a stoccaggi su terzi.

### Waste to Hydrogen

**Quanti impianti "Waste to Hydrogen" si prevede di realizzare? Entro quando? E quale sarebbe la capacità totale?**

#### Risposta

Eni sta valutando tre impianti di gassificazione di CSS (combustibile solido secondario) e plasmix a Venezia, a Livorno e a Taranto.

A Venezia è in corso di studio il basic design del gassificatore per la produzione di H<sub>2</sub> pro impianto Ecofining in grado di produrre HVO (hydrogenated vegetable oil). La capacità è di 190 kt/anno di carica per la produzione di 25.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno.

A Livorno è in studio un altro basic design per la produzione di metanolo. La capacità è sempre di 190 kt/anno per la produzione di circa 100 kt di metanolo.

A Taranto è in corso una preliminare valutazione di un impianto di gassificazione per la produzione di idrogeno per la Raffineria e syngas.



La realizzazione di un impianto del genere richiede circa 5 anni per progettazione, autorizzazioni e costruzione e può variare a seconda dei tempi autorizzativi.

## Domande su Gela

### Green Refinery

**Eni dichiara di voler diventare palm oil free entro il 2023: come può in appena tre anni l'azienda riuscire a eliminare la dipendenza delle bio-raffinerie dall'olio di palma, che al momento le alimenta all'80%? Se l'intenzione è di passare del tutto agli oli esausti, qual è la filiera prevista in Sicilia? Corrisponde al vero che al momento c'è solo un accordo di massima con la Regione Siciliana? L'azienda prevede di importare dall'estero gli oli esausti?**

**Se sì, si chiede di indicare le nazioni e i mercati ai quali si intende fare riferimento e le modalità attraverso le quali ciò avverrà. E inoltre: l'azienda prende l'impegno di non utilizzare l'olio di palma solo dopo le mille pressioni del governo nazionale, delle associazioni e dell'Unione Europea. Invece di imparare la lezione, però, Eni annuncia di voler coltivare olio di ricino dalla Tunisia: nuovo materiale importato, con navi che approdano a Palermo. Di nuovo un processo globale di approvvigionamento delle risorse. Perché Eni non intende utilizzare il porto industriale di Gela, che tra l'altro si trova all'interno del perimetro dell'ex raffineria? Come verranno trasferiti i container da Palermo a Gela? Altre navi, treni o camion? Se si preferiranno i trasporti via terra (treni o camion) e considerata la pessima viabilità siciliana, come Eni intende contribuire al miglioramento della rete dei trasporti dell'Isola? Perché, nell'ottica dell'economia circolare, non si prevede di utilizzare le risorse prodotte dall'agricoltura locale? Per quanto riguarda le emissioni, Eni fa il confronto tra l'olio di ricino e le fonti fossili, ma quale sarebbe il confronto con l'uso di biomasse di scarto – oli esausti, grassi animali esausti e FORSU - locali?**

### Risposta

Eni ha già avviato un percorso di diversificazione dall'olio di palma da qualche anno che ci ha consentito di lavorare cariche alternative come oli di frittura domestici, grassi animali, e altre cariche, come technical corn oil e sbeo (spent bleach earth oil).



La sperimentazione sull'olio di ricino va proprio nella direzione di individuare filiere agricole sostenibili che possano rappresentare nuove cariche per i nostri impianti.

L'olio di ricino è un acido grasso non edibile quindi non in competizione con colture alimentari. Esso inoltre può essere coltivato in terreni pre-desertici, ovvero marginali, dove altre colture non sarebbero possibili. Per questo ha buone caratteristiche per essere considerata una coltivazione sostenibile come alternativa all'olio di palma. Rappresenta inoltre un'opportunità di sviluppo locale.

La Sicilia ha scarsa disponibilità di terreni marginali, che è una delle condizioni principali per la sostenibilità di questi oli; per questo la scelta si è spostata su zone limitrofe, in modo da ridurre al minimo i trasporti, ma con ampia disponibilità di terreni non utilizzabili dall'agricoltura quali Tunisia e/o paesi del Nord Africa individuando, al contempo, una pianta in grado di adattarsi a climi particolarmente severi ed allo stesso tempo con capacità produttive molto interessanti.

Purtroppo il pontile di Gela, al momento, non è attrezzato per ricevere containers e quindi una prima ipotesi è stata fatta vs porto di Palermo.

Al momento la coltivazione è in fase di sperimentazione e la definizione della filiera di trasporto indicata via containers sembrerebbe consentire maggiore flessibilità di trasporto dai punti di coltivazione/spremitura in aree predesertiche verso il sito di Gela, senza bisogno di stoccaggi intermedi. Rivaluteremo tutte le filiere di trasporto non appena passeremo ad una fase di sviluppo industriale.

Per quanto riguarda l'utilizzo di oli esausti per l'impianto di Gela, questo tipo di carica sarà sicuramente massimizzata con il massimo recupero interno nazionale, stessa cosa è prevista per i grassi animali, per i quali le disponibilità sono più limitate.

Al fine comunque di completare il phase out dal Palma al 2023, con oltre 7 anni di anticipo rispetto a quanto stabilito nelle REDII Eni ha deciso concentrare ed investire le proprie energie e risorse in tutte le filiere del waste/residue/advanced e quelle legate all'economia circolare.

L'UCO è una componente importante dell'approvvigionamento con mercati di origine diversificati: Asia, Europa, Middle East, US.

La logistica di questi feedstock sarà prevalentemente via mare direttamente nella Raffineria di Gela.

Al momento Eni processa nella sua bioraffineria di Venezia la metà dell'UCO raccolto in Italia e molte iniziative sono state messe in piedi al fine di favorire una maggiore raccolta degli oli alimentari esausti provenienti dalla filiera domestica, per il quale ad oggi non esiste un obbligo normativo di conferimento e, pertanto, risulta in gran parte non raccolto. Ad esempio abbiamo avviato nelle nostre sedi di Roma ed in alcuni siti operativi (Venezia, Taranto, Sannazzaro e Livorno) la raccolta



degli oli alimentari esausti domestici prodotti dai nostri 5.800 dipendenti coinvolti. Per quanto riguarda l'incremento della raccolta, siamo in contatto con varie regioni per favorire questi processi per la massimizzazione del recupero.

### Waste to fuel

Eni afferma che "le acque recuperate dal trattamento della FORSU nell'impianto W2F sperimentale di Gela sono inviate per successivo trattamento presso impianti contrattualizzati. Tra quelli indicati ci sono la "ECONET" ed "Ecosistem" entrambe di Lamezia Terme (CZ). Scrive inoltre che "per la selezione dei fornitori Eni Rewind effettua gare d'appalto partendo dalle vendor list di Eni, le quali si basano su processi di qualifica, aggiornamento e feedback finalizzati a valutare, verificare" anche "il rispetto dei requisiti in materia di sicurezza e tutela dell'ambiente, gli aspetti di sostenibilità, l'affidabilità etica ed economico-finanziaria" e che: "in particolare, per quanto riguarda gli impianti di smaltimento, la verifica del possesso di tutte le autorizzazioni specifiche è parte del suddetto processo di selezione". Quanto affermato non sembrerebbe corrispondere però alla realtà: sia la "Ecosistem srl" sia la "Econet" (appartenente al Gruppo Ecosistem e con la quale ha lavorato in Ati) sono società coinvolte in indagini giudiziarie. "Ecosistem srl" è coinvolta insieme a Eni stessa in un'indagine dove il nucleo centrale della vicenda giudiziaria ruotava intorno a un problema tecnico/giuridico di classificazione dei rifiuti e attribuzione del relativo codice CER, nello specifico proprio sulle operazioni di gestione, smaltimento e reimmissione delle acque di separazione provenienti dal ciclo produttivo di Viggiano, dalla cui classificazione si fa discendere l'ipotesi di traffico illecito di rifiuti. **Mente Tonino Marchio della "Econet" risulta invece coinvolto in un'indagine per corruzione, falso e turbata libertà del procedimento di scelta del contraente. (Fonti disponibili nelle note:<sup>123</sup>).**

**Allora chiediamo: al netto della presunzione di innocenza fino al terzo grado di giudizio, sarebbero questi i criteri di affidabilità etica dell'azienda? Essere coinvolti in un procedimento giudiziario, con accuse così pesanti, come viene valutato da Eni? Si ricorda a tal proposito che Enimed è coinvolta in un procedimento giudiziario simile in Sicilia, per**

---

<sup>1</sup> <https://www.senato.it/service/PDF/PDFServer/DF/329158.pdf>

<sup>2</sup> <https://www.google.com/amp/s/www.ilfattoquotidiano.it/2016/05/25/smaltimento-ecoballempania-tra-i-vincitori-dellappalto-societa-coivolta-nellinchiesta-tempa-rossa-dipotenza/2763285/amp/>

<sup>3</sup> [https://www.lacnews24.it/cronaca/lamezia-migliaia-tonnellate-rifiuti-pericolosi\\_18195/](https://www.lacnews24.it/cronaca/lamezia-migliaia-tonnellate-rifiuti-pericolosi_18195/) <https://www.corriere dellacalabria.it/regione/item/195080-corruzione-in-sardegna-indagatoun-manager-di-lamezia/>



**quanto riguarda la discarica di Camastra, così come ricorda la relazione finanziaria di Eni del 2019.**

#### **Risposta**

Eni verifica l'affidabilità dei propri fornitori attraverso un monitoraggio costante, anche da fonti aperte, avvalendosi di un team multidisciplinare che, in caso di eventuale coinvolgimento del fornitore in un procedimento giudiziario, approfondisce il contesto del procedimento medesimo - esaminando la gravità del reato oggetto di contestazione, lo stato del contenzioso, l'eventuale reiterazione del reato stesso – e procede ad approfondimenti di natura documentale nonché a valutare le eventuali azioni di self-cleaning adottate da parte dell'impresa. A valle di tali approfondimenti vengono attribuiti eventuali provvedimenti ostativi o di sospensione/revoca della qualifica.

Con riferimento alla richiamata vicenda giudiziaria per l'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, Eni ribadisce che nel corso del procedimento è stata fornita ampia evidenza tecnica idonea a dimostrare come il COVA nella gestione delle proprie acque reflue derivanti dall'attività di estrazione e nella propria attività di smaltimento rifiuti, abbia sempre operato in conformità a quanto previsto dalla normativa di settore e a quanto autorizzato nella propria Autorizzazione Integrata Ambientale, garantendo, inoltre, la perdurante applicazione delle Best Practices nel tempo disponibili in materia.

Inoltre le società Ecosistem e Econet sono state oggetto di un audit terzo su aspetti tecnici e di sicurezza che ha confermato l'affidabilità tecnico-operativa del servizio reso dagli appaltatori stessi.

#### **Pozzi estrattivi**

**Si chiede di conoscere nel dettaglio il piano di esecuzione per la chiusura dei pozzi estrattivi non attivi. L'azienda può indicare tempi e modalità di chiusura di ciascun pozzo non più attivo? Quando poi i pozzi verranno chiusi, le aree verranno restituite ai Comuni o Eni prevede altri tipi di utilizzo?**

#### **Risposta**

- o La chiusura di pozzi non produttivi e privi di interesse minerario è parte integrante dell'attività di "decommissioning" che costituisce la fase finale del ciclo di vita degli asset appartenenti alla filiera dell'Oil&Gas e, in generale, degli impianti industriali.
- o Eni si è dotata di un dipartimento specificatamente dedicato che ha il compito di presidiare il processo e di capitalizzare il know-how associato alle attività, che presentano una complessità analoga ai progetti di costruzione e sviluppo.



- Al termine della vita produttiva di un pozzo vengono eseguite le operazioni di chiusura mineraria attraverso l'installazione di tappi di cemento al fine di ottenerne il completo isolamento. Durante le operazioni di chiusura mineraria vengono, inoltre, recuperati i materiali utilizzati per il completamento e presenti all'interno del pozzo e in superficie. La durata dell'attività può arrivare a un massimo di circa 40 giorni in funzione delle caratteristiche del pozzo e dalla sua profondità. Il programma di chiusura mineraria viene approvato dalle Autorità competenti e le attività sono eseguite in accordo alle normative vigenti, alle best practice internazionali e alle procedure interne Eni.
- In tale cornice, il programma di EniMed per il prossimo quadriennio prevede la chiusura di 29 pozzi a terra non produttivi che rappresentano la totalità dei pozzi che attualmente non mostrano alcun potenziale minerario e quindi privi di interesse.
- Il piano quadriennale viene aggiornato ogni anno in modo da identificare ulteriori candidati e programmare le conseguenti operazioni di chiusura mineraria. Il programma viene condiviso con l'Ente Competente e la realizzazione delle attività è subordinata al rilascio delle autorizzazioni, il cui tempo medio è di circa 6 mesi.
- A seguito delle chiusure dei pozzi, le aree in locazione vengono restituite ai legittimi proprietari una volta ripristinato lo "status quo ante", salvo diverse indicazioni da parte delle Autorità e dei soggetti interessati. Le aree di proprietà sono oggetto di valutazione per l'eventuale riutilizzo e realizzazione di progetti di diversificazione energetica e decarbonizzazione, per esempio l'installazione di pannelli fotovoltaici; in alternativa le aree sono ripristinate allo "status quo ante" ed eventualmente cedute.

### Rifiuti radioattivi

**Apprendiamo che nel corso del 2019 Eni ha "alienato" dalla raffineria di Gela "sorgenti radioattive non più utilizzate negli impianti", ed esattamente "6 sorgenti di Cesio-137" e "77 sorgenti di Cobalto-60". Sono ancora presenti rifiuti radioattivi all'interno del perimetro dell'ex raffineria? Dove sono localizzati questi rifiuti? Sono in condizioni di sicurezza? Alcuni di questi sono ancora dentro l'ex discarica di fosfogessi Isaf? Alcuni di questi sono quelli indicati dall'operaio Emanuele Pistritto prima alle telecamere di Nemo e poi alla Procura della Repubblica di Gela? Qual è il piano di Eni per smaltirli tutti?**

### Risposta

Si conferma che nel 2019 e nel 2020 è stato effettuato l'allontanamento delle 6 sorgenti di Cesio-137 e delle 77 sorgenti di Cobalto-60 tramite ditte specializzate (Campoverde, autorizzata per il trasporto e lo stoccaggio di rifiuti radioattivi) verso siti autorizzati ai sensi del D. Lgs. 230/95 in materia di radioprotezione. Tali sorgenti erano utilizzate in condizioni di sicurezza per il



monitoraggio della densità e dei livelli dei fluidi di processo sugli impianti di Alchilazione, GPL, Politene, Coking 1 e Coking 2.

[Attualmente non sono più presenti "rifiuti radioattivi" all'interno del perimetro della Raffineria di Gela.](#)

### **Domande su Licata**

**Ci sono voluti due anni e insistite domande affinché Eni finalmente facesse l'esatto sunto delle procedure che hanno portato al progetto Argo-Cassiopea. Non possiamo però ritenerci del tutto soddisfatti dalle risposte date. Come al solito infatti quel che rimane fuori da ciò che l'azienda sceglie di comunicare è più importante. Non viene fatta menzione ad esempio del taglio degli investimenti: nel 2014 l'azienda aveva promesso 1 miliardo e 800 milioni euro di investimenti solo su Argo-Cassiopea, che ad oggi sono appena la metà (880 milioni per l'esattezza). Sappiamo che quei soldi in meno sono dovuti alla mancata realizzazione della piattaforma Prezioso K, e certo non ci mancherà non avere la quinta piattaforma nel tratto di mare tra Gela e Licata. Ma allora chiediamo: perché Eni non investe quei soldi risparmiati sul territorio, visto che li ha promessi per anni e per anni se ne è fatta scudo e promozione?**

### **Risposta**

- o Il Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel 2014, prevedeva un impegno economico complessivo fino a 2,2 miliardi di euro, di cui 1,8 nel settore upstream. Le linee di intervento in ambito upstream prevedevano la valorizzazione dei campi maturi, un programma di Asset Integrity, attività di manutenzione, un programma di decommissioning, attività esplorative e il progetto Argo Cluster (ora rinominato Cassiopea).
- o La stima iniziale degli investimenti per la realizzazione del progetto Cassiopea era di poco inferiore a 900 milioni di euro. Ad oggi, nella configurazione ottimizzata di progetto, senza la realizzazione della piattaforma Prezioso K, i costi complessivi di progetto stimati a vita intera ammontano a circa 850 milioni di euro, in linea con il valore iniziale. Nella configurazione attuale la piattaforma è stata sostituita con una centrale di trattamento e compressione a terra all'interno della Raffineria di Gela. Tale soluzione consente una maggiore sostenibilità ambientale grazie all'annullamento dell'impatto visivo e degli scarichi a mare e all'azzeramento delle emissioni di CO2. Cassiopea è uno dei primi progetti upstream a conseguire la neutralità



carbonica (in ambito Scope 1), grazie anche al contributo di un nuovo parco fotovoltaico che sarà realizzato all'interno del perimetro della Raffineria.

- o L'impegno economico sostenuto sino ad oggi per la realizzazione delle attività upstream è superiore a 700 milioni di euro che, sommato agli investimenti previsti per la realizzazione del progetto Cassiopea e alle altre attività previste nell'accordo del 2014, portano a un valore economico totale per l'upstream di 1,8 miliardi, in linea con quanto indicato nel Protocollo.

**Inoltre: in relazione ai nuovi piani, quanti lavoratori sono previsti per la realizzazione del gasdotto sottomarino? Quanti metalmeccanici e quanti edili? E per quale arco temporale? L'azienda si rivolgerà alle maestranze locali?**

#### **Risposta**

- o La scelta di modificare il progetto, rinunciando alla piattaforma a mare e privilegiando interventi di costruzione in un'area dismessa e recuperata all'interno della Raffineria consentirà di massimizzare l'impiego di personale locale in particolare per le attività di montaggi meccanici e per le attività civili. Il periodo di realizzazione delle opere a terra abbraccerà un arco temporale di circa 24 mesi dal momento dell'inizio della cantierizzazione.
- o In coerenza con il Protocollo 2014, le attività saranno realizzate promuovendo il contenuto locale nel pieno rispetto del codice degli appalti, che prevede per gare relative ad un progetto gas in Italia il doversi attenere al regime pubblicistico con l'emissione di bandi europei (D.Lgs. 50/2016).
- o Il contratto per la realizzazione e l'installazione della condotta sottomarina sarà assegnato sulla base di gara pubblicistica e presuppone appaltatori dotati di competenze specifiche e di mezzi navali tecnologicamente avanzati in ragione delle specifiche condizioni di varo della linea fino a una profondità di circa 600 metri.
- o L'indotto locale stimato con un picco di oltre 250 unità lavorative, con particolare riferimento ai lavoratori meccanici e civili, sarà coinvolto nelle attività previste a terra per la realizzazione della base logistica e dell'approdo della condotta e per la costruzione della centrale di trattamento e relative connessioni.

**Sono state definite le compensazioni per il reparto pesca, così come indicato alla scorsa assemblea degli azionisti? E se sì con chi l'impresa ha intavolato le trattative?**



### Risposta

- o Le compensazioni nell'ambito del comparto pesca sono parte integrante del progetto e prima dell'avvio dell'attività a mare si provvederà a concordare adeguate forme di compensazione con i soggetti coinvolti.
- o Per quanto concerne la definizione degli interventi di compensazione, è stato appositamente condotto uno studio per la valutazione dell'impatto sull'attività del comparto pesca: la fase realizzativa del progetto per i lavori a mare (durata prevista di circa un anno) comporta l'interdizione temporanea di un tratto di mare equivalente allo 0,37% dell'area di pesca GSA16-Canale di Sicilia (che equivalgono a circa 112 km<sup>2</sup>) e pari allo 0,01% della stessa durante la sua fase produttiva. In tale contesto sono previste opere di compensazione al comparto pesca. Le compensazioni saranno rivolte alle Marinerie effettivamente impattate e saranno basate sul disagio arrecato che non equivale ad un fermo totale dell'attività di pesca, ma ad una modifica durante il periodo delle attività delle attuali rotte di pesca, per la durata massima di un anno. Durante la fase di produzione l'area interdetta sarà limitata a soli 3,2 km<sup>2</sup>. Sono inoltre in fase di valutazione progetti innovativi di sostegno al settore.
- o In seguito al ritardo nell'ottenimento della proroga VIA, ottenuto nel dicembre 2019, e alla luce dell'emergenza sanitaria legata al COVID-19, il progetto ha subito un posticipo e la tempistica è in corso di rivalutazione. Al termine della situazione contingente si prevede di riprendere il dialogo con le Autorità Locali e di avviare il confronto con i rappresentanti delle Marinerie interessate.

**Ci è stato segnalato nei giorni scorsi che ai Cantieri Navali di Palermo è parcheggiata, per lavori di manutenzione, la nave Saipem10000. C'è chi sostiene che sarà il mezzo attraverso il quale Eni effettuerà i primi lavori di perforazione sui pozzi Argo-Cassiopea: Eni conferma o smentisce tali indiscrezioni?**

### Risposta

Il mezzo impiegato per le attività di perforazione dei pozzi sottomarini non è stato ad oggi identificato e sarà selezionato sulla base di un processo di gara in regime pubblicistico in accordo al quadro normativo di riferimento.

**Ancora: risulta vero che i Comuni di Gela, Licata e Porto Empedocle non riceveranno un euro di royalties dal progetto Argo-Cassiopea?**

### Risposta



Le royalties saranno erogate secondo quanto previsto da normativa, in particolare (D.lg. 625 del 96 e successive modifiche, D.lg. 83 del 2012 e la legge 160 del 2019) ovvero con versamento diretto allo Stato italiano e alla Regione Siciliana.

**Perché in un primo momento Eni prevedeva che il metano dei pozzi Argo e Cassiopea sarebbe finito in parte dentro la struttura del GreenStream per poi invece cambiare idea? Che collegamento c'è tra i due stream di gas?**

#### **Risposta**

Il progetto, nella sua configurazione ottimizzata, che ha determinato l'eliminazione della realizzazione della piattaforma Prezioso K dal piano di sviluppo, prevede che il gas prodotto venga convogliato a terra ed immesso nella rete nazionale attraverso un punto di consegna dedicato. Non ci sarà pertanto alcun collegamento tra i due stream di gas.

#### **Domande su Milazzo**

**Cosa intende Eni nello specifico quando afferma che Ram "non è stata messa in condizione di formulare le proprie osservazioni alla VAS" e che per questo ha fatto ricorso contro il Piano di tutela di qualità dell'aria? Non ritiene, l'impresa, che ci sia contraddizione tra i proclami ambientali e le pratiche concrete? E' stato valutato questo aspetto quando si è pensato di fare ricorso? Come valuta l'azienda l'accordo firmato a novembre 2019 dalla Regione Siciliana e il ministero dell'Ambiente (qui la notizia: <https://www.minambiente.it/comunicati/qualita-dell-aria-accordo-ministeroambiente-regionesicilia-costa-vincere-qui-battaglia>) proprio sull'attuazione del piano di tutela di qualità dell'aria? Ram sarebbe pronta ad effettuare, così come ideato dalla Regione Siciliana, uno studio modellistico per la valutazione degli impatti?**

#### **Risposta**

Eni in merito fa presente che le procedure utilizzate dalla Regione Siciliana per la pubblicizzazione dell'iter di VAS relativo al Piano di tutela della qualità dell'aria non sono state sufficientemente trasparenti e pubblicizzate da permettere la presentazione di osservazioni in tempo utile. In assenza di tale confronto il ricorso al TAR rappresentava l'unica possibilità per tutelare gli interessi dell'azienda e di tutte le parti interessate.

In più occasioni l'azienda ha fatto presente non solo l'illegittimità del Piano, ma la sua illogicità in quanto si basa su dati obsoleti e precedenti il rilascio della nuova Autorizzazione Integrata



Ambientale, rilasciata nel 2018 e inoltre prevede limitazioni inutili su inquinanti che non rappresentano alcuna criticità per il territorio, come dimostrato dai dati di qualità dell'aria pubblicizzati dalla stessa Regione ed Arpa Sicilia in più occasioni.

L'azienda ha più volte evidenziato di non essere tecnicamente in grado di rispettare l'applicazione dei limiti inferiori delle BAT per le emissioni concentrate previsti per il 2027 che di fatto precluderebbe il proseguo dell'attività della raffineria.

In merito all'accordo del novembre 2019, l'azienda ritiene che lo stesso preveda notevoli iniziative per limitare l'inquinamento nel settore dei trasporti ribadendo allo stesso tempo la competenza del MATTM nell'individuazione di limiti emissivi alle installazioni industriali di competenza nazionale.

Con riferimento allo studio modellistico per la valutazione dell'impatto ambientale delle proprie emissioni, RAM evidenzia che uno studio modellistico è già stato prodotto in fase di riesame dell'AIA e valutato quindi dal MATTM, dimostrando che i valori di ricaduta al suolo si mantengono molto al di sotto dei requisiti di qualità ambientale richiesti. RAM è inoltre disponibile a, eventualmente, ripetere valutazioni modellistiche volte a dimostrare l'inutilità dei limiti imposti dal Piano, ribadendo altresì la disponibilità ad un confronto più ampio che copra tutti gli aspetti di impatto ambientale della propria attività.

### **Domande su Taranto**

**Le risposte di Eni ci preoccupano, perché come al solito si tende a minimizzare gli impatti delle attività industriali sui territori e si sorvola sulle legittime preoccupazioni della popolazione. Ad esempio relativamente alla domanda al punto 14.3 si chiede di quantificare il "tendenziale" miglioramento in termini di effetti ambientali derivante dai trasporti di greggio mediante navi cisterna e "il trascurabile" incremento in termini di emissioni in atmosfera derivante dall'aumento di traffico per 90 navi all'anno. Inoltre vorremmo che Eni precisasse quali tecnologie saranno usate a compensazione dell'aumento di emissioni di composti organici volatili.**

**Ci preoccupa poi soprattutto l'approdo di Sabic a Taranto, sottolineato nel punto 14.4. A tal proposito ricordiamo che le indagini del Bfr (l'Istituto federale tedesco per la valutazione dei rischi) sulle aziende che impiegherebbero le sostanze chimiche senza i dovuti test di sicurezza preventivi, hanno incluso, secondo la nota dell'Eeb - European environmental bureau - cinque delle prime 10 società chimiche globali di vendita fra cui Sabic. Per il CPO sono state effettuate le valutazioni di impatto ambientale e sanitario del processo di conversione in gas di sintesi e della produzione di combustibili ad alto**



**valore e di prodotti chimici? I prodotti chimici saranno testati dalla Sabic prima di essere utilizzati nei prodotti di consumo sul mercato?**

### **Risposta**

Le principali misure compensative per la minimizzazione delle emissioni di VOC in atmosfera, previste nel Progetto Tempa Rossa (e già approvate dal MATTM nell'ambito del Decreto VIA/AIA Tempa Rossa prot. n. 373 del 27/12/2017, nonché del Decreto AIA di Raffineria prot. n. 92/2018), consistono nella realizzazione di un nuovo sistema tecnologico per il recupero/abbattimento di VOC costituito da una unità VRU (Unità Recupero Vapori) + VCU (Unità di Conversione Termica), associato ad uno specifico sistema di collegamento per il recupero di tutti i vapori a rete fuel gas di Raffineria. Quest'ultimo intervento è stato già realizzato ed è pienamente operativo presso il Sito. Entrambe le suddette soluzioni tecnologiche consentiranno di mantenere inalterato l'attuale assetto emissivo di VOC della Raffineria determinando l'azzeramento delle 36 tons/anno di VOC incrementali inizialmente previste dal progetto stesso.

Per quanto riguarda il CPO, è stata fatta l'indagine ambientale che ha certificato come le emissioni associate all'impianto non costituiscono un aggravio del quadro emissivo della raffineria di Taranto e, pertanto, è stata ottenuta la "Non assoggettabilità al VIA" da parte del Ministero dell'Ambiente.

Ricordiamo, comunque, che lo scopo di questo impianto dimostrativo non è quello di produrre "chemicals", ma dimostrare l'efficienza del reattore che trasforma metano in gas di sintesi, da cui estrarre idrogeno.

La futura applicazione industriale della tecnologia CPO consentirà di produrre idrogeno e/o metanolo, due vettori energetici particolarmente utili per decarbonizzare il settore trasporti, in modo più efficiente.



## Azionista FONDI SIEMENS

**Grazie a tutto lo staff ed a tutti i lavoratori che hanno continuato a lavorare in circostanze così difficili.**

**Sia benvenuta una politica che, a partire dal 1 gennaio 2020 ed in particolare dal 2025, porti alla massima riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> ed inquinanti, il massimo sviluppo delle energie rinnovabili la massima e virtuosa integrazione tra tutte le aree di business, spingendo al massimo la loro adattabilità al mercato – in questo contesto di valori virtuosi - avendo di mira la realizzazione del primario scopo sociale, ovvero la massima e più competitiva possibile remunerazione delle partecipazioni azionarie.**

**È e sarà di massimo interesse per gli investitori comprendere a fondo, scientificamente ed economicamente, nel presente e nel futuro, tutte le implicazioni connesse a quello che viene presentato come uno dei principali obiettivi (e pilastri strategici) su cui si basa il piano strategico al 2050 (ed il piano di azione 2020-2023):**

***“The production of oil and gas is expected to reach a plateau in 2025 followed by a flexible decline in the following years mainly for the oil component”.***

**Sarà tale obiettivo allineato con la realtà in divenire? Es andamento prezzo del petrolio e sue dinamiche di mercato?**

### **Risposta**

Il periodo che stiamo vivendo dallo scorso marzo è per l'economia mondiale il più complesso degli ultimi 70 anni e oltre. Per l'industria energetica, ed in particolare per l'Oil&Gas, la complessità è ancora maggiore dato il sovrapporsi degli effetti della pandemia al crollo del prezzo del petrolio.

In questa situazione il portafoglio di business di Eni mostra di essere resiliente come mai in passato, mentre la struttura patrimoniale è molto solida, frutto del lavoro fatto negli ultimi anni. In particolare il portafoglio upstream ha un punto di pareggio competitivo ed è flessibile, consentendo la rimodulazione delle attività e degli impegni finanziari in funzione dell'evoluzione dello scenario.

Infatti Eni, in occasione dei risultati del primo trimestre, ha prontamente presentato le proprie risposte allo scenario di crisi, rivedendo anche la produzione attesa per il 2020, con l'obiettivo di salvaguardare la solidità del proprio bilancio.

Questa flessibilità è anche una caratteristica peculiare della strategia di medio-lungo termine fino al 2050 che consentirà ad Eni di adattare il profilo produttivo in funzione dell'andamento del mercato grazie all'attuale profilo delle riserve ed al ricorso futuro a progetti con uno short pay out.



La nostra produzione vedrà inoltre una componente gas crescente perché riteniamo che questa fonte energetica possa avere un ruolo importante nella transizione energetica grazie all'applicazione di tecnologie, come la CCUS (Carbon, capture, utilization and storage), che ne ridurranno l'impronta carbonica.

**Se, come pare comprendersi, sarà una scelta sia di valori che di business - sentita come perfettamente sincronizzata con il mutare degli scenari - sia allora vivamente benvenuta.**

**Perché a quanto pare: "we urge you to implement mechanism to leave upstream/E&P<exploration +Production> investments – in order not to be the last one to recognize!" o, forse, e sarebbe peggio, siamo in ritardo in questo processo di riconversione.**

**Comunque sia, dato che il pessimismo non giova, sia esso il benvenuto e che sia il più produttivo e virtuoso possibile!**

**Rimangono ferme solo alcune perplessità o stonature, due sole qui a titolo di esempio:**

**"Most of these strategies, however, will enter into action after 2025. Until then, in fact, Eni will continue to extract oil and gas with an average growth of 3.5% per year for six years and a total of 23% and investments for 24 billion euros until 2023, against 2.6 billion for renewable energy"**

**"Renewables strong growth to over 55 GW by 2050"**

**Sarà un obiettivo realizzabile da Eni che oggi è ferma a (poco) meno di 0.5 G, non siamo in ritardo?**

### **Risposta**

La strategia di Eni prevede la progressiva espansione a livello globale del business delle rinnovabili con una potenza elettrica installata di 3 GW al 2023. Tale potenza è destinata a raggiungere i 5 GW nel 2025 con l'ambizione di arrivare a oltre 25 GW al 2035 e ad oltre 55GW al 2050, attraverso la selezione delle aree di espansione legata alla presenza dei clienti Eni e alla loro crescita, in modo da massimizzare l'integrazione.

La crescita avverrà in larga misura per linee organiche ma non escludiamo il ricorso a M&A selettive di asset e progetti se coerenti con le nostre strategie e qualora rappresentino un'opportunità per una crescita accelerata nel business delle energie rinnovabili.

Continuando a far leva sul modello distintivo che ha caratterizzato il nostro ingresso nel business delle rinnovabili, nel medio e lungo termine intendiamo rafforzare la nostra presenza nel settore



sviluppando nuovi progetti in Paesi OECD (e.g. Italia, Europa, Australia, Stati Uniti) caratterizzati da mercati maturi e strutturati con un profilo di rischio contenuto. Tale diversificazione geografica renderà ancor più bilanciato e ben equilibrato il nostro portafoglio progetti che vanta anche una consolidata presenza in Paesi non OCSE (e.g. Kazakhstan, Pakistan, Tunisia, Algeria) grazie anche alle sinergie con altri business Eni.

In particolare:

- In Italia, grazie alla continua collaborazione con Eni Rewind, proseguirà il nostro impegno nella conversione industriale attraverso la realizzazione di impianti, prevalentemente ma non esclusivamente fotovoltaici, in aree industriali di proprietà, bonificate e disponibili all'uso. Ulteriore impulso in questa direzione sarà inoltre assicurato dall'accordo firmato con Cassa Depositi e Prestiti per la realizzazione di impianti fotovoltaici anche in aree del patrimonio dello Stato.
- All'estero, oltre a rafforzare la nostra presenza in Africa, Australia e Kazakistan, intendiamo esplorare i mercati europei e nuovi mercati emergenti asiatici, e sviluppare, grazie alla partnership con Falck Renewables, il mercato statunitense (nel quale siamo recentemente entrati con l'obiettivo di realizzare 1 GW di progetti nei prossimi 4 anni).

Le competenze di Eni, la diffusa presenza nel Mondo e le risorse finanziarie saranno i fattori chiave che ci consentiranno di traguardare gli obiettivi fissati.