



LEGAMBIENTE

C'è
PUZZA
di **GAS**

Per il futuro del pianeta, non tapparti il naso

Italia hub degli sprechi

2025

Indice

Premessa	4
1. Le emissioni di metano nel settore energetico	9
1.1 Le emissioni di metano nel settore energetico a livello mondiale	10
1.2 Le emissioni di metano del settore del petrolio e del gas	16
1.3 Le emissioni di metano del settore del petrolio e del gas in Italia	19
2. La campagna di rilevamento di Legambiente in Italia	23
2.1 Terza Edizione Della Campagna	24
2.2 I monitoraggi	24
3. Abbattere le dispersioni	47
3.1 L'efficacia in termini di costo dell'abbattimento	48
3.2 Iniziative dell'industria e politiche dei governi	49
3.3 Potenziale di riduzione delle emissioni in Italia	50
4. Il Regolamento europeo sulle emissioni di metano e la sua attuazione in Italia	51
4.1 Il Regolamento europeo	52
4.2 L'attuazione del Regolamento in Italia	58
4.3 Il ruolo delle imprese nell'attuazione del Regolamento	59

Il Rapporto è stato curato da:

Katiuscia Eroè, responsabile energia Legambiente

Esther Seeleman, ufficio energia Legambiente

Ennio Lombardi, ufficio energia Legambiente

Progetto grafico:

Laura Finocchiaro

Dicembre 2025

Premessa

Gli effetti dei cambiamenti climatici sono sempre più evidenti: non solo problemi ai diversi settori produttivi, come l'agricoltura, ma anche alle infrastrutture e alle persone, facendo spendere miliardi di euro per correre ai ripari con soluzioni spesso emergenziali senza portare soluzioni strutturali in grado di mitigare gli effetti di piogge intense, allagamenti, alluvioni o ondate di calore. In Italia, da gennaio 2010 a fine novembre 2025, sono almeno 1.258 i Comuni colpiti da questi fenomeni, 2.670 il numero degli eventi che hanno causato danni, oltre 979 i problemi alle infrastrutture, 1.359 allagamenti e 338 le esondazioni fluviali¹. Eppure, è ormai noto come una delle principali soluzioni sia il phase-out dalle fonti fossili - gas, carbone e petrolio - in tempi più brevi possibili. Un tema che stando alle ultime politiche del Governo Meloni, vedi il Piano Mattei ma anche gli accordi di importazione con l'America di Trump del gas naturale liquefatto (GNL), sembra non essere una priorità. Così come non sembra esserlo il tema delle emissioni di metano. Infatti, concentrandosi su questa fonte, inquinante e climalterante, i dati messi in evidenza anche in questa terza edizione del Rapporto *C'è Puzza di Gas. Per il futuro del Pianeta non tapparti il naso* raccontano ancora la mancanza di politiche in grado di affrontare con coraggio il tema delle emissioni, con numeri di dispersioni che sottolineano l'urgenza di agire e ritardi nell'applicazione del Regolamento europeo da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Eppure, parliamo di un gas fossile che a livello mondiale, rappresenta, in termini di CO₂ equivalenti, il 16% dei gas serra totali, il secondo gas serra per importanza dopo la CO₂, che rappresenta, invece, il 77% del totale². Nonostante però le percentuali siano così differenti è fondamentale ricordare che il gas metano nei primi 20 anni di vita ha un impatto climalterante fino a 86 volte maggiore di quello della CO₂ e nell'arco di 100 anni fino a 25 volte. La natura è in grado di assorbire una parte delle emissioni di metano tramite

¹ <https://cittaclima.it/>

² <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2025>

l'ossidazione in atmosfera³, la cattura su suolo e negli oceani, ma questo potenziale non è paragonabile a quello del caso della CO₂. Numeri⁴ che raccontano bene perchè affrontare con coraggio e lungimiranza il tema delle emissioni deve diventare una priorità politica per il Governo italiano. L'obiettivo non è solo mitigare gli effetti dei cambiamenti climatici, ma anche ridurre la forte dipendenza del nostro Paese dal gas ed offrire a cittadini, cittadine e ai sistemi produttivi un modello di produzione energetica più sostenibile, meno caro e più democratico e che oggi è realizzabile attraverso le fonti rinnovabili, gli accumuli e lo sviluppo delle reti. Importante, inoltre, ricordare che questa fonte rappresenta anche un rischio per la salute e per gli ecosistemi, in quanto precursore dell'ozono: in presenza di luce solare, il metano contribuisce alla sua formazione attraverso reazioni chimiche con gli ossidi di azoto (NO_x) e altri composti organici volatili (VOC). Come dichiarato dall'Agenzia Europea per l'Ambiente (EEA), alti livelli di ozono, a livello del suolo, sono spesso associati a malattie respiratorie e mortalità prematura. Se i livelli di questo gas rimanessero al di sotto delle soglie previste dalle Linee Guida sulla qualità dell'aria stabilite dall'Organizzazione Mondiale della Sanità, in Unione Europea si potrebbero prevenire potenzialmente circa 70.000 morti premature all'anno. In termini di biodiversità, invece, sempre secondo l'EEA l'ozono rallenta la crescita della vegetazione con danni alle coltivazioni alimentari stimati intorno ai 2 miliardi di euro annui a livello europeo⁵.

Parlando di quanto accade in Italia, secondo i dati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia al 2024⁶, circa un quinto delle emissioni di metano provengono dal settore energetico, e il 40% di questo dal settore energetico fossile: petrolio e gas che disperdono metano sia a causa delle perdite dovute a una manutenzione assente o insufficiente delle infrastrutture sia attraverso pratiche di venting (rilascio di metano senza combustione) e flaring (che prevede invece la combustione in torcia). Elemento importante quando parliamo di questo tema legato al settore energetico è che rispetto alle emissioni di metano degli altri settori – rifiuti, agricoltura e allevamenti – qui si trova il maggior potenziale di riduzione immediata, considerando che non solo esistono già soluzioni tecnologicamente mature ed economicamente convenienti per monitorare gli impianti e la loro componentistica, ma anche per porre fine a tali dispersioni con pratiche e sperimentazioni di reimmissione del gas. Non a caso Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), nel Sixth Assessment Report⁷ del 2023, nell'analisi delle misure da attuare per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 per il settore energetico, inserisce in terza posizione, dopo solare ed eolico, proprio la riduzione delle emissioni di metano considerandone l'efficacia e i costi. Ulteriore elemento da non sottovalutare è che quando parliamo di dispersioni di gas metano, queste non solo rappresentano un limite inconciliabile con la lotta alla crisi climatica, ma anche uno spreco di una risorsa che ancora oggi il Governo italiano ritiene insostituibile. Ridurre le perdite lungo la filiera fossile, considerando quanto avviene lungo le infrastrutture legate alle importazioni e in quelle del trasporto della distribuzione su suolo italiano, rappresenterebbe una importante opportunità per diminuire le importazioni, con vantaggi anche in termini di costi per la bolletta energetica del Paese e per gli stessi operatori, che possono rivendere il gas fossile agli utenti finali. In questo quadro è fondamentale ricordare che l'Italia, insieme ad altri 160 Paesi, che rappresentano il 45% delle emissioni di

3 <https://essd.copernicus.org/articles/17/1873/2025/essd-17-1873-2025.pdf>, <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/>

4 https://www.edf.org/sites/default/files/content/emission_equivalency_tool_documentation_methodology_23062022.pdf

5 <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/methane-climate-change-and-air-quality-in-europe-exploring-the-connections>

6 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

7 <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>

metano a livello globale, ha aderito al Global Methane Pledge⁸, un accordo internazionale volontario che impegna i firmatari a ridurre, entro il 2030, il 30% delle emissioni di metano, rispetto ai livelli del 2020. Un accordo che avrebbe dovuto far ben sperare, considerando anche la sua volontarietà, ma nel frattempo, ovvero dal 2020 ad oggi, le emissioni di metano del settore petrolifero e del gas mondiale sono aumentate di circa il 6%⁹. Elemento positivo e un primo passo importante è l'entrata in vigore del nuovo Regolamento europeo che mira a ridurre le emissioni di gas metano nei Paesi membri. Uno strumento non perfetto ma che per la prima volta regola in maniera più stringente parte delle emissioni, ma anche il ruolo degli operatori, dando scadenze chiare che potrebbero avere effetti positivi in tema di riduzioni delle emissioni. Diverse le criticità ancora aperte, ma un primo segnale positivo che impegna l'intera Unione Europea a trattare questo tema dandogli una rilevanza maggiore. Uno strumento positivo anche per il nostro Paese, che risulta tra quelli con maggiore intensità di emissioni, non dotato di un sistema di quantificazione e monitoraggio in grado di evidenziare il reale problema e che visti gli obiettivi di diventare hub del gas per l'Europa e per il Mediterraneo, con oltre 190 infrastrutture in valutazione al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, rischia di far saltare completamente gli obiettivi del Global Methane Pledge e quelli di decarbonizzazione. Non a caso il nostro Paese risulta già in ritardo con i primi passi di attuazione del Regolamento. Nello specifico delle 11 scadenze previste nei primi 11 mesi del 2025, quelle rispettate sono 7, sulle altre ci si è mossi in ritardo o in attesa di valutazione da parte del Parlamento¹⁰. Come per l'individuazione delle autorità competenti, che sarebbero dovute avvenire entro lo scorso 5 febbraio, o le sanzioni per il mancato rispetto del Regolamento, che invece dovevano essere approvate entro lo scorso 5 agosto. Due temi delicati e importanti.

Per questo anche in questa edizione della campagna di Legambiente l'obiettivo è stato non solo continuare ad informare territori, cittadini e cittadine su un tema di cui si parla ancora troppo poco, ma anche di essere da sollecito verso i rappresentanti politici, nazionali, regionali e comunali, per fare in modo che l'Italia non solo completi l'adozione del Regolamento nei tempi stabiliti, ma che introduca strumenti ambiziosi in grado di far raggiungere al nostro Paese gli obiettivi di riduzione delle emissioni di metano, quelli legati alla decarbonizzazione che passano necessariamente dall'uscita dalle fonti fossili ed essere di esempio per l'Europa seguendo la scia di quanto fatto in Paesi come la Norvegia che nonostante sia il Paese europeo con le maggiori esportazioni grazie a politiche stringenti di monitoraggio e controllo ha ridotto, quasi fino ad azzerare, le proprie emissioni di gas metano. La campagna di Legambiente non è stata solo informazione e sensibilizzazione su territori e stakeholder politici, ma ha proseguito il suo lavoro di monitoraggio degli impianti iniziato nel 2022 e ancora una volta mette in evidenza un problema generalizzato che riguarda tutta la filiera del gas fossile, indipendentemente dall'operatore o dal distributore e dalla tipologia di impianto. In particolare, in questa edizione i tecnici di Legambiente sono stati in 8 Regioni, monitorando 61 impianti per 153 elementi. I risultati mettono in evidenza non solo l'urgenza di applicare il Regolamento europeo ma anche l'impegno che le imprese dovranno mettere in campo per ridurre fino ad azzerare le emissioni. Nel complesso sono stati raccolti 80.110 punti di misura validi nelle otto regioni analizzate: il 55,3% presenta concentrazioni superiori a 10 ppm, il 7,6% rientra nella fascia di dispersione media, tra 100 ppm e 1.000 ppm, e il 2,3% in quella alta, cioè maggiore di 1.000 ppm. La concentrazione

8 <https://www.globalmethanepledge.org/>

9 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

10 Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

media complessiva registrata sugli impianti è di 111,7 ppm, un valore 56 volte superiore al livello atmosferico del metano di circa 2 ppm. Sono stati inoltre individuati 2.785 punti di misura validi sopra i 500 ppm, la soglia oltre la quale il Regolamento UE impone la riparazione delle perdite. A livello regionale, le criticità maggiori sono state rilevate in Basilicata, Piemonte e Lombardia, mentre la Campania è l'unica ad aver mostrato due elementi già in fascia alta per media di concentrazione. Alcune infrastrutture — tra cui impianti gestiti da Snam, Italgas ed Eni — hanno evidenziato medie elevate, fino a superare i 2.600 ppm. Su tutti gli impianti analizzati emergono problematiche diffuse: quasi tutti gli elementi, infatti, mostrano livelli di dispersione rilevabili e la percentuale di punti oltre i 100 ppm raggiungerebbe potenzialmente il 58,5% se si considerasse il caso di un monitoraggio svolto alla distanza ravvicinata di un metro. Con le 61 infrastrutture con emissioni significative registrate nel 2025, insieme alle 52 degli anni precedenti, la campagna fa emergere che le emissioni fuggitive lungo la filiera del gas sono sistematiche e sottostimate dalle rendicontazioni ufficiali, mettendo inoltre in evidenza non solo l'urgenza di applicare il Regolamento europeo ma anche l'impegno che le imprese dovranno mettere in campo per ridurre fino ad azzerare le emissioni. Come è evidente dai risultati della campagna di monitoraggio nel nostro Paese vi è un forte bisogno non solo di politiche di accelerazione di efficienza energetica e di sviluppo delle rinnovabili, ma anche di uscita dalle fonti fossili, chiudendo anche con la falsa narrazione del nucleare sostenibile in grado di risolvere tutti i problemi energetici italiani, compresi quelli dei costi. In questo quadro la visione del gas fossile come “fonte ponte” della transizione energetica è del tutto obsoleta e abbiamo invece la necessità, per trasformare la crisi climatica in opportunità di una proposta energetica in grado di dare risposte a cittadini, cittadine, territori e imprese.

Rimanendo sul tema del gas, è fondamentale che il Governo non solo si impegni a rispettare le scadenze previste per l'attuazione del Regolamento europeo, entrato in vigore ad agosto 2024, ma in sede Europea lo sostenga esprimendo parere contrario alla sua inclusione nel cosiddetto pacchetto Omnibus, che mira a semplificare alcune norme europee fondamentali in materia di clima e ambiente. A tal proposito fondamentale che il nostro Paese diventi leader nella riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico, infatti, come secondo importatore di gas dell'Unione Europea (dopo la Germania), è necessario che anticipi la scadenza del 2030 in tema di cooperazione con i Paesi esportatori per ridurre le emissioni di metano legate alle importazioni di combustibili fossili. Il Regolamento europeo prevede, soltanto tra 5 anni, l'inserimento di una soglia massima di intensità emissiva che importatori e produttori dovranno rispettare. Una scadenza che sarà poco efficace, non solo perchè gli standard entrerebbero in vigore quando ormai l'Unione Europea dovrebbe aver raggiunto buona parte degli obiettivi legati alla decarbonizzazione, ma anche perchè inciderebbero su una parte minoritaria dei contratti vigenti e di quelli che si firmeranno nei prossimi anni, lasciando di fatto inalterate le condizioni e i livelli di emissioni: il 51% dei contratti di importazione scadrà entro i prossimi 5 anni e il 59% giungerà al termine entro i prossimi 10 anni. Il 14% dei contratti rimarrà oltre 20 anni¹¹. Non solo, ma per raggiungere gli obiettivi del Global Methane Pledge **è fondamentale che il nostro Paese si doti di un Piano di riduzione delle emissioni di metano di tutti i settori**. In particolare, per il settore energetico, fondamentale stabilire un piano dettagliato di monitoraggio e controllo su base mensile, con previsioni di intervento e chiusura delle dispersioni sulla base di tempistiche diverse legate alla “grandezza” delle perdite, che non escluda quelle più piccole. Infatti, è fondamentale ribadire che ogni perdita andrebbe chiusa, la somma di

11 https://www.arera.it/fileadmin/allegati/relaz_ann/25/VOLUME_1_definitivo.pdf

tante piccole perdite equivalgono a una o più grandi fonti di emissione e contribuiscono in maniera importante alla crisi climatica. Il tutto senza **appesantire le bollette dei consumatori** come già avviene nel nostro Paese, senza una reale trasparenza dei costi sostenuti dai contribuenti delle utenze del gas, e come vorrebbe invece il Regolamento europeo. È evidente che per raggiungere questi due ultimi obiettivi **il tema della quantificazione reale delle emissioni rimane un punto centrale**. Senza conoscere la vera entità del problema non solo è impossibile stipulare un piano di riduzione delle emissioni, ma anche rispettare gli obiettivi volontari del Global Methane Pledge ma anche stabilire standard qualificati per imprese e operatori. A tal proposito è importante che il Governo, a seguito della mappatura dei pozzi inattivi, avvenuta ad agosto 2025, si impegni, a presentare la relazione delle emissioni di metano associate, e al conseguente piano di chiusura definitiva e di bonifica degli stessi. Queste azioni, inoltre, andrebbero accompagnate da **sanzioni economiche per i trasgressori**, con particolare riferimento a pratiche inquinanti come venting e flaring, rimodulando il meccanismo previsto da ARERA che attualmente riconosce i costi per le perdite di rete su criteri standard (basato su fattori di emissione “efficienti” per ciascun componente rilevante della rete di trasporto)¹². Le attività di manutenzione e monitoraggi degli impianti a gas per il contenimento delle emissioni dovrebbero costituire degli standard minimi garantiti dagli operatori del settore.

TABELLA DI SINTESI DI TUTTI I MONITORAGGI

Regione	Impianti monitorati	Elementi monitorati	Numero di elementi con perdite/venting per fasce di concentrazione di metano				Periodo del monitoraggio
			Irrilevanti (1 – 10 ppm)	Basse (10–100 ppm)	Medie (100–1000 ppm)	Alte (>1000 ppm)	
Basilicata	5	8	1	4	2	1	24–26 febbraio 2025
Piemonte	9	16	1	12	2	1	26–28 marzo 2025
Campania	10	16	1	9	4	2	5–6 maggio 2025
Marche	10	22	1	16	4	1	3–5 giugno 2025
Lombardia	12	23	4	15	4	0	24–26 giugno 2025
Veneto	14	30	8	19	3	0	6–8 ottobre 2025
Umbria	5	18	11	7	0	0	21–22 ottobre 2025
Calabria	6	20	10	9	1	0	24–25 novembre 2025
TOTALE	61	153	37	91	20	5	

Rapporto Italia hub degli sprechi di Legambiente

¹² introdotto con delibera 514/2013/R/gas periodo di regolazione 2014-2017

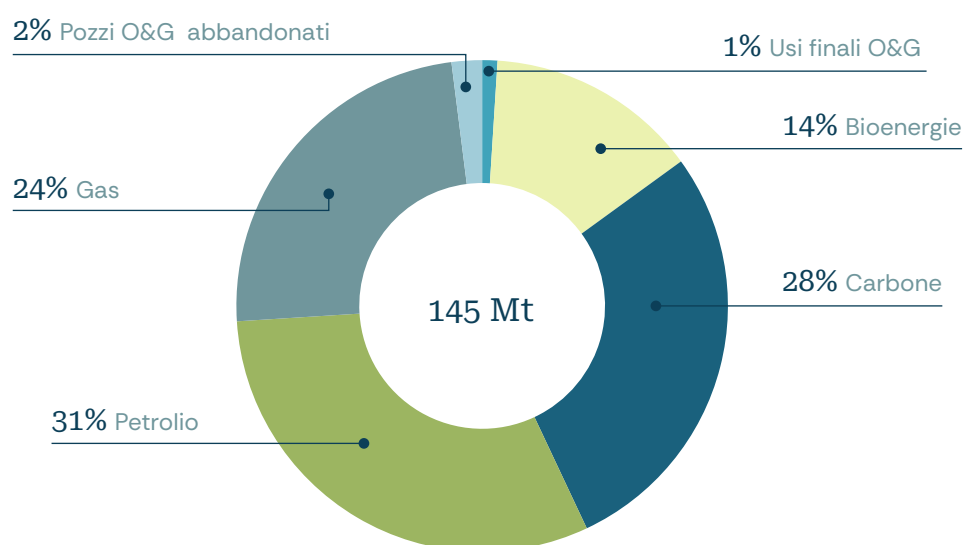
01

Le emissioni di metano nel settore energetico

1.1 Le emissioni di metano nel settore energetico a livello mondiale

A livello mondiale le emissioni di metano nel settore energetico, nel 2024, secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia¹³ sono state pari a 145 milioni di tonnellate. Le principali fonti di emissione risultano essere il **gas fossile** e il **petrolio**, con il 55% del totale e il **carbone** con il 28%. Seguiti in misura minore dalle bioenergie, responsabili del 14% delle emissioni. Nelle ultime posizioni troviamo con il 2% i pozzi abbandonati di petrolio e gas e con l'1% gli usi finali di petrolio e gas.

EMISSIONI DI METANO GLOBALI DEL SETTORE ENERGETICO - 2024 | Milioni di tonnellate



Elaborazione Legambiente su dati AIE Global Methane Tracker 2025

Secondo i dati dell'AIE, tra i Paesi maggiormente responsabili di queste emissioni, nelle prime 10 posizioni, troviamo **Cina, USA, Russia, India, Iran, Turkmenistan, Indonesia, Venezuela, Nigeria e Canada**, che insieme rappresentano **i due terzi delle emissioni globali**, mentre l'Italia con le sue 276 mila tonnellate di metano si trova nella 49esima posizione¹⁴. Nel settore del petrolio e del gas fossile, le dispersioni di metano si verificano durante il rilascio volontario di metano (venting), durante le combustioni in torcia (flaring) e attraverso le perdite delle infrastrutture che, secondo l'esperienza maturata da Legambiente in questi anni, nella maggioranza dei casi sono dovute a scarsa o assente manutenzione della componentistica nei siti legati alla produzione, lavorazione, trasporto e distribuzione.

Il settore del carbone, invece, vede dispersioni soprattutto nelle attività estrattive delle miniere: in quelle sotterranee sono dovute all'aria di ventilazione e nelle miniere a cielo aperto ai sistemi di drenaggio¹⁵. Mentre, nel caso delle bioenergie la maggior parte delle

¹³ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

¹⁴ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

¹⁵ <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023/strategies-to-reduce-emissions-from-coal-supply>

emissioni di metano sono causate dalla combustione incompleta delle biomasse usate in cucina e nel riscaldamento dai paesi in via di sviluppo e alla produzione di biogas e bio-metano nei paesi sviluppati¹⁶. Una delle sfide principali legate alle emissioni di metano è quella della reale quantificazione del problema. Ad oggi **non c'è un sistema di misura univoco in grado di verificare la realtà delle emissioni** che, infatti, possono variare molto nel tempo e non esiste una correlazione diretta tra parametri operativi ed emissioni a livello di sito o di fonte, come invece accade per la CO₂, dove più facilmente si può stimare un certo quantitativo sulla base del mix energetico e dei consumi del combustibile¹⁷. Tanto è che generalmente i numeri comunicati dai diversi Paesi risultano spesso sottostimati rispetto a sistemi di controllo come quelli satellitari, ma anche in esperienze più piccole come quella di Legambiente per l'Italia. Ad esempio, le misurate effettuate con il satellite TROPOMI (Tropospheric Monitoring Instrument) risultano sempre maggiori dei dati riportati a livello di Paese¹⁸. E' importante sottolineare che anche questi sistemi possono avere limiti nella restituzione delle misurazioni delle emissioni di metano. Basti pensare, ad esempio, che la maggior parte dei satelliti non riesce a rilevare emissioni di metano da siti offshore, o in aree particolarmente coperte da nuvole o con poca luce diurna¹⁹.

In questo quadro di incertezza ci si può affidare soltanto a delle stime. E secondo gli studi effettuati dall'AIE risulta che le emissioni mondiali legate al settore energetico sarebbero superiori dell'80% rispetto alle quantificazioni riportate negli inventari nazionali dei diversi Paesi. Un dato che cambierebbe notevolmente la responsabilità del settore energetico, rispetto agli altri²⁰.

In Italia, secondo i dati dell'AIE, nel 2024 il settore energetico è stato responsabile del 19% delle emissioni di metano totali, di queste il 41% proviene dal settore fossile petrolifero e gas con particolare riferimento alla distribuzione e al trasporto di gas²¹.

16 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

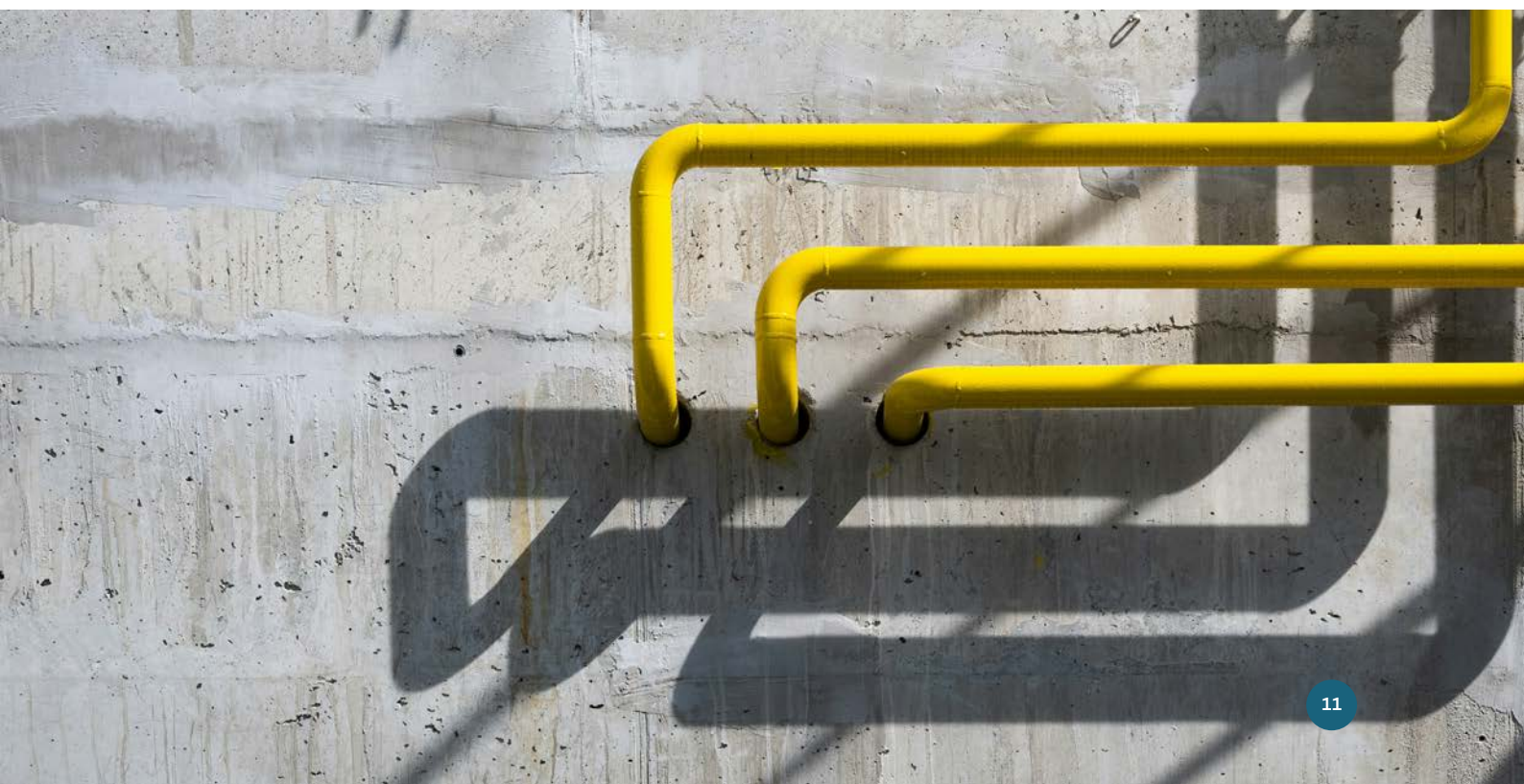
17 <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2023/09/05152105/roadmap-methane-import-standard.pdf>

18 <https://www.nature.com/articles/s41467-023-40671-6>

19 Centre for Climate Crime Analysis 2025, <https://ember-energy.org/app/uploads/2025/03/The-geography-factor-How-environmental-conditions-shape-methane-monitoring-from-space.pdf>

20 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

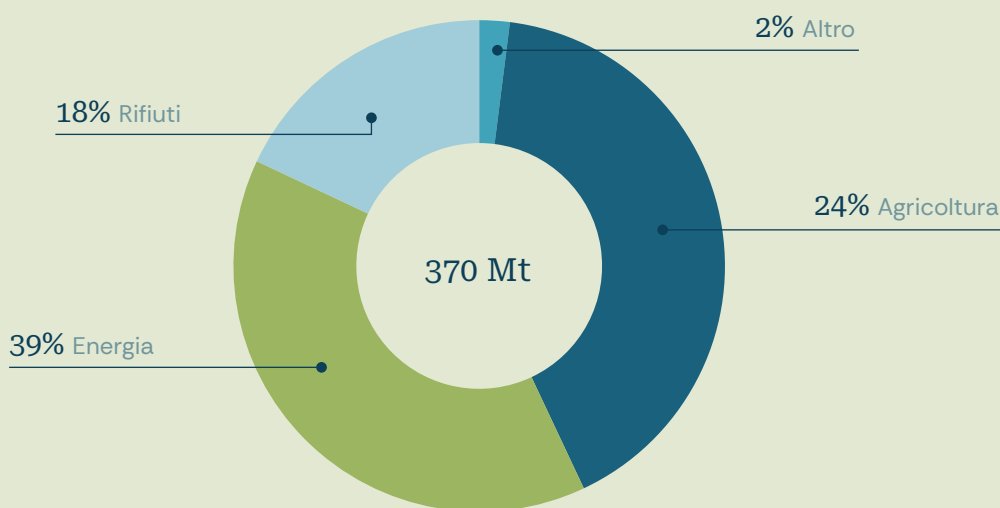
21 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>



LE EMISSIONI DI METANO NEGLI ALTRI SETTORI

Secondo le stime dell'AIE²², a livello globale nel 2024 le emissioni di metano ammontavano a 370 milioni di tonnellate, facendo registrare un incremento, rispetto al 2023 del 6%. Di queste, il 41% (152 milioni di tonnellate) proviene dal settore agricolo che ha visto un aumento del 8% rispetto ai dati del 2023, il 39% dal settore energetico (145 milioni di tonnellate, +12% rispetto al 2023), il 18% da quello dei rifiuti (65 milioni di tonnellate), l'unico che ha fatto registrare una riduzione rispetto ai dati dell'anno precedente, con -8%, e il 2% (8 milioni di tonnellate) dai trasporti, industria e residenziale, con percentuali pressoché stabili²³.

EMISSIONI DI METANO GLOBALI PER SETTORE – 2024 | milioni di tonnellate



Elaborazione Legambiente su dati AIE Global Methane Tracker 2025

Agricoltura

A livello globale il settore agricolo, che comprende anche la gestione degli allevamenti, è la prima fonte emissiva di metano che viene prodotto principalmente dal processo digestivo dei ruminanti allevati (bovini, ovini e caprini), dalla gestione delle deiezioni degli allevamenti e dalle coltivazioni in sommersione, come quella del riso. In particolare, rispetto al totale delle emissioni del settore, le emissioni globali derivanti dall'allevamento (emissioni enteriche + gestione delle deiezioni) sono pari a 117 milioni di tonnellate anno, pari a circa il 32% del totale delle emissioni totali, un dato in continua crescita insieme all'aumento globale del numero di capi allevati, mentre quelle derivanti da coltivazioni sommerse (riso) sono stimate a 32 milioni di tonnellate all'anno, pari al 9% del totale²⁴.

Ridurre le emissioni di metano in questo settore è possibile ma certamente richiede politiche globali impegnative e da programmare nel tempo. Da un lato è necessario un

²² <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

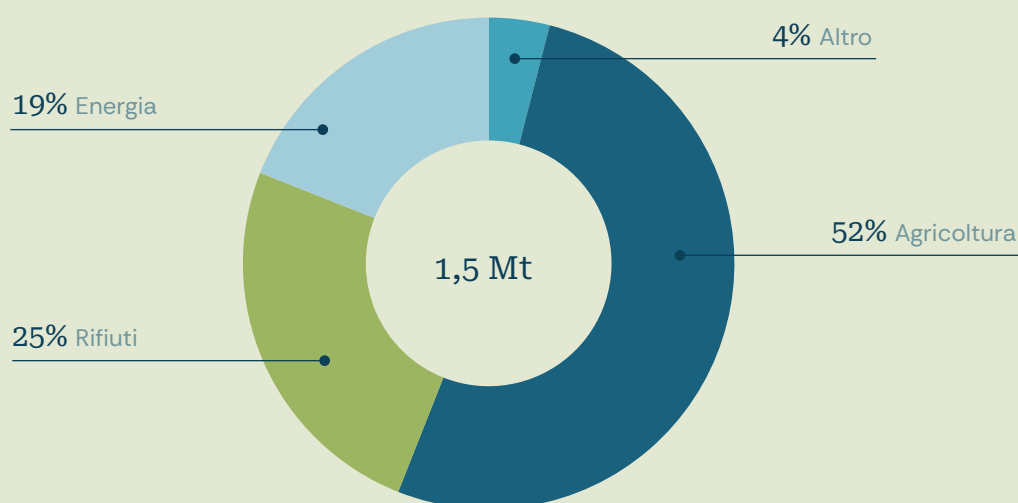
²³ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

²⁴ Saunio M et al. Global methane budget 2000-2020, Earth Syst. Sci. Data, 17, 2025
<https://doi.org/10.5194/essd-17-1873-2025>

cambiamento della zootecnia con l'obiettivo di ridurre il numero di animali allevati, coerentemente con le indicazioni fornite anche dalle istituzioni sanitarie che indicano l'esigenza di ridurre la quota di assunzione di alimenti di origine animale, particolarmente nei Paesi ad economia avanzata, per migliorare lo stato di salute delle persone e del Pianeta²⁵. Dall'altra è necessario introdurre nuove pratiche di allevamento: una dieta più digeribile per gli animali, il ricorso a integratori capaci di inibire la metanogenesi ruminale e il confinamento delle deiezioni per evitare dispersioni di metano rappresentano strategie efficaci per ridurre le emissioni. A queste va accompagnato uno sviluppo di impianti a biogas e a biometano in grado di utilizzare una risorsa importante ai fini della decarbonizzazione e al contempo ridurre il rilascio di metano in atmosfera, a condizione che il processo sia condotto in condizioni tali da limitare fortemente le emissioni fuggitive. Per quanto riguarda le emissioni da coltivazione del riso si potrebbero introdurre accorgimenti agronomici nella gestione della sostanza organica e dei cicli di sommersione delle risaie (asciutte periodiche nelle stagioni calde), in modo da evitare gran parte delle emissioni.

In Italia, oltre la metà delle emissioni di metano proviene dal settore agricolo. Al momento non sono ancora disponibili dati relativi alla scomposizione sul 2024 ma secondo l'ultimo Greenhouse Gas Inventory dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) nel 2023 le emissioni enteriche dei ruminanti allevati avevano un ruolo prevalente (69%), seguite dalla gestione delle deiezioni zootecniche (23%) e dalla coltivazione del riso (7%)²⁶. Queste sono fortemente concentrate nelle regioni del bacino padano, che lamentano severe problematiche in termini di inquinamento dell'aria, salute del suolo e delle acque, legate agli effluenti liquidi e gassosi degli allevamenti.

EMISSIONI DI METANO IN ITALIA PER SETTORE – 2024 | milioni di tonnellate



Elaborazione Legambiente su dati IEA Global Methane Tracker 2025

Anche nel nostro Paese per ridurre le emissioni di questo settore è necessaria una transizione agroecologica attraverso approcci di estensivizzazione dell'allevamento, riduzione del numero di capi allevati e diversificazione e rotazione delle colture. A questo si aggiunge la necessaria collaborazione dei consumatori che dovrebbero adottare diete più sane e sostenibili attraverso la riduzione dei consumi di carne, latte e derivati, a favore di alimenti di origine vegetale. Tra gli approcci mitigativi, nel breve-medio termine assume rilevanza

²⁵ Rockström et al, The EAT–Lancet Commission on healthy, sustainable, and just food systems, The Lancet V. 406, 10512, 2025 <https://www.thelancet.com/commissions-do/EAT-2025>

²⁶ <https://www.isprambiente.gov.it/en/publications/reports/italian-greenhouse-gas-inventory-1990-2023-national-inventory-document-2025>

il miglioramento della gestione degli effluenti, anche attraverso lo sviluppo di una filiera di produzione di biometano a basse perdite emissive, nonché l'estensione dell'applicazione della tecnica AWD (Alternate Wetting and Drying) nella coltivazione del riso.

Rifiuti

A livello globale, le emissioni di metano dai rifiuti organici rappresentano il 18% delle emissioni totali. In quest'ambito la sorgente principale risulta essere quella dalla decomposizione della materia organica nelle discariche. Anche se le emissioni da rifiuti sono una fonte di gas serra in calo, si stima che nel 2020 le discariche abbiano ancora contribuito alle emissioni in atmosfera con circa 70 milioni di tonnellate di metano²⁷. La soluzione per affrontare il problema è nota e passa dalla drastica riduzione del conferimento indifferenziato di rifiuti organici in discarica attraverso la diffusione capillare della raccolta separata. Indispensabile poi la creazione di infrastrutture per il trattamento dei rifiuti organici attraverso la realizzazione di impianti di digestione anaerobica e compostaggio finalizzati a stabilizzare il rifiuto organico e trasformarlo in un materiale impiegabile come fertilizzante. Sebbene più complesso, risulta fondamentale ridurre le emissioni provenienti dalle discariche, attive e non attive, attraverso la realizzazione di impianti a biogas e biometano in grado di captare la gran parte delle emissioni. In Italia il settore rifiuti nel 2024 è stato responsabile del 25% delle emissioni di metano. Secondo gli ultimi dati riportati da ISPRA sul 2023²⁸, in questo caso la sorgente dominante è rappresentata dallo smaltimento dei rifiuti solidi (pari al 85%) seguita dalla gestione delle acque reflue (pari al 14%).

²⁷ elaborazione di Legambiente su dati UNEP (<https://www.unep.org/news-and-stories/press-release/global-assessment-urgent-steps-must-be-taken-reduce-methane>) e NOAA Research (<https://research.noaa.gov/despite-pandemic-shutdowns-carbon-dioxide-and-methane-surged-in-2020/>)

²⁸ https://emissioni.sina.isprambiente.it/wp-content/uploads/2025/05/Le-emissioni-di-gas-serra-in-Italia_rapp.414-2025.pdf

GHG – GREENHOUSE GAS

Gas a effetto serra

I gas climalteranti, ovvero i gas a effetto serra, sono la causa del cambiamento climatico quindi degli eventi meteorologici estremi e del loro aumento in termini di numeri e di intensità. Le emissioni di gas serra diversi dall'anidride carbonica (CO₂) o la somma di tutti i gas serra vengono spesso espresse in anidride carbonica equivalente (CO₂-eq), che si calcola moltiplicando la massa di un gas serra per il suo potenziale di riscaldamento globale, ovvero Global Warming Potential (GWP). Questo indica la quantità di anidride carbonica che avrebbe lo stesso impatto sul clima in un determinato arco di tempo, in genere 100 anni. Secondo l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Assessment Report 5, in questo arco temporale, il GWP del metano (CH₄) è 28-34, mentre quello dell'ossido di azoto (N₂O) è 264-298²⁹. I vari F-gas (gas fluorurati) possono avere GWP fino ad oltre 10.000³⁰.

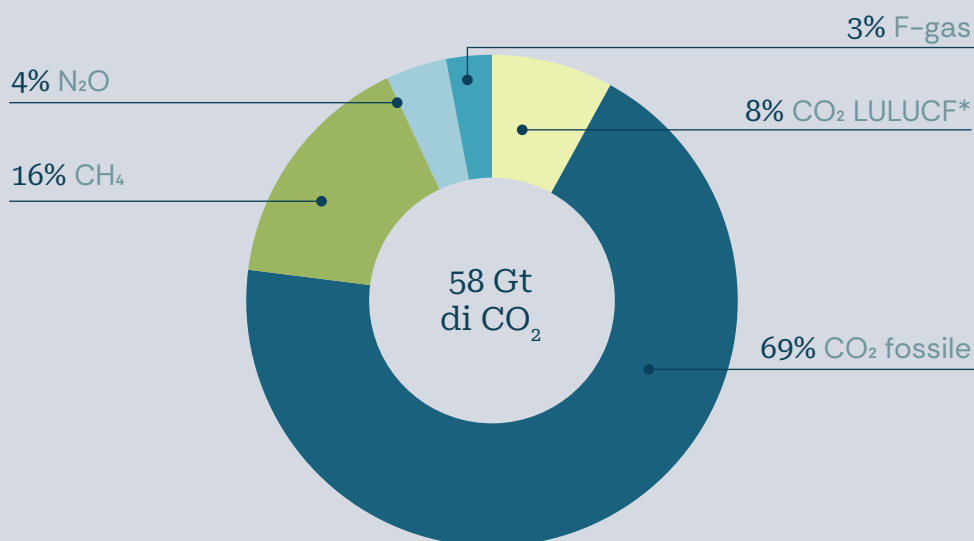
²⁹ https://www.edf.org/sites/default/files/content/emission_equivalency_tool_documentation_methodology_23062022.pdf

³⁰ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/10594/dokumente/2025-05_global_warming_potential_gwp_ar4_ar5_regulation2024-573_homepage_english.pdf

Nel 2024, a livello mondiale, le emissioni di gas serra nette³¹, considerando il GWP, ammontano a 58 Gigatonnellate di CO₂ equivalenti, di cui 16% metano. Le emissioni sono cresciute dell'8% rispetto alla media degli anni 2010-2019³². In questo contesto è importante notare che il gas metano è responsabile di circa il 30% dell'aumento della temperatura globale dalla rivoluzione industriale³³.

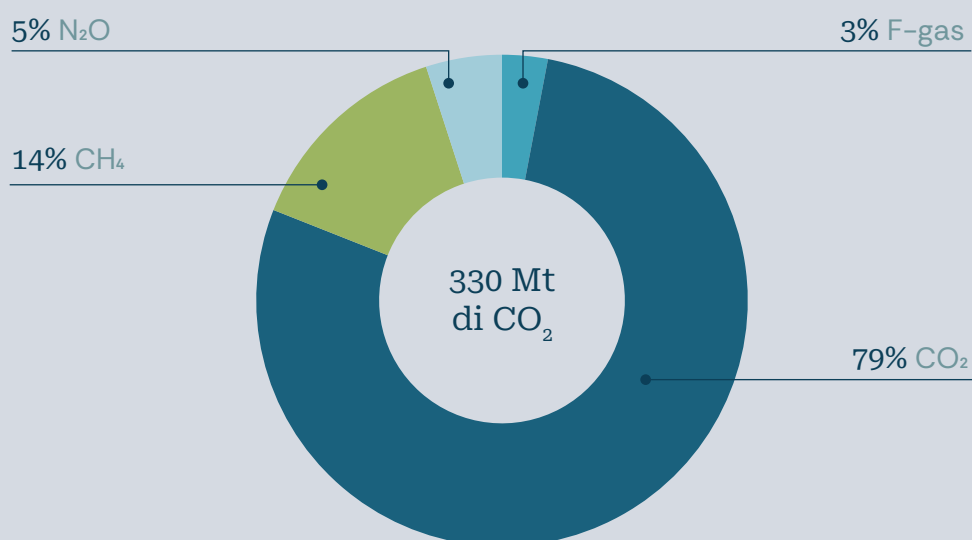
L'Italia, nel 2023, ha emesso 330 milioni di tonnellate di gas serra, di cui 14% da metano, facendo registrare un aumento, pari al 2%, rispetto alla media degli anni 2010-2019.

EMISSIONI GAS SERRA NETTE NEL MONDO – 2024 – Gigatonnellate di CO₂ equivalenti



Elaborazione Legambiente su dati UNEP 2025

EMISSIONI GAS SERRA NETTE IN ITALIA – 2023 – Megatonnellate di CO₂ equivalenti



Elaborazione Legambiente su dati ISPRA 2025

31 Le emissioni di gas serra nette si riferiscono all'inclusione delle emissioni -soprattutto di CO₂- dovuto all'uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura ("land use, land use change and forestry" - LULUCF), che a livello mondiale rappresentano una fonte netta di emissioni ("net source"). Invece, in Italia rappresentano un assorbimento netto ("net sink"). Questa dinamica è dovuta al fatto che la vegetazione è in grado di assorbire gas serra dall'aria.

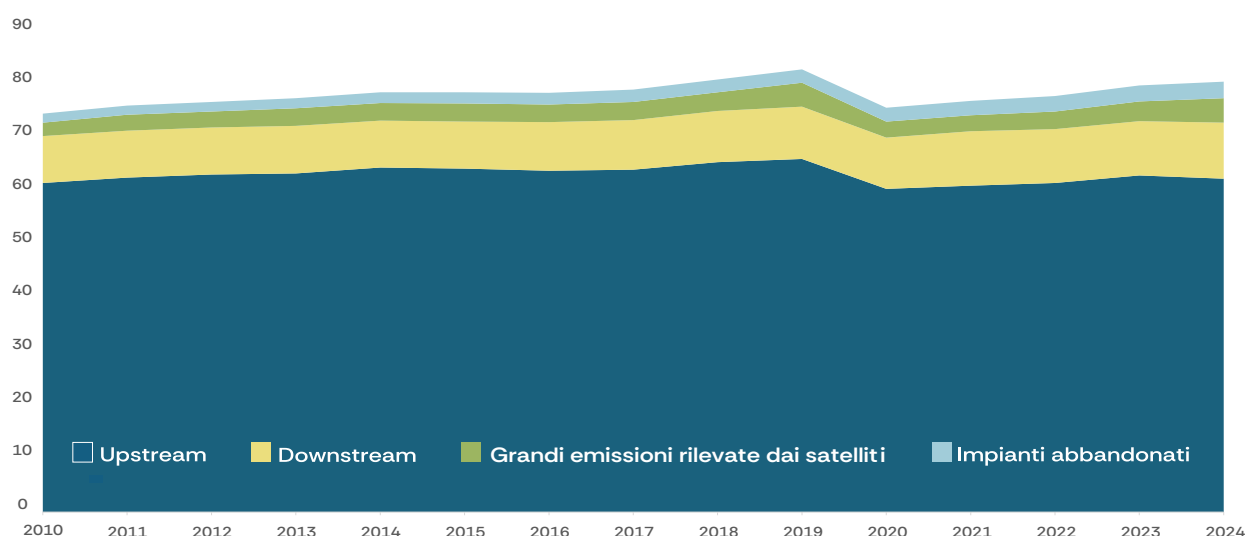
32 <https://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/48854>

33 <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

1.2 Le emissioni di metano del settore del petrolio e del gas

Entrando nello specifico del settore petrolio e gas, le emissioni a livello globale, dal 2010 al 2024, hanno fatto registrare un aumento pari al 8%. In questa serie fa eccezione il 2020, l'anno dell'emergenza sanitaria legata al COVID. Anche dopo l'introduzione del Global Methane Pledge, che riunisce volontariamente 160 Paesi con l'obiettivo di ridurre le emissioni del 30% entro il 2030 rispetto al 2020, c'è stato un aumento delle emissioni del 6% (pari a 5 Mt) tra il 2024 e il 2020³⁴.

ANDAMENTO DELLE EMISSIONI DAL SETTORE OIL&GAS – 2010 - 2024 | Milioni di tonnellate



Elaborazione Legambiente su dati AIE Global Methane Tracker 2025

In questo settore, l'85% delle emissioni di metano è associato alle operazioni del segmento upstream, ovvero a tutte le attività legate all'esplorazione e alla produzione di gas fossile e petrolio greggio sia su terra che in mare. Parliamo in questo caso delle operazioni legate alla perforazione dei pozzi, all'estrazione della fonte fossile, alla sua raccolta e al suo trattamento.

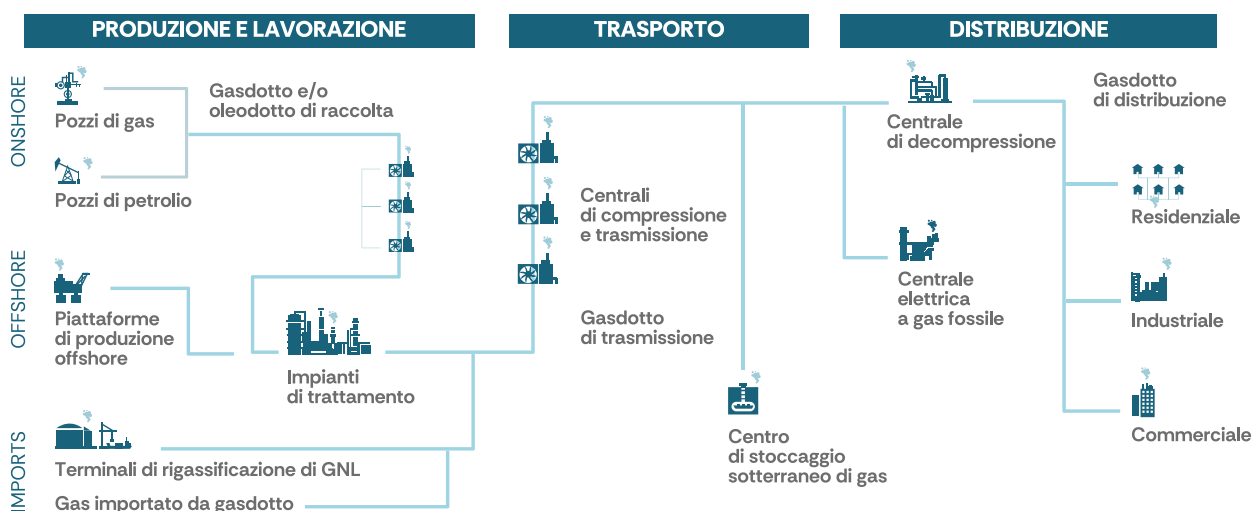
Queste dispersioni derivano di solito da difetti o dalla normale usura di componenti come giunzioni, flange e valvole, oppure da componenti danneggiate. Inoltre, la corrosione può causare fuoriuscite dalle pareti della componentistica sotto pressione³⁵. Per chiudere e prevenire queste perdite, sarebbe opportuno che gli operatori eseguissero frequenti attività di rilevamento e riparazione delle perdite delle infrastrutture. Inoltre dispersioni possono avvenire nei pozzi inattivi, in quelli temporaneamente o permanentemente chiusi o abbandonati, senza dimenticare i casi in cui le chiusure non avvengono a regola d'arte. In tema di pozzi, una delle criticità è legata alla mancanza di una mappatura, infatti, sebbene l'industria petrolifera e del gas in Europa risale al 1850, ad oggi non esiste un catasto di tutti i pozzi attivi, abbandonati e inutilizzati, tema su cui interviene il nuovo Regolamento europeo³⁶.

³⁴ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

³⁵ Regolamento (UE) 2024/1787, preambolo

³⁶ <https://www.catfus/2021/08/smart-methane-policy-europe-eu/>

LA FILIERA DEL GAS E DEL PETROLIO



Elaborazioni Legambiente su dati CATF

Ulteriori emissioni sono quelle che avvengono nelle trivellazioni e negli impianti di lavorazione, dove per motivi di sicurezza vengono bruciati in torcia volumi di gas³⁷. Questa pratica accade soprattutto nei bacini petroliferi dove è presente il gas associato (il gas presente nei giacimenti di petrolio greggio e prodotto durante l'estrazione) e gli operatori, per mancanza di infrastrutture idonee alla raccolta, trasporto e distribuzione, preferiscono la combustione del gas³⁸. Altro caso è quello legato al venting, ovvero il rilascio di metano in atmosfera. Tecnologie che richiedono di essere sempre aggiornate e mantenute per assicurarsi che non venga rilasciato più gas fossile di quanto necessario. Uno studio³⁹ di Capterio e il Columbia Center on Sustainable Investment ha messo in evidenza che, recuperando il gas disperso dalle perdite e dalle pratiche di flaring e venting, nel solo Nord Africa sarebbe possibile utilizzare fino a 23 miliardi di metri cubi (pari a circa un terzo del gas consumato in Italia) entro 12-24 mesi, portando un introito di circa 29 miliardi di dollari all'anno (prezzi 2022).

Il 15% delle dispersioni totali avviene nelle fasi di downstream, ovvero nelle attività legate al trasporto, trasmissione, distribuzione, liquefazione, rigassificazione e stoccaggio⁴⁰. Anche in questo caso le perdite avvengono dalla componentistica degli impianti, come quelli di compressione, regolazione e misura e stazioni di valvola ma anche nelle attività di flaring, che possono verificarsi ad esempio presso centrali di compressione del gas e, nel caso del petrolio, presso le raffinerie⁴¹. Il venting può avvenire come "routine" durante le operazioni di dispositivi pneumatici o per rimuovere il gas prima di effettuare riparazioni a gasdotti o compressori, ma anche di emergenza per prevenire l'accumulo di pressione⁴².

37 <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2024/11/03101822/flaring-accountability.pdf>, <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/bd2432bbb0e514986f382f61b14b2608-0400072025/original/Global-Gas-Flaring-Tracker-Report-July-2025.pdf>

38 <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/associated-gasdbank.org/en/doc/bd2432bbb0e514986f382f61b14b2608-0400072025/original/Global-Gas-Flaring-Tracker-Report-July-2025.pdf>

39 <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/associated-gas>

40 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>

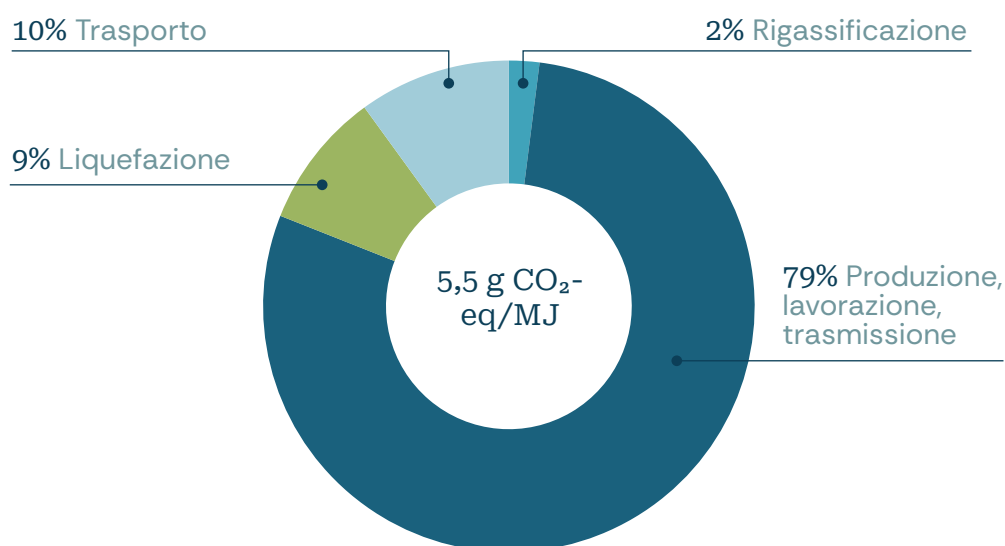
41 Clean Air Task Force, <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2023/12/BATs-complete.pdf>, <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/bd2432bbb0e514986f382f61b14b2608-0400072025/original/Global-Gas-Flaring-Tracker-Report-July-2025.pdf>

42 <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/08/f65/Natural%20Gas%20Flaring%20and%20Venting%20Report.pdf>

Elemento importante e di forte attualità è quello legato alle importazioni di GNL e trattato attraverso i rigassificatori, non esenti da questo tipo di criticità che invece vengono spesso trascurate. Infatti, l'Agenzia Internazionale dell'Energia ha recentemente pubblicato⁴³ uno studio che mette in evidenza l'impatto climalterante di queste infrastrutture, tornate in voga in Italia con il Governo Meloni, in cui si evince come l'intensità media emissiva del GNL è appena inferiore a 20 grammi di CO₂ equivalenti/Megajoule (di cui 5,5 grammi di CO₂ equivalenti/Megajoule di metano) contro la media di 12 grammi di CO₂ equivalenti/Megajoule per la fornitura del gas. È evidente che l'intensità finale del metano trasportato dipenda dall'intera filiera, ma è altrettanto evidente che il suo trasporto e il suo trattamento hanno un impatto non indifferente. Nel 2024 al livello mondiale sono stati esportati 550 miliardi di metri cubi di GNL, per i quali sono stati prodotti 600 miliardi di metri cubi di gas, facendo registrare una perdita pari all'8% del volume. Un dato importante e da attribuire alle perdite che avvengono durante i processi di trattamento, liquefazione e stoccaggio in cui il metano può disperdersi durante la combustione incompleta del flaring, il rilascio tramite le guarnizioni dei compressori nelle operazioni di routine e da componentistica usurata.

Ma anche durante le stesse operazioni di carico delle navi metaniere durante il quale parte del gas liquefatto, incontrando temperature più alte, si trasforma in un elemento gassoso disperdendosi in atmosfera. Infine, il trasporto nelle navi metaniere può provocare emissioni di metano, a seconda del tipo di nave e della distanza trascorsa, attraverso lo scarico del motore della nave. A questi problemi più strutturali possono aggiungersi errori umani, come nel caso dell'unità di stoccaggio di Darwin LNG in Australia, dove a causa di un difetto tecnico nella progettazione si sono registrate, per ben 14 anni, dispersioni pari a 95 kilogrammi di metano l'ora, ponendo non solo un rischio per il clima ma anche di sicurezza per gli abitanti delle zone limitrofe.⁴⁴

LE EMISSIONI DI METANO NELLA FILIERA DEL GNL A LIVELLO GLOBALE – 2024 | grammi di CO₂ - equivalenti per Megajoule



Elaborazioni di Legambiente su dati AIE 2025

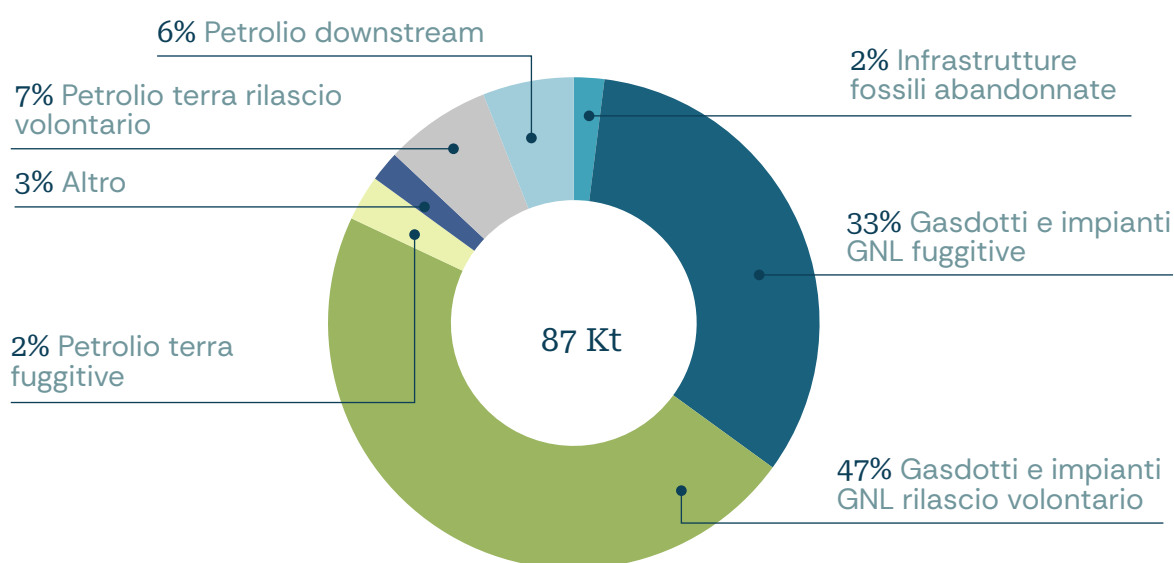
43 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5ad737ee-750d-460e-8c33-fb9140f1043d/AssessingemissionsfromLNGsupplyandabatementoptions.pdf>

44 <https://www.abc.net.au/news/2025-09-01/methane-leak-darwin-lng-plant-kept-secret-from-public/105692718>

1.3 Le emissioni del settore del petrolio e del gas in Italia

In Italia, secondo il Methane Tracker dell'AIE le emissioni di metano derivanti dal settore del petrolio e del gas, esclusi gli usi finali, al 2024 sono pari a 87 mila tonnellate. Un livello sicuramente importante in un settore che ancora oggi risulta centrale nelle politiche energetiche del Paese, ma che secondo che il National Greenhouse Gas Inventory⁴⁵, compilato da ISPRA, ha fatto registrare una riduzione dal 2010 al 2023 di circa il 60%, passando da 257 mila tonnellate del 2010 ai valori attuali, con una riduzione importante, pari al 30%, dal 2020, anno in cui le emissioni erano di 144 mila tonnellate.

EMISSIONI DI METANO DEL SETTORE OIL&GAS IN ITALIA – 2024 | migliaia di tonnellate



Elaborazione Legambiente su dati AIE Methane Tracker 2025

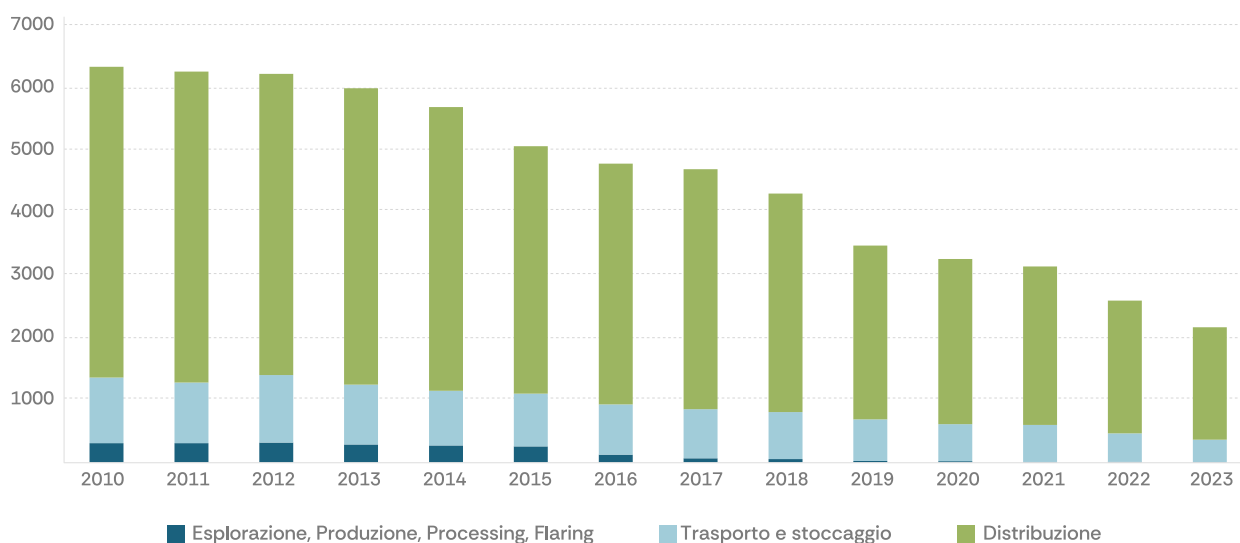
Entrando nel merito della filiera del gas, sempre secondo ISPRA, dal 2010 al 2023 si sono registrate riduzioni importanti delle emissioni sia nel comparto della produzione, pari al 97% delle emissioni, sia in quello del trasporto e dello stoccaggio, con il 66% in meno di emissioni, e nella distribuzione del gas, con il 64% in meno. Questi numeri vanno però accompagnati da una riduzione importante dei volumi di gas prodotto pari al 68%, del gas trasportato (-23%) e di quello distribuito (-25%) ma anche dal fatto che ISPRA raccoglie dati solo da quelle imprese che volontariamente forniscono informazioni. Inoltre, ad oggi non esiste una metodologia univoca di controllo delle dispersioni e i controlli non sono fatti in maniera stringente come invece richiederebbe la sfida climatica.

Rispetto al totale delle emissioni, interessante notare come, secondo i dati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, gasdotti e impianti di gas naturale liquefatto siano al centro delle emissioni di metano. I maggiori responsabili, infatti, risultano con il 47% del totale, pari a 41 mila tonnellate, i venting di gasdotti e degli impianti di gas naturale liquefatto e, con il 33%, pari a 29 mila tonnellate, le dispersioni dai gasdotti e dagli impianti del gas

45 https://www.isprambiente.gov.it/files2025/pubblicazioni/rapporti/nid2025_italy_stampa.pdf

liquefatto. Il resto delle infrastrutture segue con percentuali molto ridotte, come il 7% del venting derivante da impianti di petrolio onshore o il 6% del petrolio downstream (che include, ad esempio, le raffinerie). Dati che indicano in maniera importante quali devono essere le priorità politiche per individuare azioni di intervento e per prevenire il problema nel nostro Paese. Soprattutto se si considera che in Italia al centro della strategia energetica si trovano rigassificatori e nuovi gasdotti. Ed è proprio la rete di trasporto e distribuzione su cui va posta la maggiore attenzione, soprattutto in un Paese infrastrutturato come quello italiano in cui sono presenti almeno 35.173 km di gasdotti dedicati al trasporto del gas, di cui il 95% gestito da Snam⁴⁶.

ANDAMENTO DELLE EMISSIONI DI METANO DELLA FILIERA DEL GAS IN ITALIA 2010 - 2023 | migliaia di tonnellate di CO₂ equivalenti



Elaborazione Legambiente su dati ISPRA 2025

Dati Arera sulle dispersioni lungo la rete di trasporto

Secondo i dati Arera a fine 2024 sono stati ispezionati solo il 39% dei km complessivi, di cui 12.109 km in maniera non invasiva e solo 1.746 km, pari al 5% del totale, in modo invasivo attraverso il cosiddetto “pig”, ovvero un dispositivo che viene fatto passare all’interno delle tubature per verificare l’integrità delle condotte. I risultati di queste ispezioni hanno portato alla segnalazione di 44.773 punti di emissioni fuggitive per complessivi 12.180.278 metri cubi di gas disperso, 6.514 emissioni pneumatiche per complessivi 3.465.870 metri cubi di gas e 11.538 emissioni da venting per 4.671.946 metri cubi di gas fossile. Parliamo complessivamente di oltre 20 milioni di metri cubi di gas disperso in atmosfera. Sicuramente una percentuale molto piccola rispetto ai consumi attuali del nostro Paese, ma parliamo di numeri al ribasso se consideriamo la percentuale di rete controllata e se consideriamo che questo spreco viene comunque pagato in bolletta dagli utenti finali.⁴⁷

⁴⁶ <https://www.iea.org/articles/italy-natural-gas-security-policy>

⁴⁷ https://www.arera.it/fileadmin/allegati/relaz_ann/25/VOLUME_1_definitivo.pdf

Dati Arera sulle dispersioni lungo la rete di distribuzione

A maggior testimonianza del fatto che per comprendere meglio il problema delle emissioni di metano in Italia si ha bisogno di dati e informazioni che riguardano tutta la rete, basta analizzare i dati di Arera⁴⁸ forniti dalle stesse imprese. Se prendiamo le informazioni relative ai 10 maggiori esercenti - considerando i km di rete gestiti tra alta e bassa pressione - è facile notare come i km di rete ispezionata in un solo caso superano il 50%. Il dato più interessante arriva dal totale delle dispersioni per km, che variano da 1,74 nel peggiore dei casi a 0,11 nel migliore. Numeri certamente interessanti e che ribadiscono come in Italia vi sia bisogno di avere un quadro certo di quello che accade nelle infrastrutture fossili.

Nonostante il quadro incerto rispetto al reale problema delle emissioni di metano nel nostro Paese, è interessante il confronto con Paesi come la Norvegia, che con 17 mila tonnellate di metano associate al petrolio e gas registra una quantità di emissioni quasi 5 volte inferiore a quella italiana, nonostante una produzione di gas che supera di 50 volte quella del nostro Paese.

EMISSIONI DI METANO PER SORGENTE E VOLUMI RILASCIATI IN ATMOSFERA DALLA RETE DI TRASPORTO DI GAS

SORGENTE	NUMERO SORGENTI	VOLUME SMC
EMISSIONI FUGGITIVE		
Pipeline (Smc/km/a)	921	582.396
Nodi (Smc/sorgente/a)	24	218.861
Stazioni PIG (Smc/sorgente/a)	35.112	1.291.560
Stazione R&R (Smc/sorgente/a)	672	1.823.459
Centrali di compressione (Smc/MW/a)	7.572	7.641.089
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) (Smc/sorgente/a)	472	622.913
Totale emissioni fugitive	44.773	12.180.278
EMISSIONI PNEUMATICHE		
Rete (valvole ad azionamento pneumatico) (Smc/sorgente/a)	921	110.413
Stazione R&R (Smc/sorgente/a)	666	1.135.454
Centrali di compressione (Smc/MW/a)	4.255	80.204
Impianto per la misura della composizione gas (Smc/sorgente/a)	672	2.139.799
Totale emissioni pneumatiche	6.514	3.465.870
EMISSIONI DA VENTATO		
Rete, R&R e REMI (Smc/km/a)	324	1.097.315
Centrali (Smc/MW/a)	11.214	3.574.631
Totale emissioni da ventato	11.538	4.671.946

Elaborazioni di Legambiente su dati di Arera 2025

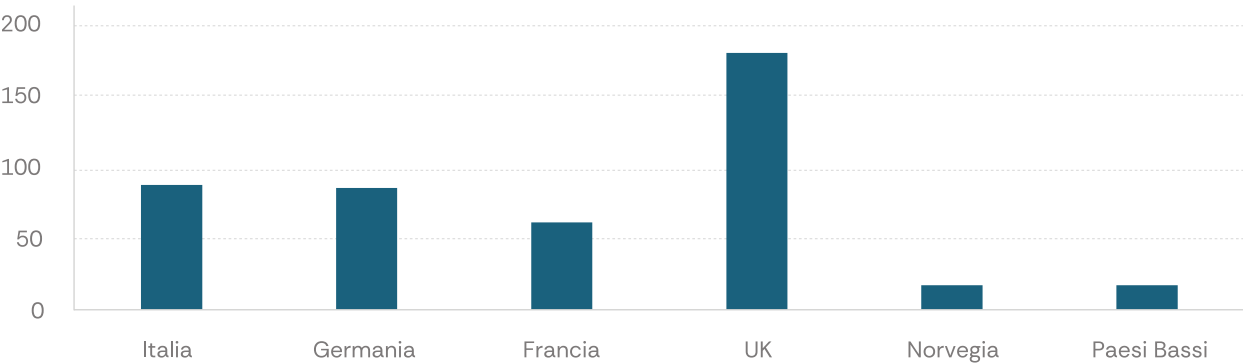
48 https://www.arera.it/fileadmin/allegati/relaz_ann/25/VOLUME_1_definitivo.pdf

DISPERSIONI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE DEI MAGGIORI ESERCENTI

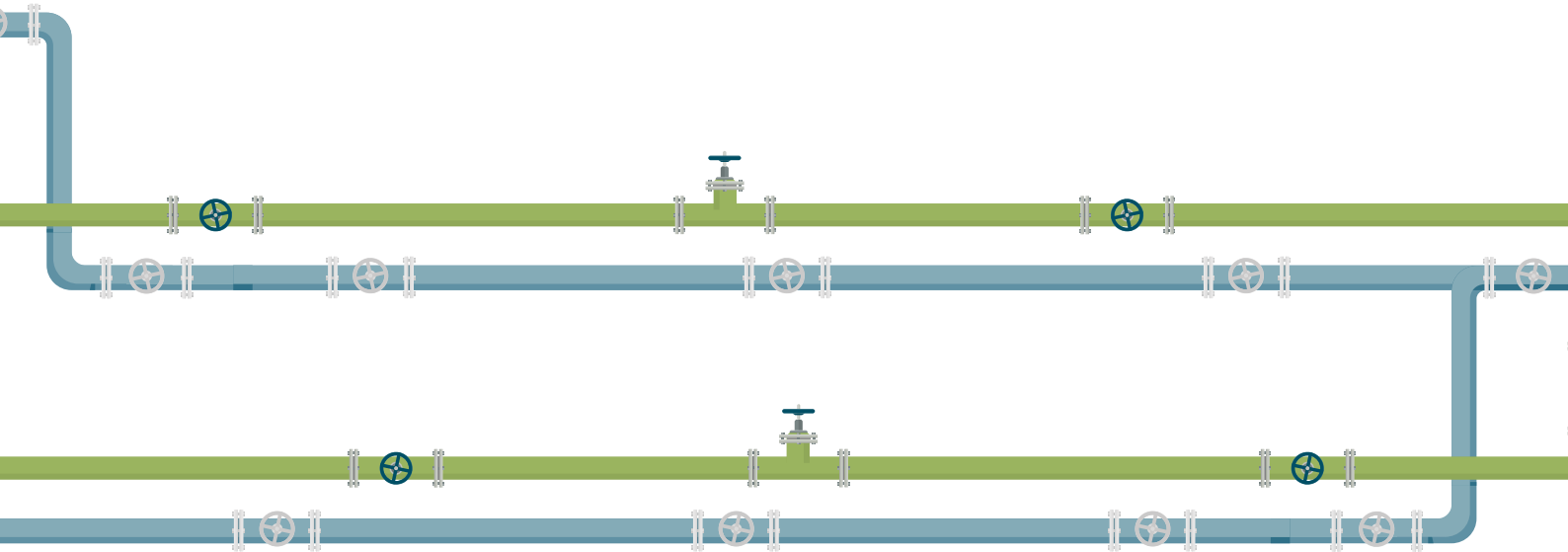
ESERCENTE	ESTENSIONE RETE	KM RETE ISPEZIONATA	% RETE ISPEZIONATA	TOTALE DISPERSIONI PER KM
Italgas Reti	218.467	61.992	28,4	0,61
2i Rete Gas	182.272	71.361	39,2	0,34
Toscana Energia	28.547	8.053	28,2	0,73
Ireti gas	28.483	7.967	28	0,4
Inrete Distribuzione Energia	27.800	14.809	53,3	0,35
Ap Reti Gas	19.922	7.059	35,4	0,11
Centria	15.669	5.958	38	0,14
Unareti	14.489	5.080	35,1	1,74
Erogasmet	14.282	3.824	26,8	0,3
Acegasapsamga	12.391	3.352	27,1	0,26

Elaborazioni di Legambiente su dati di ARERA

LE EMISSIONI DI METANO LEGATE ALL’O&G DEI PAESI EUROPEI 2024 - Migliaia di tonnellate di metano



Elaborazioni Legambiente su dati AIE Global Methane Tracker 2025



02

La campagna di rilevamento di Legambiente in Italia

2.1 La Terza Edizione Della Campagna

La campagna di Legambiente *C'è Puzza di Gas. Per il futuro del Pianeta non tapparti il naso* è arrivata alla sua terza edizione, grazie al supporto di EIA – Environmental Investigation Agency, nell'ambito della Methane Matters Coalition. Obiettivo di Legambiente, anche nel 2025, è duplice: da un lato aumentare la consapevolezza tra cittadini e decisori politici su un tema cruciale nella lotta alla crisi climatica, ovvero quello delle emissioni fuggitive di metano; dall'altro denunciare l'orientamento della politica energetica italiana, ancora eccessivamente centrata sul gas fossile come pilastro della sicurezza energetica nazionale, senza tenere adeguatamente conto delle conseguenze ambientali, climatiche e sociali che questa comporta. **Ad affrontare seriamente e con lungimiranza il problema delle emissioni di metano dovrebbe essere parte delle priorità politiche che qualsiasi Governo deve porsi per raggiungere gli obiettivi climatici.** Insomma, un tema centrale su cui l'Italia è chiamata a fare la sua parte e su cui può giocare, come auspichiamo, un ruolo leader come esempio anche per gli altri Paesi europei.

Ed è proprio in questo contesto che vede l'entrata in vigore del nuovo Regolamento europeo che Legambiente prosegue il suo lavoro di monitoraggio indipendente che, unito ad eventi di sensibilizzazione, conferenze stampa e dibattiti, ha portato in 8 Regioni ad accendere i riflettori sulle criticità della filiera del gas, mettendo la necessaria pressione affinché si intervenga su tutte le perdite, dato il forte impatto del metano sul clima.

2.2 I Monitoraggi

Una delle principali attività della campagna, in questi anni, è stato proprio il monitoraggio sulle emissioni fuggitive di gas metano nelle infrastrutture del gas e del petrolio, che ormai va avanti dal 2022 e che fino al 2024 è stata svolta con un'analisi termografica in collaborazione con la Clean Air Task Force e nel 2025 attraverso un *naso elettronico* in grado di quantificare le dispersioni del metano in atmosfera. Tra ottobre 2022 e maggio 2024, Legambiente ha monitorato ben **75 impianti** a gas tra Sicilia, Basilicata, Campania, Abruzzo, Piemonte e Lombardia. Di questi, in ben **52 sono state trovate emissioni significative per un totale di 274 punti di emissione divisi tra 61 casi di venting e 213 perdite.**

Questa edizione della campagna si è distinta dalle due precedenti per lo strumento utilizzato e per il lavoro di monitoraggio che ha coinvolto **8 Regioni** e 61 impianti della filiera del gas fossile tra pozzi, impianti REMI e stazioni di valvola. Grazie al "*Laser Methane Smart*", il cui principio di funzionamento è quello della spettroscopia laser, è stato possibile non solo stabilire l'eventuale presenza di perdite presso i singoli elementi che compongono gli impianti oggetto del monitoraggio ma soprattutto quantificare e collocare questa perdita in una scala di intensità. Le misure delle perdite e dei venting sono prese dallo strumento laser in ppm*m, una misura della concentrazione che indica le "parti per milione per metro". Dividendo questi valori per la lunghezza del cammino ottico (la distanza tra lo strumento e l'elemento analizzato) si sono ottenuti i valori in ppm, l'unità di misura più comune a livello internazionale per la concentrazione di un gas nell'aria. Dato che la concentrazione media di metano presente in atmosfera terrestre è pari a circa 2 ppm⁴⁹ e seguendo la classificazione della concentrazione di metano nell'aria, i punti misurati e le fuoriuscite sono state associate ad una fascia all'interno della seguente scala⁵⁰:

49 <https://research.noaa.gov/no-sign-of-greenhouse-gases-increases-slows-in-2023/>

50 Nisbet-Jones PBR, Fernandez JM, Fisher RE, France JL, Lowry D, Waltham DA, Woolley Maisch CA, Nisbet EG. 2021 Is the destruction or removal of atmospheric methane a worthwhile option?. *Phil. Trans. R. Soc. A* 380: 20210108. <https://doi.org/10.1098/rsta.2021.0108>

- **Tra 2 e 10 ppm** la dispersione viene considerata tra “aria ambiente” ed “aria arricchita da metano”, per motivi di semplificazione successivamente classificata come “irrilevante”
- **Da 10 a 100 ppm** la dispersione viene considerata tra “aria arricchita da metano” ed “aria ad alto contenuto di metano” successivamente classificata come “bassa”
- **Da 100 a 1.000 ppm** la dispersione viene considerata tra “aria ad alto contenuto di metano” ad “aria molto ricca di metano”, successivamente classificata come “media”
- **Da 1.000 ppm** in su la dispersione viene considerata tra “aria molto ricca di metano” ed “aria quasi esplosiva”, successivamente classificata come “alta”.

I valori che si ottengono dividendo per la distanza alla quale è stata effettuata la misura rappresentano una concentrazione media del gas presente lungo il cammino ottico e si è scelto di riportarli in quanto limite inferiore che rappresenta una stima molto cauta. La nube di gas effettivamente dispersa nell'ambiente non si distribuisce in modo così uniforme e risulta estremamente complessa da modellizzare; farlo precisamente necessiterebbe di tempistiche e strumenti che vanno oltre lo scopo dei monitoraggi della campagna. Si è scelto, inoltre, di confrontare le misure con quelle che si avrebbero se la distanza tra lo strumento e l'emissione monitorata fosse di un solo metro, un dato più realistico ma difficile da stabilire caso per caso. L'insieme di questi due approcci si è ritenuto valido per descrivere in modo completo le perdite o i venting. D'ora in poi, se non specificato, le misure faranno riferimento ai ppm*m divisi per la distanza tra strumento ed elemento analizzato. Per ogni Regione si sono anche registrati i valori che superavano la soglia dei 500 ppm, perché secondo il Regolamento europeo sulle emissioni di gas metano i gestori sono tenuti a riparare o sostituire le componenti fuori terra dove è stata rilevata una perdita maggiore di 500 ppm, a seguito di indagini LDAR di tipo 2. Queste sono le indagini sulle relativamente “piccole” perdite, più difficili da individuare.

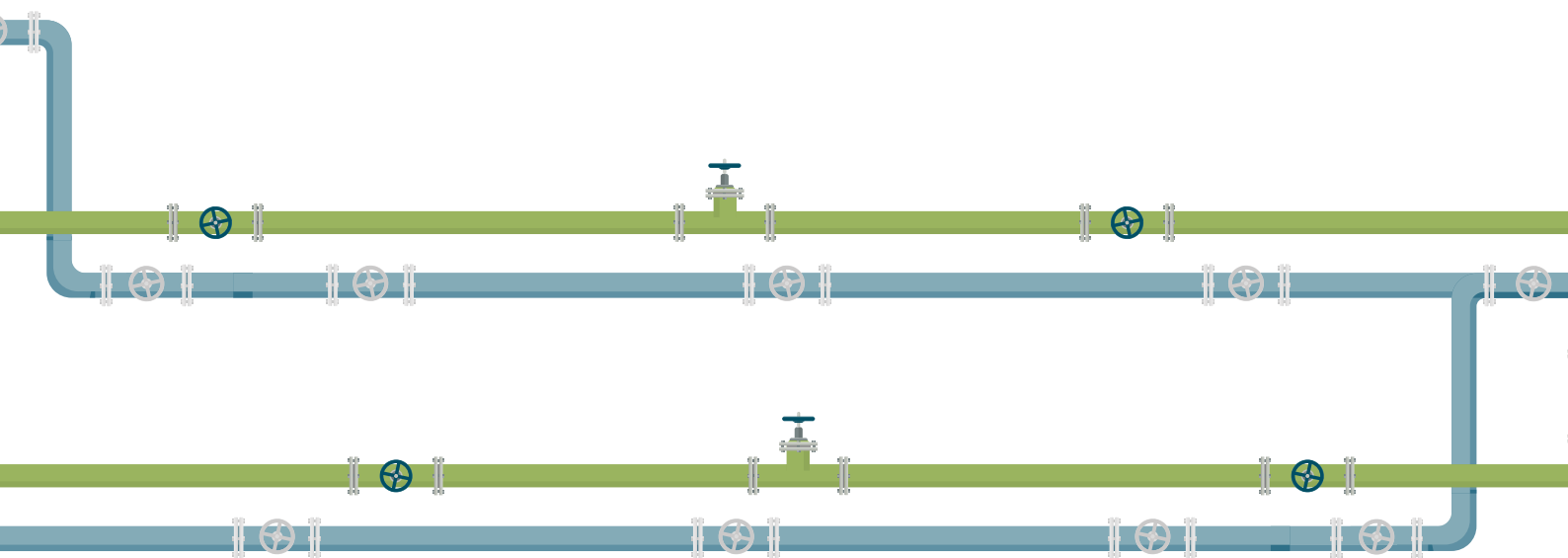
Seguendo questo criterio tra tutte le Regioni monitorate si sono registrati ben **80.110 punti di misura validi**, di questi il **2,3% (1.874 punti) si trova nella fascia di concentrazione alta**, il **7,6% (6.079 punti) in quella media**, il **45,4% (36.393 punti) in quella bassa** e il **44,6% dei punti è irrilevante** ma, è bene ripeterlo, non vuol dire con dispersione assente. **La media generale delle dispersioni su tutti i 153 elementi dei 61 impianti analizzati durante la campagna è di 111,7 ppm, quindi, una concentrazione ben 56 volte superiore la media atmosferica di gas metano** che è circa 2 ppm. Sempre su tutte le infrastrutture studiate, si sono registrati **2.785 punti di misura validi sopra la soglia dei 500 ppm**. La Regione con le infrastrutture che hanno registrato una percentuale maggiore di punti di misura monitorati superiori a 100 ppm è stata la Basilicata con il 27,3%. Seguono il Piemonte, con il 23,9%, e la Lombardia, con il 13,6%. Se si guarda alle medie per elemento, in totale tra tutte e 8 le Regioni, 5 elementi avevano una concentrazione alta, 20 media, 91 bassa e 37 irrilevante. La Campania è stata l'unica regione con 2 elementi la cui concentrazione media ricadeva nella fascia alta e 4 in quella media. Mentre nelle Marche un elemento era nel livello alto e 4 in quello medio; anche la Lombardia aveva 4 elementi nel livello medio di concentrazione. Gli impianti con la concentrazione media di metano maggiore durante la presa dei dati sono stati una stazione di valvola di Snam a Jesi (AN) nelle Marche, con due flange da 2.665 ppm di media, l'impianto di regolazione e misura in via Moglia a Settimo Torinese (TO) di Italgas con cinque tubi di sfiato per venting da 2.008 ppm di media e 966 punti di misura validi sopra la soglia dei 500ppm e, da segnalare, anche la cameretta di misura Eni a Grumento Nova (PZ) in Basilicata con una media di 1.653 ppm. Il gestore più rappresentato durante la campagna è stato Snam, con 38 impianti della rete di trasporto monitorati, presso i quali si sono trovati 90 elementi con emissioni da approfondire. Mentre per 2i Rete gas, il secondo gestore più rappresentato con 11 impianti,

sono stati 18 gli elementi più critici. Questi valori sono indicativi di un problema di emissioni fuggitive che non può essere ignorato e che potrebbe essere più sistematico di come viene raccontato all'interno dei rapporti ufficiali delle aziende che gestiscono le infrastrutture del gas o negli inventari dell'ISPRA. Mettendo insieme tutti i monitoraggi effettuati si ottiene che sono presenti criticità in praticamente tutti gli elementi degli impianti studiati e che il 55,3% delle misure presenta una concentrazione maggiore di 10 ppm. Quest'ultima percentuale potrebbe arrivare fino al 93,9% considerando la distanza di un metro e i punti di misura validi sopra i 100 ppm sarebbero il 58,5%. Le 61 infrastrutture con emissioni significative si vanno ad aggiungere alle 52 degli anni precedenti arrivando a dipingere un quadro preoccupante dal punto di vista ambientale, che richiede di essere affrontato con maggiori risorse, incremento di controlli e regolamentazioni stringenti, sempre con l'obiettivo di arrivare ad azzerare le dispersioni nell'atmosfera di gas.

SINTESI DEGLI ELEMENTI EMISSIVI PER GESTORE

Gestore	Elementi Sondati	Elementi con emissioni significative
Snam	248	90
2i Rete Gas	37	18
Energean	28	9
V-Reti Gas	16	7
ENI	14	4
GEI Reti Gas	8	2
Italgas	14	6
SGI	7	4
Apennine Energy	4	3
Società Impianti Metano	3	1

Rapporto Italia hub degli sprechi di Legambiente



BASILICATA

TABELLA RIASSUNTIVA DEI MONITORAGGI IN BASILICATA

Impianto	Gestore	Elementi sondati	Elementi monitorati	Punti misurati per livello di concentrazione				Valori sopra i 500ppm
				Irrilevante (≤ 10 ppm)	Bassa (10-100 ppm)	Media (100-1000 ppm)	Alta (> 1000 ppm)	
REMI Grumento Nova	Snam	5	2	123	402	74	79	85
Cameretta misura Grumento Nova	ENI	5	1	1	18	137	409	501
REMI Ferrandina	Snam	10	3	532	376	28	7	22
Pozzo produttivo erogante Accettura 004	Energean	5	2	539	154	6	0	0
TOTALE		25	8	4.15	950	251	495	608

Rapporto Italia hub degli sprechi di Legambiente

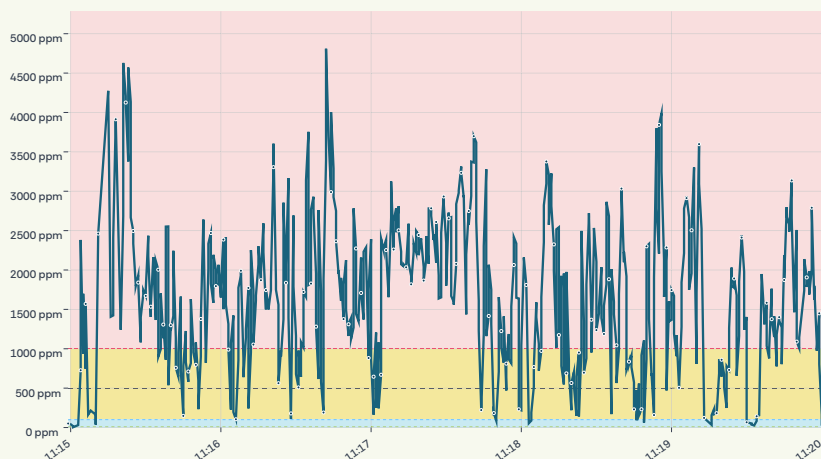
L'indagine di Legambiente in Basilicata si è svolta tra il 24 e il 26 febbraio 2025 e ha coinvolto 4 infrastrutture a gas, di cui 2 impianti REMI, un pozzo produttivo erogante e una cameretta misura per 8 elementi singoli complessivi, alcuni dei quali già monitorati nelle precedenti edizioni. Inoltre, sono stati visitati alcuni pozzi gas produttivi non-eroganti e centrali di raccolta e trattamento di idrocarburi a Pisticci e a Metaponto. Dei 25 elementi sondati sono stati 8 quelli su cui Legambiente ha concentrato il monitoraggio poiché presentavano delle emissioni rilevanti. In generale, tra tutti i 2.891 punti di misura validi presso gli impianti il 41,3% ha un livello irrilevante, il 32,9% ha un livello basso, l'8,7% un livello medio e il 17,1% un livello alto. Quindi, più della metà dei punti, precisamente il 58,7%, presenta una concentrazione maggiore di 10 ppm, sopra la media atmosferica di gas metano, di 2 ppm. Considerando la sola distanza di un metro, le medie dei livelli di concentrazione risulterebbero più alte. In termini di percentuali dei 2.891 valori raccolti, il 24,3% risulterebbe alto, il 39,3% medio, il 32,9% basso e solo il 3,5% irrilevante.

In Basilicata, su tutte le infrastrutture monitorate, si sono misurati 608 valori sopra i 500 ppm, che ricordiamo essere il limite oltre il quale è richiesto un intervento da parte del gestore. L'impianto che ha destato maggiore preoccupazione è stata la cameretta di misura di Eni di Grumento Nova (PZ), dove in prossimità di un tubo di sfiato si è rilevata una concentrazione media classificabile come alta, pari a 1.653,8 ppm. In particolare, dei punti totali di misura uno solo è risultato irrilevante, 18 bassi, 137 medi e 409 alti. Importante sottolineare che, sebbene il venting è un'operazione spesso autorizzata e legata a ragioni di gestione degli impianti, dovrebbe essere un'operazione una tantum, regolamentata in maniera più stringente dal nuovo Regolamento europeo. Un altro impianto da attenzionare è il REMI sempre a Grumento Nova di Snam dove due elementi hanno registrato una concentrazione classificabile in un livello medio (100 – 1.000 ppm). Il primo, nelle vicinanze di una flangia arrugginita, aveva una concentrazione di 492,6 ppm con un picco di 7.866 ppm e il secondo, un'altra flangia visibilmente arrugginita, aveva una media di 390,4 ppm che arriva a 1.561,4 ppm considerando la distanza di un metro.



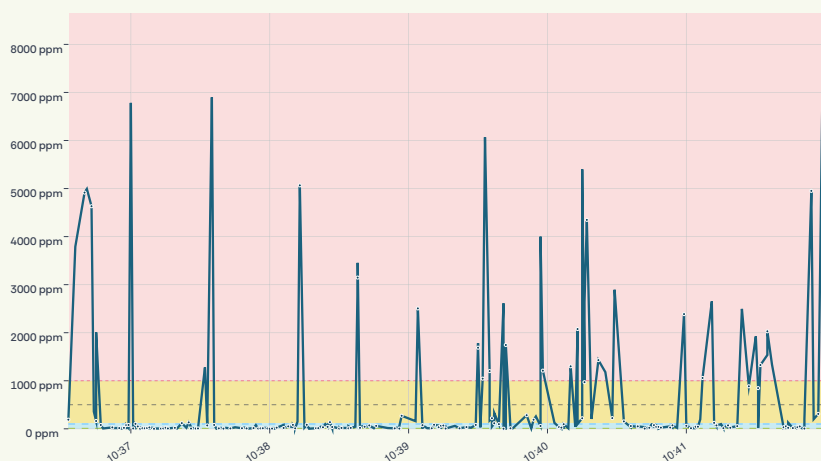
Tubo di sfiato nella cameretta di misura Eni a Grumento Nova (PZ)

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE NEL TEMPO SUL TUBO DI SFIATO NELLA CAMERETTA DI MISURA ENI A GRUMENTO NOVA



Flangia nel REMI a Grumento Nova

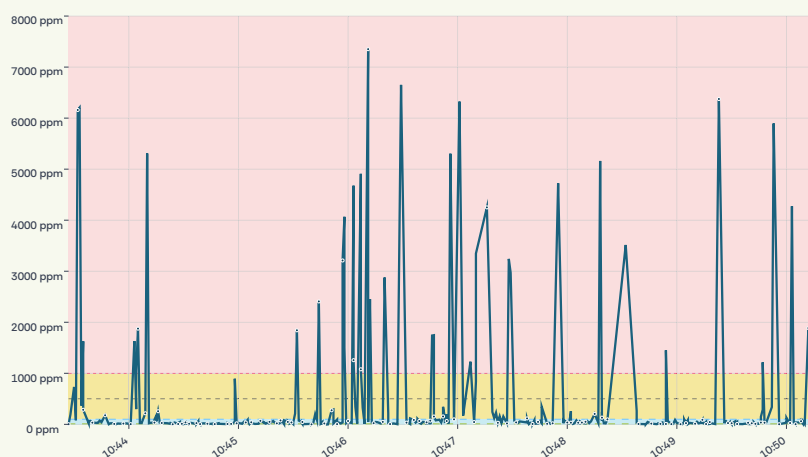
ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE NEL TEMPO SULLA FLANGIA NEL REMI A GRUMENTO NOVA





Seconda flangia nel REMI a Grumento Nova

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE NEL TEMPO SULLA SECONDA FLANGIA NEL REMI A GRUMENTO NOVA



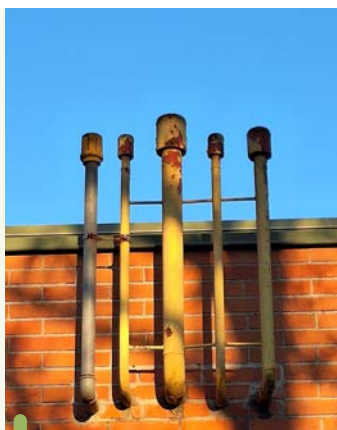
PIEMONTE

TABELLA RIASSUNTIVA DEI MONITORAGGI IN PIEMONTE

Impianto	Gestore	Elementi sondati	Elementi monitorati	Punti misurati per livello di concentrazione				Valori sopra i 500 ppm
				Irrilevante (≤ 10 ppm)	Bassa (10–100 ppm)	Media (100–1000 ppm)	Alta (> 1000 ppm)	
REMI nei pressi di Settimo Torinese	Snam	13	6	819	5.19	48	10	22
REMI Cebrosa	Snam	5	1	221	129	0	0	0
Stazione di valvola Moglia	Snam	1	0	–	–	–	–	–
REMI Moglia	Italgas	2	1	12	68	396	815	966
REMI Masera	2i Rete Gas	2	1	376	328	0	0	0
Stazione di valvola Masera	Snam	2	0	–	–	–	–	–
REMI Domodossola	Snam	8	1	460	173	0	0	0
REMI Galliate	2i Rete Gas	9	2	163	453	228	31	35
REMI Pernate	Snam	7	4	527	15.23	915	2	45
TOTALE		23	16	11.38	8.33	10.47	858	2.08

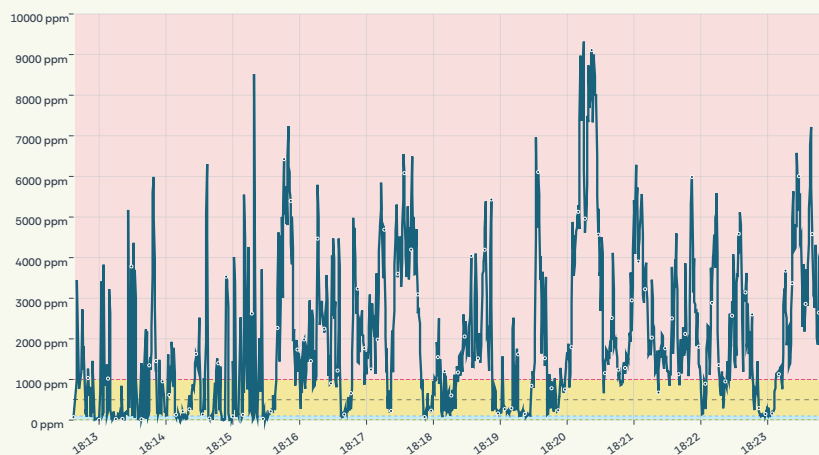
I monitoraggi di Legambiente in Piemonte si sono svolti tra il 26 e il 28 marzo 2025 dove sono state monitorate 9 infrastrutture a gas, di cui 7 impianti REMI e 2 stazioni di valvola per 23 elementi singoli complessivi di cui 16 con emissioni rilevanti e 7 con emissioni non rilevanti, alcuni dei quali già monitorati nelle precedenti edizioni. Secondo i risultati, solo un elemento ha presentato un livello ininfluente di concentrazione media di metano, 12 quelli con livello basso, 2 gli elementi con livelli medi di emissioni e uno con livello alto. In generale, tra tutti i 10.236 punti di misura validi presso gli impianti il 25,2% aveva un livello irrilevante, il 50,9% aveva un livello basso, il 15,5% aveva un livello medio e l'8,4% un livello alto. Quindi, più della metà dei punti, precisamente il 74,8%, presenta una concentrazione maggiore di 10 ppm, dato indicativo di perdite rilevanti su tutte le infrastrutture. Considerando la sola distanza di un metro, le medie dei livelli di concentrazione risulterebbero più alte. Dei 10.236 valori raccolti, il 28,8% risulterebbe alto, il 47,6% medio, il 20,5% basso e il 3,1% irrilevante.

In Piemonte, su tutte le infrastrutture monitorate, si sono misurati 1.068 valori **sopra i 500 ppm**. L'elemento con un livello di concentrazione media di metano alta è composto da 5 tubi di sfiato nel REMI a Moglia (TO) di Italgas. Qui la concentrazione media in 11 minuti è stata **10.038,9 ppm*m**, pari a **2.007,8 ppm** di metano, che corrisponde ad un **livello alto (>1.000 ppm)**. In particolare, dei 1.291 punti di misura validi il 0,9% si classifica come irrilevante, il 5,3% come basso, il 30,7% è medio e il 63,1% è alto con una media che salirebbe oltre i 10.000 ppm considerando un metro come distanza. Altro monitoraggio degno di nota è stato quello effettuato su uno sfiato nel REMI vicino Galliate (NO) che ha registrato su 10 minuti di presa dati una concentrazione media di 290 ppm, cioè un livello medio. Il picco massimo è stato di 14.972,3 ppm e il 60,7% dei punti aveva una concentrazione maggiore di 100 ppm. L'altro elemento con livello medio di emissioni era formato da un gruppo di valvole nel REMI nei pressi di Pernate (NO); la concentrazione media in 11 minuti è stata 168,9 ppm che sale a 2.534 ppm se si considera la distanza di un metro.



5 tubi di sfiato nel nel REMI a Moglia (TO)

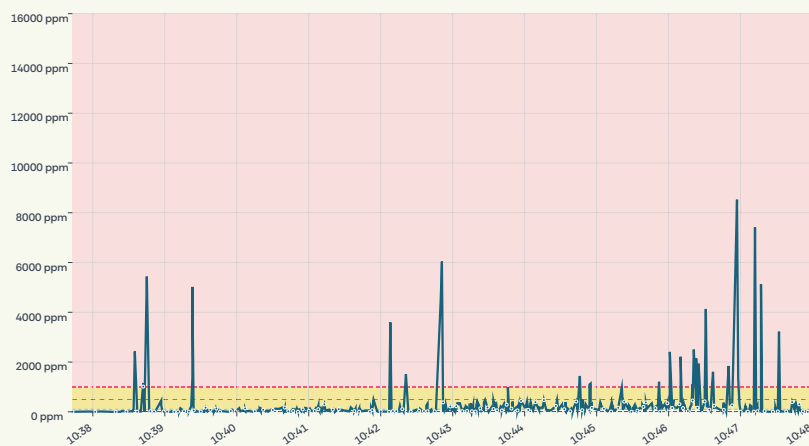
ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE DI METANO PRESSO I 5 TUBI DI SFIATO NEL REMI A MOGLIA





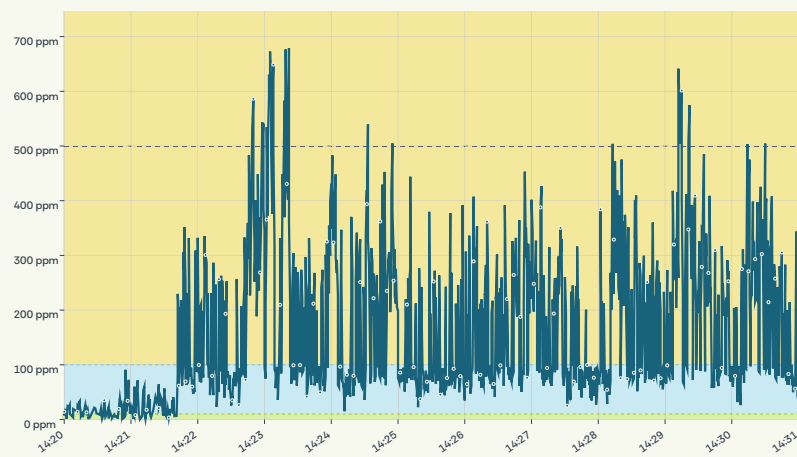
Sfiato nel REMI a Galliate (NO)

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLO SFIATO NEL REMI A GALLIATE



Valvole nel REMI di Pernate (NO)

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLE VALVOLE NEL REMI DI PERNATE



CAMPANIA

TABELLA RIASSUNTIVA DEI MONITORAGGI IN CAMPANIA

Impianto	Gestore	Elementi sondati	Elementi monitorati	Punti misurati per livello di concentrazione				Valori sopra i 500 ppm
				Irrilevante (≤ 10 ppm)	Bassa (10–100 ppm)	Media (100–1000 ppm)	Alta (> 1000 ppm)	
Stazione di valvola Casavatore	Snam	5	1	113	170	158	127	127
REMI Casavatore	2i Rete Gas	1	1	375	44	0	0	0
Stazione di valvola Aversa	Snam	1	0	–	–	–	–	–
REMI Aversa	2i Rete Gas	2	2	328	630	87	22	54
REMI Lusciano	2i Rete Gas	2	2	749	791	0	0	0
REMI Teverola	2i Rete Gas	2	2	197	360	55	22	38
Stazione di valvola Teverola	Snam	2	2	88	121	123	61	88
REMI Maddaloni	Snam	4	4	955	2.28	11	0	1
REMI Capodrise	2i Rete Gas	1	1	186	59	19	8	14
Stazione di valvola Capodrise	Snam	1	1	24	60	59	28	36
TOTALE		18	16	3.15	8.23	512	268	358

Rapporto Italia hub degli sprechi di Legambiente

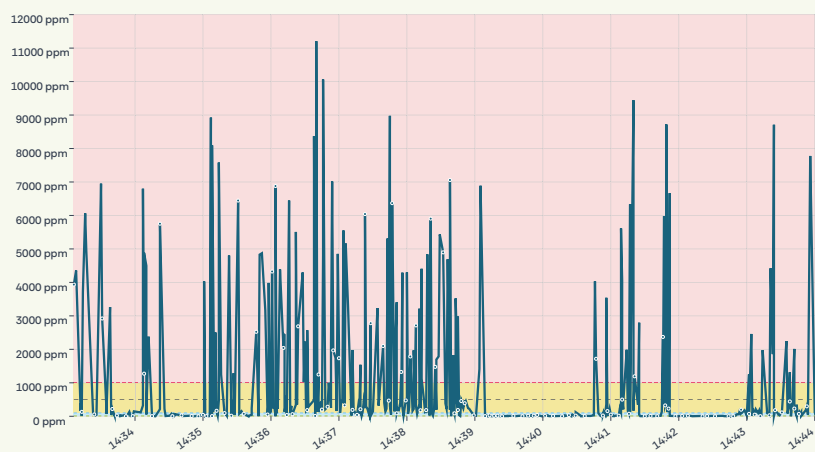
In Campania i monitoraggi sono stati svolti tra il 5 e il 6 maggio 2025. Qui Legambiente ha monitorato 10 infrastrutture a gas, di cui 6 impianti REMI e 4 stazioni di valvola per 18 elementi singoli complessivi di cui 16 con emissioni rilevanti e 2 con emissioni non rilevanti, alcuni dei quali già monitorati nelle precedenti edizioni. Secondo i risultati un solo elemento ha presentato un livello irrilevante di concentrazione di metano, 9 quelli con un livello basso, 4 gli elementi con un livello medio di emissioni e due con livelli alti. In particolare, tra tutti i 7.118 punti di misura validi presso gli impianti il 42,4% ha un livello irrilevante, il 46,7% ha un livello basso, il 7,2% ha un livello medio e il 3,8% un livello alto. Quindi, più della metà dei punti, precisamente il 57,7%, presenta una concentrazione maggiore di 10 ppm, sopra la media atmosferica di gas metano, che è 2 ppm.

Considerando la sola distanza di un metro, le medie dei livelli di concentrazione risulterebbero più alte. In termini di percentuali dei 7.118 valori raccolti, il 7,7% risulterebbe alto, il 52,1% medio, il 35,1% basso e il 5% irrilevante. In Campania, su tutte le infrastrutture monitorate, si sono misurati 358 valori sopra i 500 ppm. Si segnala come particolarmente emissivo uno sfiato per venting presso la stazione di valvola di Casavatore, gestita da Snam. Qui i 585 punti di misura hanno toccato anche un massimo di 11.208 ppm con una media di 964,4 ppm, che è un livello medio e ben 127 punti (il 22,4%) nella fascia alta, cioè con valori oltre i 1.000 ppm. I due elementi che hanno raggiunto un livello alto sono stati una flangia nella stazione di valvola di Teverola e un'altra flangia nella stazione di valvola di Capodrise, entrambe di Snam. La prima aveva una media di concentrazione di metano di 1.366,6 ppm e la seconda di 1.174,2 ppm, in un arco di tempo di circa 6 minuti. Queste due flange sono state monitorate a distanza abbastanza ravvicinata, una ad 1 metro e l'altra a due metri, sottolineando la gravità della dispersione.



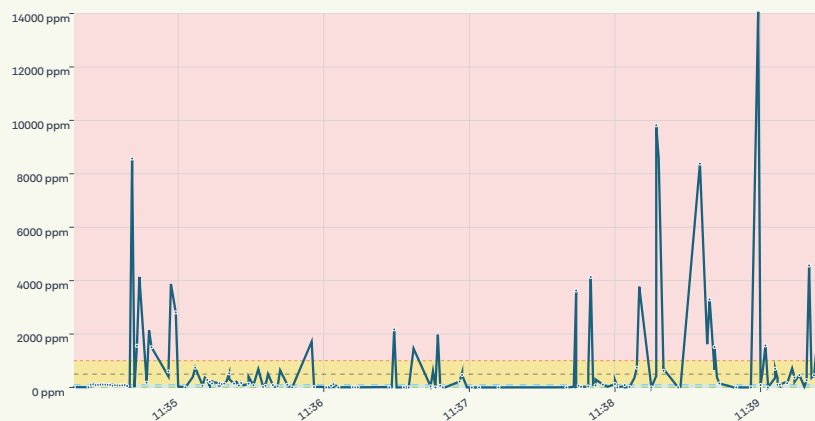
Sfiato nella stazione di valvola a Casavatore

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE DI METANO SULLO SFIATO NELLA STAZIONE DI VALVOLA A CASAVATORE



Flangia nella stazione di valvola di Teverola

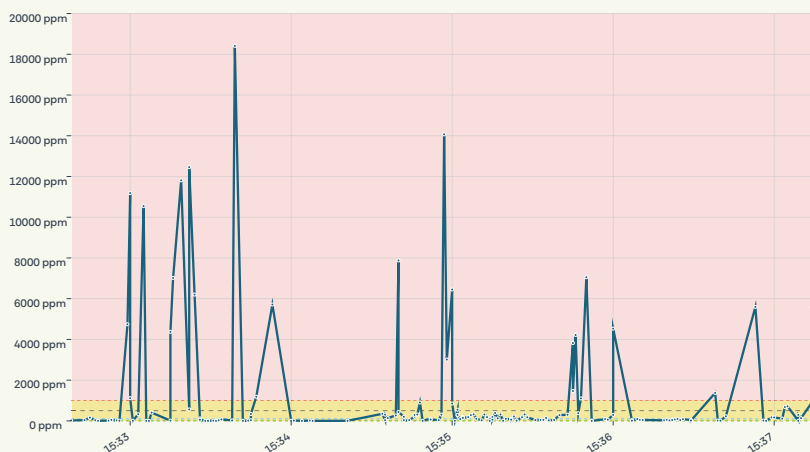
ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE DI METANO SULLA FLANGIA NELLA STAZIONE DI VALVOLA DI TEVEROLA





Flangia nella stazione di valvola di Capodrise

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE DI METANO SULLA FLANGIA NELLA STAZIONE DI VALVOLA DI CAPODRISE



MARCHE

TABELLA RIASSUNTIVA DEI MONITORAGGI NELLE MARCHE

Impianto	Gestore	Elementi sondati	Elementi monitorati	Punti misurati per livello di concentrazione				Valori sopra i 500 ppm
				Irrilevante (≤ 10 ppm)	Bassa (10–100 ppm)	Media (100–1000 ppm)	Alta (> 1000 ppm)	
Stazione di valvola Jesi ①	Snam	3	1	29	78	79	66	86
REMI Falconara Marittima	Appenine Energy	5	2	186	492	104	18	33
Pozzo Casa Tiberi 1, Falconara Marittima	Appenine Energy	4	3	719	973	103	2	16
Pozzo Cassiano 1D, Montignano	Energean	7	4	2.24	8.38	96	24	60
REMI Jesi ①	ItalGas	6	2	460	661	38	0	0
Stazione di valvola Jesi ②	Snam	3	1	34	250	467	0	5
REMI Jesi ②	ItalGas	11	2	646	1.33	19	7	17
Pozzo San Marco, Sant'Elpidio a Mare	Energean	16	3	2.47	8.23	1	0	0
REMI Monte Urano	Sgi	5	2	162	642	150	17	35
REMI Fermo	Sgi	2	2	281	384	27	6	14
TOTALE		58	22	15.48	13.54	2.24	140	266

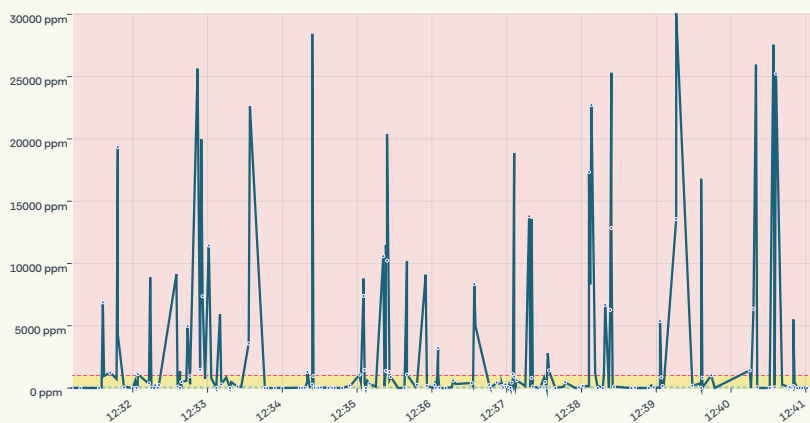
L'indagine svolta nelle Marche nei giorni dal 3 al 5 giugno 2025 ha portato Legambiente a monitorare 10 infrastrutture a gas, di cui 3 pozzi produttivi, 5 impianti REMI e 2 stazioni di valvola; sono stati 22 gli elementi singoli complessivi analizzati. Tra questi un solo elemento aveva un livello di concentrazione irrilevante, 16 avevano un livello basso, 4 gli elementi con livelli medi di emissioni e uno con livello alto. In particolare, tra tutti i 13.346 punti di misura validi tra tutti gli impianti il 35,3% ha registrato concentrazioni irrilevanti di metano, il 55,6% aveva valori bassi, l'8,1% aveva valori medi e l'1% aveva concentrazioni alte, ossia superiori a 1.000 ppm. Nelle Marche, su tutte le infrastrutture monitorate, si sono misurati 266 valori sopra i 500 ppm. L'elemento più critico, si trova nella stazione di valvola a Jesi (AN), gestita da Snam, ed è in prossimità di due flange, ossia punti di congiunzione tra tubi. Qui la concentrazione media registrata, su un periodo di 10 minuti, è stata 2.665 ppm, una perdita che sicuramente andrebbe indagata. Dei 252 punti di misura validi il 26,2% ha fatto registrare una concentrazione maggiore di 1.000 ppm, il 31,4% era tra i 100 e 1.000ppm e il 31% tra 10 e 100 ppm, il massimo registrato è stato 30.072 ppm.

Un altro impianto che ha destato preoccupazione è stato il REMI di Monte Urano (FM) di SGI. In particolare, su un caso di venting di uno sfiato si è registrata una media di 145 ppm, cioè un livello medio, e 32,3% dei 479 punti di misura validi sopra i 100 ppm; considerando la distanza di un metro la media sarebbe 867,4 ppm e la percentuale di punti sopra i 100 ppm il 77,5%. Altri venting particolarmente emissivi si sono registrati nel REMI di Falconara Marittima (AN) di Apennine Energy, con due sfiati dalla media di 76 ppm e 164 ppm, e nell'area del pozzo produttivo non erogante Cassiano 1D di Montigiano con un elemento da 85 ppm in media, che ha toccato un massimo di 2.615ppm. A questi si aggiunge anche la perdita di una flangia classificabile come livello di concentrazione medio, ancora nella stazione di valvola di Jesi, con una media di 143 ppm e con il 62,2% dei punti sopra i 100 ppm. Va sottolineato come solo un elemento, che si trova nell'area dei pozzi eroganti San Marco di Sant'Elpidio a mare, abbia una media classificabile come ininfluyente, pari a 4 ppm.



Flange nella stazione di valvola di Jesi (AN)

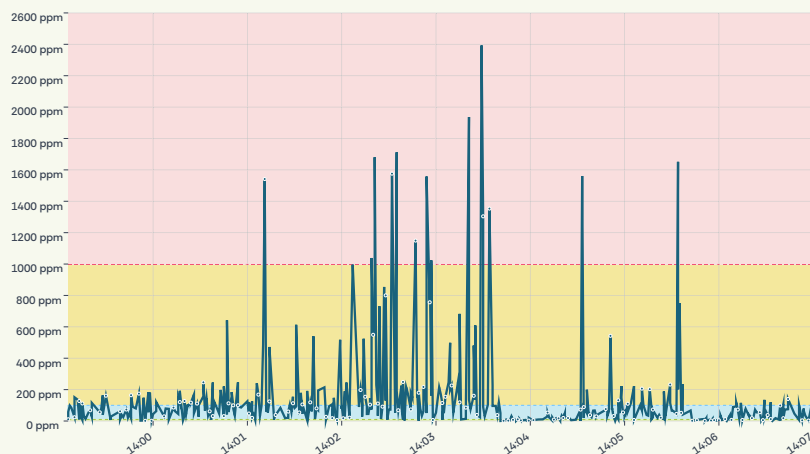
ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLE FLANGE NELLA STAZIONE DI VALVOLA DI JESI





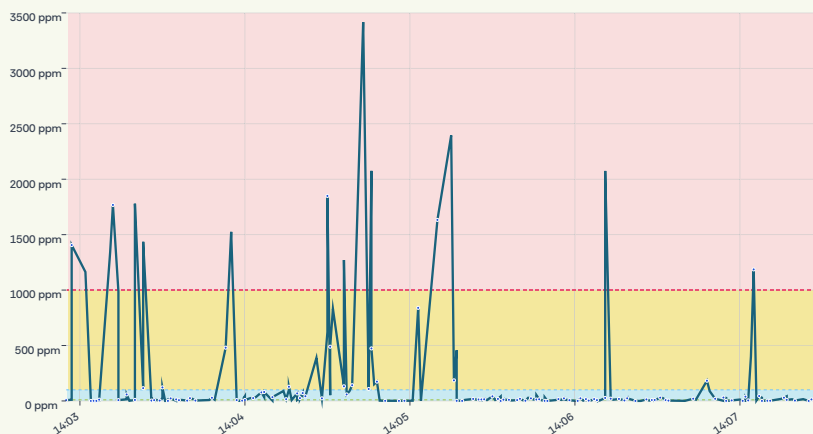
Venting del REMI di Monte Urano (FM)

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE PRESSO IL VENTING NEL REMI DI MONTE URANO



Sfiato nel REMI di Falconara Marittima (AN)

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLO SFIATO NEL REMI DI FALCONARA MARITTIMA



LOMBARDIA

TABELLA RIASSUNTIVA DEI MONITORAGGI IN LOMBARDIA

Impianto	Gestore	Elementi sondati	Elementi monitorati	Punti di misura per livello di concentrazione				Valori sopra i 500 ppm
				Irrilevante (≤ 10 ppm)	Bassa (10–100 ppm)	Media (100–1000 ppm)	Alta (> 1000 ppm)	
Stazione di valvola Caviaga	Snam	6	3	311	774	529	29	60
Pozzo produttivo erogante Caviaga 043	ENI	2	1	170	223	39	0	5
REMI Cavenago D'Adda	2i Rete Gas	6	2	286	593	286	16	44
Stazione di valvola Cavenago D'Adda	Snam	4	2	77	220	168	0	8
REMI di Madignano	Snam	10	3	481	670	46	12	18
REMI di Madignano 2	Gestione Energetica Impianti	8	2	559	485	18	0	5
Pozzo produttivo non erogante Soresina	ENI	7	2	380	174	0	0	0
REMI Bascapè	Snam	4	2	257	440	62	3	13
Sernano stoccaggio	Stogit	3	2	326	424	15	0	0
Sernano stazione di valvola	Snam	3	2	167	245	5	0	0
REMI Sernano	Società Impianti Metano	3	1	249	52	2	0	0
REMI Pandino	Snam	4	1	220	947	141	0	0
TOTALE		60	23	11.03	9.07	6.11	60	153

Rapporto Italia hub degli sprechi di Legambiente

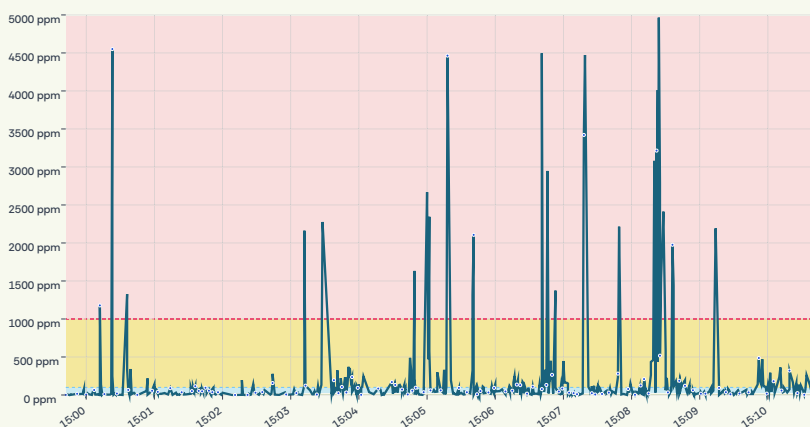
La tappa in Lombardia, che si è svolta dal 24 al 26 giugno 2025, ha portato Legambiente a monitorare 12 infrastrutture del gas, di cui 2 pozzi produttivi, 6 impianti REMI, 3 stazioni di valvola e un impianto di stoccaggio, per 23 elementi singoli complessivi. In questi impianti 4 elementi hanno presentato un livello irrilevante di concentrazione di metano, 15 quelli con un livello basso, 4 gli elementi con un livello medio di emissioni. In particolare, tra tutti i 10.101 punti di misura presso gli impianti il 34,5% aveva un livello irrilevante, il 52% aveva un livello basso, il 13% aveva un livello medio e lo 0,6% un livello alto. Quindi, più della metà dei punti, precisamente il 65,5%, presenta una concentrazione maggiore di 10 ppm, sopra la media atmosferica di gas metano, che è 2 ppm. A tal proposito vale la pena ricordare, che sebbene la maggioranza degli elementi monitorati presenta emissioni basse, queste, se non riparate in tempi brevi, rimangono emissioni costanti che a lungo andare possono, nel loro insieme, avere un effetto climalterante importante, soprattutto se consideriamo che tali perdite avvengono su tutta la filiera delle fossili. Considerando la sola distanza di un metro, le medie dei livelli di concentrazione risulterebbero più alti. In termini di percentuali dei 10.101 valori raccolti, il 7,6% risulterebbe alto, il 53,7% medio, il 32,4% basso e il 6,4% irrilevante. In Lombardia, su tutte le infrastrutture monitorate, si sono misurati 153 valori sopra i 500 ppm. Un elemento critico si trova presso il REMI di Cavenago D'Adda (LO), gestito da 2i Rete Gas, ed è una valvola su tre flange che ha registrato, in un periodo di tempo di 10 minuti, una concentrazione media di 300 ppm con un picco massimo di 9.328 ppm. Dei 535 punti di misura validi il 56,5% aveva una concentrazione maggiore di 100 ppm. Considerando la distanza di un metro la media arriverebbe a 418 ppm. Un altro elemento particolarmente emissivo si trovava presso una stazione di valvola sempre a Cavenago D'Adda, questa volta gestita da Snam, e interessava due flange e una valvola. Su queste componenti la media è stata di 139,6 ppm, che corrisponde ad un livello medio (195,5 ppm a un metro di distanza) con valori che sono arrivati anche ad un massimo di 683,6 ppm. Da segnalare sono

anche due flange nella stazione di valvola a Caviaga (LO) di Snam che aveva già mostrato dispersioni significative nel monitoraggio del 2024. Qui la media è stata di 188,2 ppm, un livello medio, che arriverebbe a 470 ppm a un metro di distanza. Sono stati, infatti, rilevati 28 punti relativi ad un livello di concentrazione alto, cioè al di sopra dei 1000 ppm, il risultato peggiore di tutta l'infrastruttura lombarda presa in esame dall'indagine.



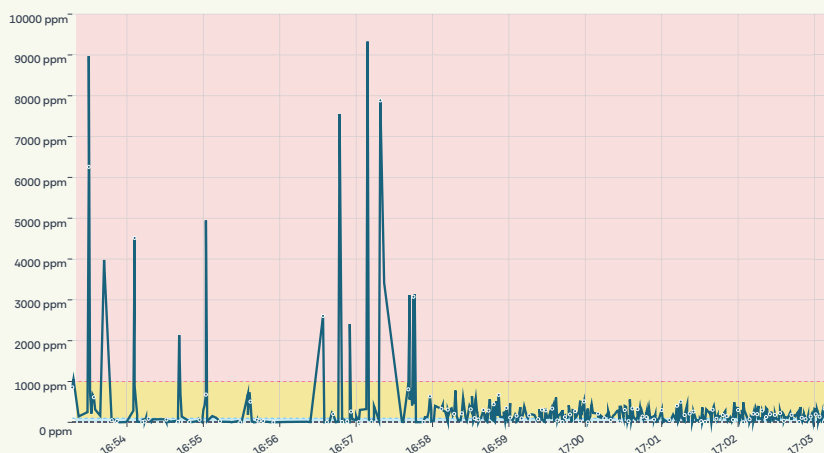
Flange e valvola nella stazione di valvola di Caviaga (LO)

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE NEL TEMPO SU FLANGE E VALVOLA NELLA STAZIONE DI VALVOLA DI CAVIAGA



Valvola del REMI Cavenago D'Adda (LO)

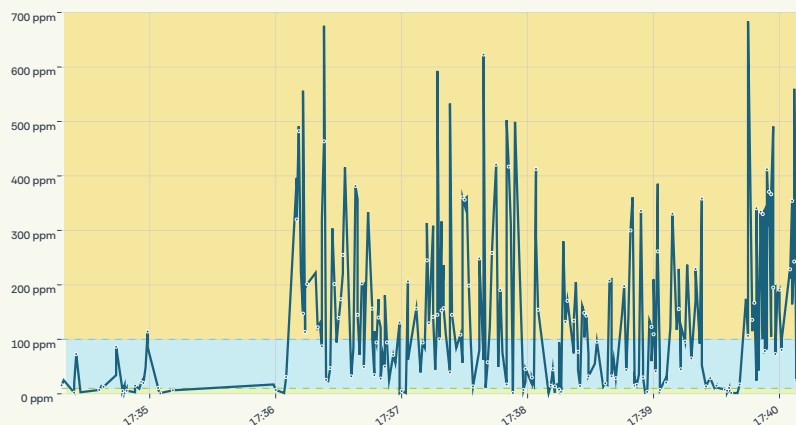
ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE NEL TEMPO SULLA VALVOLA DEL REMI DI CAVENAGO D'ADDA





Due flange della stazione di valvola a Cavenago D'Adda

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE NEL TEMPO SU FLANGE NELLA STAZIONE DI VALVOLA A CAVENAGO D'ADDA



VENETO

TABELLA RIASSUNTIVA DEI MONITORAGGI IN VENETO

Impianto	Gestore	Elementi sondati	Elementi monitorati	Punti di misura per livello di concentrazione				Valori sopra i 500ppm
				Irrilevante (≤ 10 ppm)	Bassa (10 – 100 ppm)	Media (100 – 1000 ppm)	Alta (> 1000 ppm)	
REMI Villadose	Snam	10	3	7.00	391	24	7	7
Stazione di Valvola Villadose	Snam	4	2	172	180	5	0	0
Stazione di Valvola Adria	Snam	3	1	151	23	39	28	31
REMI Noventa Padovana	Italgas	5	2					2
Stazione di Valvola Noventa Padovana	Snam	2	1	320	0	0	0	0
REMI Grisignano di Zocco	Snam	8	3	951	547	1	0	1
REMI Grisignano di Zocco 2	Snam	11	3	672	349	4	4	1
Stazione di Valvola Ghizzole	Snam	6	1	63	501	8	0	0
REMI Ghizzole	2i Rete Gas	3	2	900	566	6	1	4
REMI Mirano	2i Rete Gas	6	2	612	6.29	0	0	0
Stazione di Valvola Mirano	Snam	4	2	122	221	177	5	15
REMI Marghera	Snam	8	3	968	440	7	1	1
REMI Campodarsego	2i Rete Gas	6	3	380	875	60	0	0
Stazione di Valvola Campodarsego	Snam	5	2	449	596	259	3	3
TOTALE		81	30	16.57	12.48	594	42	65

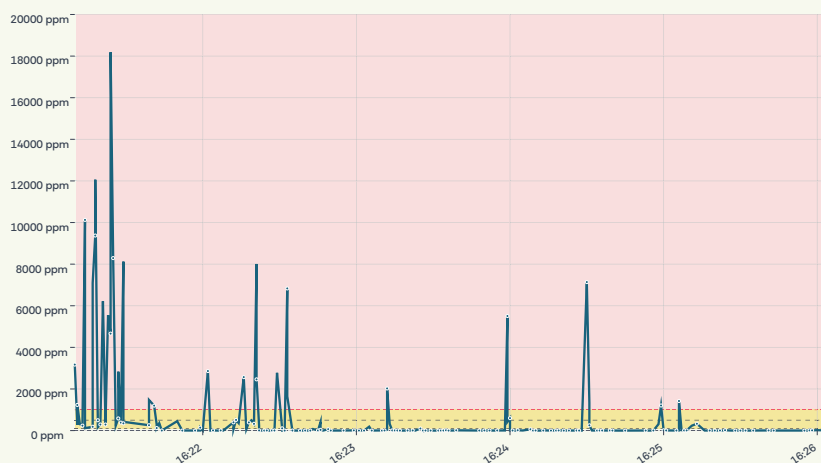
L'indagine in Veneto si è svolta dal 6 all'8 ottobre 2025 e ha portato Legambiente a monitorare 14 infrastrutture del gas, di cui 8 impianti REMI e 6 stazioni di valvola, per 30 elementi singoli complessivi. Secondo i risultati dei monitoraggi, 8 elementi hanno presentato un livello irrilevante di concentrazione di metano, 19 quelli con un livello basso, 3 gli elementi con un livello medio di emissioni. In particolare, tra tutti i 14.641 punti misurati presso gli impianti il 51,9% ha un livello irrilevante, il 43,8% ha un livello basso, il 4,1% ha un livello medio e lo 0,3% un livello alto. Quindi, il 48,2% dei punti presenta una concentrazione maggiore di 10 ppm, sopra la media atmosferica di gas metano, che è 2 ppm. A tal proposito vale la pena ricordare, che sebbene la maggioranza degli elementi monitorati presenta emissioni basse, queste, se non riparate in tempi brevi, rimangono emissioni costanti che a lungo andare possono, nel loro insieme, avere un effetto climalterante importante, soprattutto se consideriamo che tali perdite avvengono su tutta la filiera delle fossili. Considerando la sola distanza di un metro, le medie dei livelli di concentrazione risulterebbero più alti. In termini di percentuali dei 14.641 valori raccolti, il 0,9% risulterebbe alto, il 47,1% medio, il 41,3% basso e il 10,7% irrilevante.

In Veneto, su tutte le infrastrutture monitorate, si sono misurati 14.576 punti al di sotto delle 500 ppm e 65 sopra. L'elemento più critico è stato trovato presso una stazione di valvola ad Adria (RO), gestita da Snam, ed erano delle flange sulle quali la concentrazione media è stata di 659 ppm (fascia media), con 28 punti di misura sopra i 1000 ppm. Altro elemento da segnalare è un bullone visibilmente arrugginito in prossimità di una flangia nella stazione di valvola di Mirano (VE) di Snam dove si è ottenuta una concentrazione media di 140,8 ppm, corrispondente ad un livello medio, con il 52,3 % dei punti compresi tra i 100 e 1.000 ppm. Un'ultima segnalazione va fatta su delle valvole sempre nella stazione di valvola di Mirano che avevano una concentrazione media di 139 ppm con un andamento nel tempo che ha toccato un massimo di 7.901 ppm.



Flange nella stazione di valvola di Adria (RO) di Snam

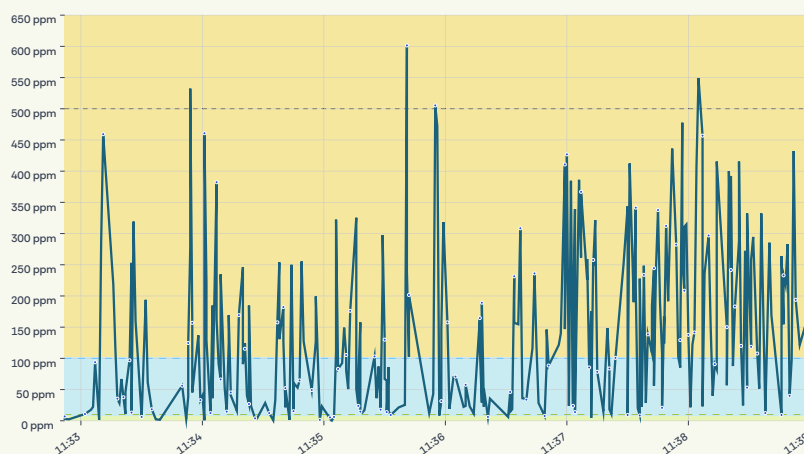
ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLE FLANGE NELLA STAZIONE DI VALVOLA DI ADRIA





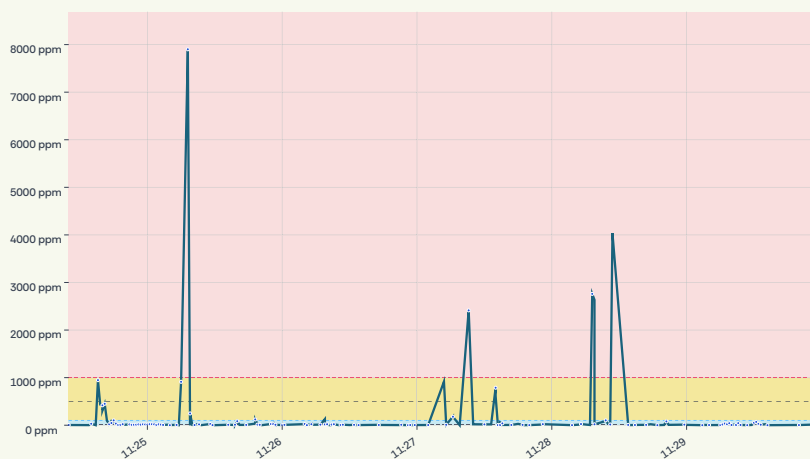
Flangia nella stazione di valvola di Mirano (VE) di Snam

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLA FLANGIA NELLA STAZIONE DI VALVOLA DI MIRANO



Valvole nella stazione di valvola di Mirano (VE) di Snam

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLE VALVOLE NELLA STAZIONE DI VALVOLA DI MIRANO (VE) DI SNAM



UMBRIA

TABELLA RIASSUNTIVA DEI MONITORAGGI IN UMBRIA

Impianto	Gestore	Elementi sondati	Elementi monitorati	Punti di misura per livello di concentrazione			
				Irrilevante (≤ 10 ppm)	Bassa (10–100 ppm)	Media (100–1000 ppm)	Alta (> 1000 ppm)
Remi a Foligno	Snam	21	8	19.04	7.33	11	0
Remi a Spello	V-Reti Gas	6	3	3.27	958	19	0
Remi a Foligno in via Anastasi	V-Reti Gas	10	4	11.17	8.25	1	2
Stazione di Valvola a Vescia	Snam	4	2	5.28	312	0	0
Stazione di Valvola a Spello	Snam	2	1	211	509	0	0
TOTALE		43	18	11.27	14.17	31	2

Rapporto Italia hub degli sprechi di Legambiente

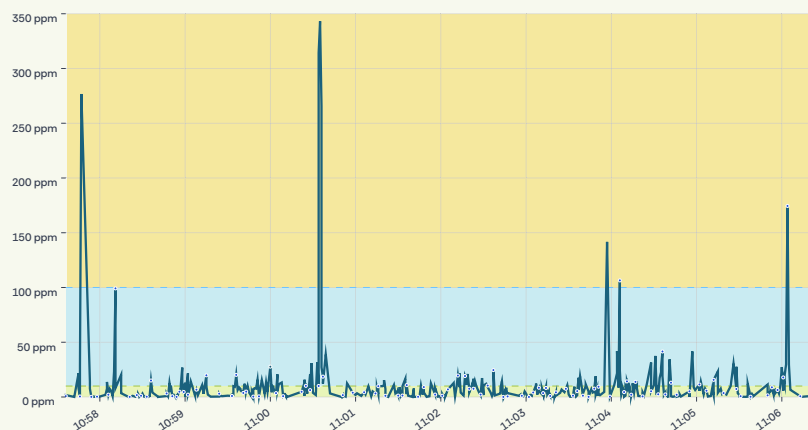
I monitoraggi in Umbria si sono svolti il 21 e il 22 ottobre 2025 su 5 infrastrutture del gas, di cui 3 impianti REMI e 2 stazioni di valvola, per 18 elementi singoli complessivi. Sul totale degli impianti, due sono quelli che hanno presentato concentrazioni più significative, entrambi a Foligno. Nell'impianto di regolazione e misura della rete di trasporto sono stati monitorati otto elementi totali, di questi una valvola ha registrato il valore massimo di 343 ppm, ossia una concentrazione di metano classificata di livello medio. Nello stesso impianto, una flangia ha mostrato un picco di 104 ppm, sempre un livello medio di concentrazione. Più critica la situazione riscontrata presso il REMI della rete di distribuzione di Via Anastasi: in prossimità di una flangia, il punto di misura massimo è stato di 1.640 ppm, registrando quindi una concentrazione di metano di livello alto. Da segnalare anche il picco toccato a Spello presso un impianto di regolazione e misura: qui un camino d'uscita ha raggiunto un massimo di 642 ppm (livello medio). Su 12.857 punti di misura validi monitorati in queste cinque infrastrutture del gas nella provincia di Perugia, 4.617 hanno registrato concentrazioni basse di metano (tra 10 e 100 ppm), 31 con valori medi (tra 100 e 1.000 ppm) e due con concentrazioni alte, ossia superiori a 1.000 ppm. In particolare, su 18 elementi analizzati nel dettaglio, 11 hanno mostrato perdite irrilevanti, mentre sette presentano livelli considerati di livello basso.

Va considerato che i dati raccolti sono molto cautelativi, in quanto gli operatori hanno rilevato le emissioni restando all'esterno del perimetro degli impianti, ossia mantenendo una certa distanza tra lo strumento di rilevazione, il cosiddetto "naso elettronico", e il punto effettivo dell'emissione. Difatti, se il monitoraggio fosse stato condotto a un metro di distanza, la distribuzione dei valori sarebbe cambiata significativamente: lo 0,4% dei punti sarebbe stato classificato come "alto", il 49,3% come "medio", il 45,1% come "basso" e solo il 5,2% come "irrilevante" sul totale dei quasi 13 mila punti di misura validi.



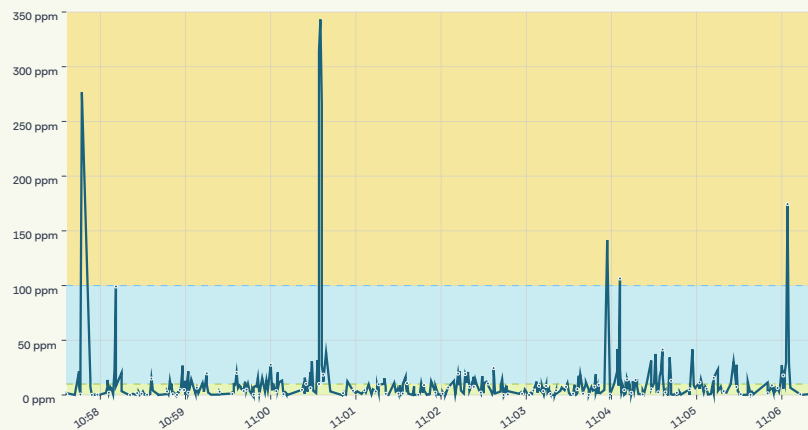
Valvola nel REMI a Foligno

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLA VALVOLA NEL REMI A FOLIGNO



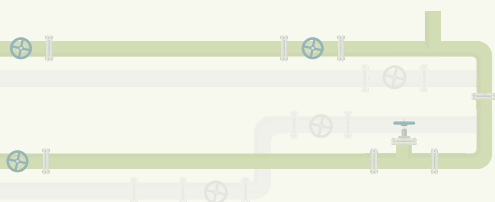
Flangia nel REMI di via Anastasi (PG)

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLA FLANGIA DEL REMI DI VIA ANASTASI

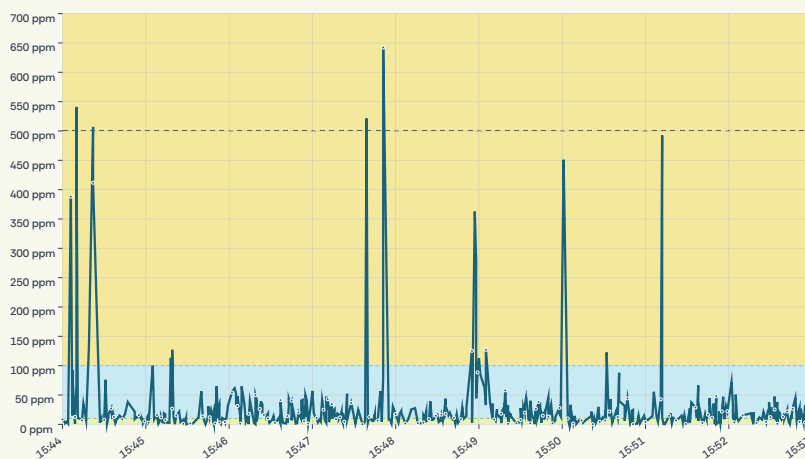




Camino nel REMI a Spello (PG)



ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SUL CAMINO DEL REMI DI SPELLO



CALABRIA

In Calabria Legambiente ha svolto i monitoraggi il 24 e il 25 novembre su 6 infrastrutture del gas, di cui 3 impianti REMI e 3 stazioni di valvola, per 20 elementi singoli complessivi. Su 8.921 punti di misura validi registrati in queste infrastrutture del gas, 3.222 hanno riportato concentrazioni basse di metano (tra 10 e 100 ppm), 711 avevano valori medi (tra 100 e 1.000 ppm) e 7 con concentrazioni alte, quindi superiori a 1.000 ppm. Parlando di medie per elemento analizzato, 10 elementi avevano una media irrilevante, 9 erano classificabili come bassi e uno rientrava nella fascia media. Considerando la distanza di un metro la situazione cambierebbe: solo il 7,3% degli 8.921 punti di misura validi sarebbe irrilevante, il 41,5% basso, il 41,7% si troverebbe tra i 100 ppm e i 1.000 ppm (medio) e il 9,5% risulterebbe nella fascia alta. Nell'impianto di regolazione e misura che è stato monitorato vicino Lamezia Terme, su 5 elementi totali con emissioni significative, un gruppo di flange e valvole ha presentato una concentrazione media di 261,3 ppm (livello "medio"), toccando un massimo di 1.302 ppm con 256 valori sopra i 500 ppm, la situazione più critica riscontrata in Calabria. Sono da segnalare anche una flangia e una valvola nel Remi a Maida (CZ) che avevano una media di 48 ppm e un massimo di 546 ppm, con più della metà dei punti di misura validi, precisamente il 56,2%, sopra i 10 ppm. Va sempre ricordato questi valori sono i più cautelativi possibile. Ulteriore elemento da attenzionare è una flangia che si trova in una stazione di valvola vicino Crotone, con una media di 33 ppm e il 90,5% dei punti sopra i 10 ppm.

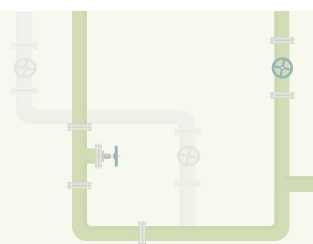
TABELLA RIASSUNTIVA DEI MONITORAGGI IN CALABRIA

Impianto	Gestore	Elementi sondati	Elementi monitorati	Punti misurati per livello di concentrazione				Valori maggiori di 500ppm
				Irrilevante (≤ 10 ppm)	Bassa (10–100 ppm)	Media (100–1000 ppm)	Alta (> 1000 ppm)	
Remi Maida	Snam	11	5	16.05	679	47	0	2
Remi Lamezia	Snam	8	5	12.06	929	616	6	258
Remi Rocca di Neto	Italgas	7	3	590	553	13	1	1
Stazione di valvola Rocca di Neto	Snam	6	3	273	193	3	0	0
Stazione di valvola Crotone	Snam	3	1	65	592	32	0	0
Stazione di valvola Crotone 2	Snam	7	3	482	276	0	0	0
TOTALE		31	20	20.21	6.42	711	7	261

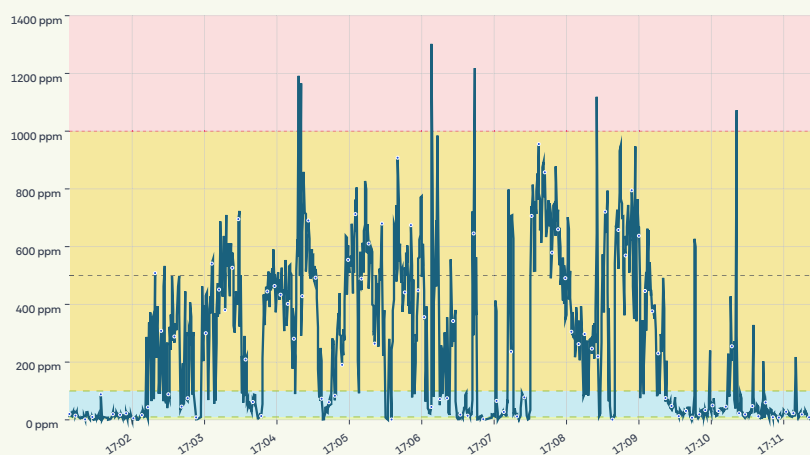
Rapporto Italia hub degli sprechi di Legambiente



Gruppo di flange e valvole nel REMI a Lamezia



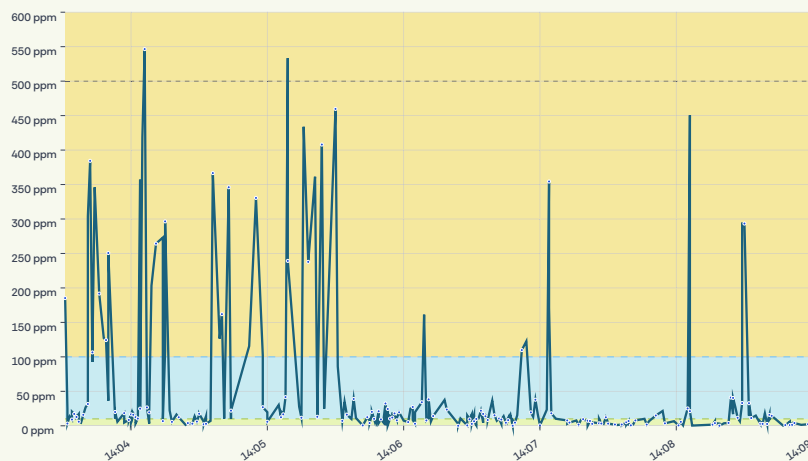
ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE PER IL GRUPPO DI FLANGE E VALVOLE NEL REMI DI LAMEZIA





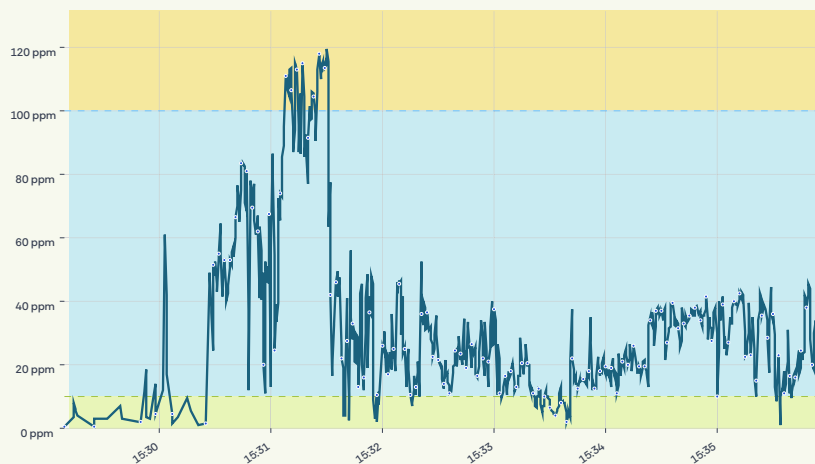
Flangia e valvola nel REMI a Maida

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLA FLANGIA E SULLA VALVOLA DEI REMI A MAIDA



Flangia nella stazione di valvola a Crotone

ANDAMENTO DELLA CONCENTRAZIONE SULLA FLANGIA NELLA STAZIONE DI VALVOLA A CROTONE



03

Abbattere le dispersioni

3.1 L'efficacia in termini di costo dell'abbattimento

Le emissioni di metano disperse in atmosfera rappresentano non solo un problema per la crisi climatica, ma anche uno spreco di una risorsa oggi al centro, erroneamente, della politica energetica di questo Paese. Oggi sono diverse le evidenze che raccontano come abbattere le emissioni di metano possa rappresentare un vantaggio economico anche per gli stessi operatori del settore. L'Agenzia Internazionale dell'Energia stima come a livello globale, nel 2024, **si sarebbe potuta evitare l'immissione del 40% di metano proveniente dal settore del gas fossile ad un costo zero netto⁵¹ e come il 30% delle emissioni dal settore petrolio e gas si sarebbero potute evitare con misure adottabili ad un tasso di rendimento di oltre il 25%**, ben al di sopra delle soglie che gli operatori del settore normalmente richiedono per i loro investimenti⁵². Per raggiungere la riduzione delle emissioni di metano pari al 75% entro il 2030, rispetto ad oggi, sempre secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia, bisognerebbe ridurre l'intensità delle emissioni in upstream per il petrolio e per il gas dal 1% allo 0,2%. Per arrivare a tali risultati sarebbero **necessari investimenti complessivi per circa 260 miliardi di dollari nel settore fossile, di cui 175 miliardi di dollari solo in quello del petrolio e del gas. Una cifra che vista in assoluto potrebbe sembrare irraggiungibile in così poco tempo, ma va sottolineato che rappresenterebbe meno del 2% del reddito netto generato annualmente dal settore.**⁵³ Eppure, nonostante i vantaggi ambientali ed economici, sono diversi gli ostacoli che ancora rendono difficili interventi strutturali in grado di ridurre fino ad azzerare le emissioni. La prima ragione è spesso legata ai **costi** che le imprese, comprese quelle più grandi e "ricche", pongono di fronte alla necessità che oggi ha il Pianeta di contrastare in modo efficace e veloce il cambiamento climatico. Intervenire in Paesi infrastrutturati come quello italiano richiede certamente investimenti ma queste spese non possono essere messe in secondo piano rispetto a quelle che sono le conseguenze del riscaldamento globale. In secondo luogo, in via di risoluzione grazie al Regolamento europeo, è la scarsa conoscenza da parte dei rappresentanti politici del tema e che non ponendolo come prioritario nelle agende politiche non mettono in campo azioni e misure di contrasto alle emissioni.

Un'altra ragione è legata alla **necessità di doversi attrezzare** da parte delle imprese: oggi finalmente il Regolamento pone obiettivi nuovi e più performanti che impongono alle imprese non solo nuova formazione degli operatori ma anche investimenti nelle attrezzature e, quindi, anche uno studio per trovare le modalità di rilevamento e riparazione più efficaci. Fino a questo momento le priorità degli operatori sul campo sono state legate alla produzione e alla sicurezza invece che all'abbattimento delle emissioni e le nuove regole impongono una visione diversa e una formazione adeguata. Inoltre, quando si tratta di gas associato al petrolio, generalmente mancano le infrastrutture necessarie per catturare e riutilizzare il combustibile. In questo caso occorrono nuove infrastrutture per il riutilizzo del gas fossile, come impianti di compressione o liquefazione, condotte di raccolta e di trasporto.

Nel caso di un proprietario del gas che non è il proprietario dell'infrastruttura di trasporto, può sorgere il problema degli "incentivi divisi", per cui la società che gestisce il gasdotto e paga per riparare le perdite non percepisce i maggiori ricavi grazie alle emissioni evitate. Un problema simile può verificarsi nel caso di aziende statali, che potrebbero non approfittare direttamente del metano recuperato perché devono restituire i ricavi allo stato e ricevono stanziamenti regolati per coprire le loro operazioni^{54, 55}.

51 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1f42328c-93da-4725-91e9-cbacb68453c2/Prospectsforaturalgascertification.pdf>

52 <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>

53 <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>

54 https://iea.blob.core.windows.net/assets/465cb813-5bf0-46e5-a267-3be0ccf332c4/Driving_Down_Methane_Leaks_from_the_Oil_and_Gas_Industry.pdf

55 <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2024/10/16193132/you-collect-we-buy.pdf>

3.2 Iniziative dell'industria e politiche dei governi

Nonostante le criticità, le difficoltà e la mancanza di una vera volontà politica nell'affrontare il problema, sono diverse le iniziative che in questi anni sono state messe in campo per cercare, in modo volontario, di ridurre le emissioni e contribuire in maniera effettiva alla lotta al cambiamento climatico. Tra queste la Oil&Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0), la Oil & Gas Decarbonization Charter e Oil & Gas Climate Initiative. Tutte iniziative che cercano metodi per monitorare e quantificare le emissioni di metano promuovendo anche uno scambio di best practices tra i partecipanti. L'OGMP 2.0, guidato dall'UNEP, riunisce 150 imprese presenti in oltre 90 Paesi, che rappresentano il 42% circa della produzione di petrolio e gas a livello mondiale. I soggetti che ne fanno parte fissano un obiettivo a livello di impresa e riportano, su base annuale, le loro emissioni da tutti gli asset operati e non. L'azione di reportistica si basa su 5 livelli sempre più dettagliati e alle imprese che si impegnino a riportare i dati secondo i requisiti dei livelli 4 e 5 viene riconosciuto il "Gold Standard". I report redatti dai vari operatori non vengono pubblicati ma sono raccolti dall'International Methane Emissions Observatory che li confronta con altre fonti e pubblica schede informative con le emissioni aggregate⁵⁶. Questa iniziativa, sebbene parliamo di attività svolte su base volontaria, è importante perché proprio su questa si basano le norme del Regolamento europeo relative al reporting sul metano che nei prossimi anni dovranno rispettare tutti gli operatori.

Altre iniziative di rilievo sono quelle condotte da alcuni Paesi, che nel tempo hanno introdotto politiche virtuose per incentivare le imprese del settore a ridurre le emissioni di metano. Un esempio è quanto accade dal 1970 in Arabia Saudita che ha investito nelle operazioni di downstream per catturare e usare il gas associato. Una politica che ha ridotto in modo significativo i livelli di flaring e venting⁵⁷. A questa si aggiunge il Kazakistan con una legge che, dal 2012, rafforza l'autorità dello Stato di acquisire i volumi di gas associato dei produttori di petrolio e dal 2015 ha costantemente applicato le proprie normative sul flaring, infliggendo regolarmente multe per le violazioni come flaring improprio e mancate segnalazioni o per eventuali sprechi delle risorse del sottosuolo. A gennaio 2025, ad esempio, il consorzio internazionale North Caspian Operating Company è stato multato per 3,4 miliardi di tenge (pari a 6,6 milioni di dollari)⁵⁸.

Altro esempio interessante è quanto accade nello Stato di Alberta in Canada, dove le imprese del settore petrolio e gas sono tenute a destinare dei fondi, per tutta la durata di vita degli asset produttivi, per contribuire a finanziare le attività di smantellamento dei pozzi abbandonati⁵⁹. Infine, bisognerebbe guardare alla Norvegia che in tema di riduzione delle emissioni non solo ha vietato il flaring di non-emergenza già nel 1971 ma a partire dal 2015 ha introdotto una tassa sul venting, oltre a tutta una serie di politiche restrittive che lo hanno fatto diventare, nonostante sia il maggior produttore di gas in Europa, il Paese con la più bassa intensità di emissioni⁶⁰.

⁵⁶ <https://www.iea.org/reports/prospects-for-natural-gas-certification>

⁵⁷ <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/bd2432bbb0e514986f382f61b14b2608-0400072025/original/Global-Gas-Flaring-Tracker-Report-July-2025.pdf>

⁵⁸ <https://www.catf.us/2025/06/kazakhstans-progress-reducing-gas-flaring-model-world/#:~:text=This%20progress%20stands%20out%20globally%3A%20among%20all%20major,1.5%20bcm%20flaring%20per%20barrel%20of%20oil%20produced,https://thedocs.worldbank.org/en/doc/bd2432bbb0e514986f382f61b14b2608-0400072025/original/Global-Gas-Flaring-Tracker-Report-July-2025.pdf>

⁵⁹ <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>

⁶⁰ <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>

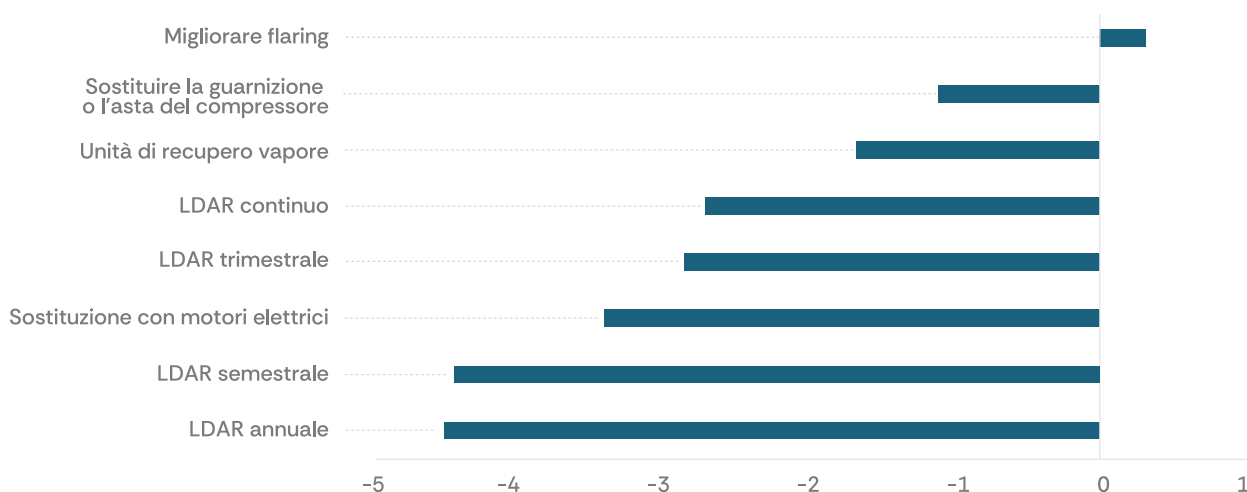
3.3 Potenziale di riduzione delle emissioni in Italia

Anche in Italia, nonostante si discuta poco del tema, è possibile intervenire riducendo in modo significativo e in tempi brevi le emissioni di metano. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia dal punto di vista tecnico, anche senza il phase-out dalle fonti fossili, sarebbe possibile ridurre le emissioni di metano legate alla filiera del petrolio e del gas del 65%, generando un ricavo di 20 milioni di dollari. Da sottolineare che poco più della metà delle emissioni sarebbero evitabili a costo netto zero⁶¹ e le risorse necessarie a tali investimenti, posto che dovrebbero essere spese dalle stesse imprese del settore, eventualmente sarebbero facilmente recuperabili, ad esempio, dai Sussidi Ambientalmente Dannosi. Le sole esenzioni dal pagamento delle royalties valgono, secondo le stime di Legambiente, almeno 642 milioni di euro⁶².

Nel nostro Paese la maggior parte delle misure di abbattimento più facilmente realizzabili e più economiche riguardano il settore del downstream del gas. In questo settore vi sarebbe sicuramente bisogno di una maggiore frequenza di attività di rilevamento e riparazione delle perdite (Leak Detection and Repair - LDAR) ma anche la sostituzione dei dispositivi pneumatici con motori elettrici⁶³.

Eppure, ad oggi, l'Italia non dispone di una strategia concreta sul metano. Infatti, gli obiettivi di riduzione da proseguire sono trattati in modo generico all'interno del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) del 2024 in cui si riporta come nel settore energetico si dovrebbe: "a) potenziare la misurazione e la rendicontazione delle emissioni su tutta la filiera; b) eliminare le perdite tramite il rilevamento e la riparazione con una frequenza adeguata; c) porre fine a pratiche diffuse di sfiato e combustione in torcia, promuovendo la cattura dei volumi altrimenti dispersi in atmosfera; d) limitare l'impronta emissiva del metano negli import: le suddette misure, per essere davvero efficaci, devono essere applicate anche nei paesi esportatori di combustibili fossili". Oltre a far riferimento all'utilizzo di tecnologie come l'intelligenza artificiale, droni e satelliti⁶⁴.

MISURE DI ABBATTIMENTO DI METANO NEL SETTORE GAS DOWNSTREAM IN ITALIA 2024 - dollari/Milioni di Unità Termiche Brittaniche



Elaborazioni Legambiente su dati AIE Global Methane Tracker 2025

61 <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>

62 https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2021/11/Stop-Sussidi-Ambientalmente-Dannosi_2024.pdf

63 <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025>

64 https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/pniec_2024_revfin_01072024-pdf

04

Il Regolamento europeo sulle emissioni di metano e la sua attuazione in Italia

4.1 Il Regolamento europeo

Nell'ambito del Green Deal Europeo - che mira a raggiungere zero emissioni nette nel 2050 e ad una riduzione emissiva del 55% al 2030 rispetto al 1990 - ad agosto 2024 è entrato in vigore il Regolamento europeo sulle emissioni di metano, nato proprio con lo scopo di arrivare ad una loro importante riduzione: fino al 77% di emissioni in meno entro il 2030, in modo efficace in termini di costi da un punto di vista sociale e ambientale⁶⁵. Il Regolamento contiene delle norme rispetto alla registrazione delle emissioni, al loro rilevamento e alla riparazione delle perdite, affrontando anche i temi legati al flaring, al venting, ai pozzi inattivi e alle importazioni. Tutti temi importanti e delicati e sui quali la Commissione Europea si è impegnata, al fine di creare parità di condizioni per tutti gli Stati Membri, a stabilire norme armonizzate per il monitoraggio e la quantificazione delle emissioni, per le campagne di rilevamento e riparazione perdite e per le apparecchiature da usare nel rilascio e la combustione in torcia. Però, fino a quando non saranno definite tutte le regole e i parametri gli Stati Membri sono invitati ad utilizzare le migliori tecnologie disponibili sul mercato e a introdurre sanzioni da applicare in caso di violazione del Regolamento, con lo scopo di introdurre un effetto deterrente e di eliminare il beneficio economico derivante dalla violazione.

SCADENZE DEL REGOLAMENTO A LIVELLO EUROPEO

Adempimento	Ente	Data di scadenza
Designazione delle autorità nazionali competenti responsabili del controllo dell'applicazione del Regolamento	Stato Membro	5 febbraio 2025
Presentazione dei programmi di rilevamento e riparazione delle perdite (LDAR) alle autorità competenti	Operatori	5 maggio 2025
Presentazione alle autorità competenti delle informazioni richieste sui flussi di importazione	Operatori	5 maggio 2025
Invio alla Commissione dei programmi LDAR	Autorità Competente	5 agosto 2025
Pubblicazione di un inventario dei pozzi inattivi, temporaneamente tappati, permanentemente tappati e abbandonati	Autorità Competente	5 agosto 2025
Pubblicazione di un inventario delle miniere sotterranee chiuse o abbandonate	Autorità Competente	5 agosto 2025
Adozione delle norme relative alle sanzioni da applicare in caso di violazione del Regolamento	Stato Membro	5 agosto 2025
Presentazione alle autorità competenti della relazione annuale che quantifica le emissioni di metano a livello di fonte	Operatori	5 agosto 2025
Conduzione della prima indagine LDAR di tipo 2	Operatori	5 agosto 2025
Trasmissione alla Commissione Europea delle informazioni richieste sui flussi di importazione	Autorità Competente	5 agosto 2025
Atto di esecuzione che definisce livelli minimi di rilevamento per i dispositivi usati durante le indagini LDAR	Commissione Europea	5 agosto 2025
Pubblicazione della relazione che quantifica le emissioni a livello di fonte	Operatori	5 novembre 2025
Relazione annuale venting e flaring	Operatori	31 dicembre 2025
Atto di esecuzione che stabilisce modelli per le relazioni sulla quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte (art. 12)	Commissione Europea	non è specificata una scadenza
Monitoraggio e reporting sulle emissioni di metano degli impianti gestiti al livello di fonte	Operatori	5 febbraio 2026
Database di trasparenza sulle emissioni di metano	Commissione Europea	5 febbraio 2026

⁶⁵ Regolamento (UE) 2024/1787, preambolo

SCADENZE DEL REGOLAMENTO A LIVELLO EUROPEO

Fonte: Regolamento (UE) 2024/1787

Adempimento	Ente	Data di scadenza
Prima ispezione sull'implementazione da parte degli operatori	Autorità Competente	5 maggio 2026
Invio informazioni rispetto alla conformità dei flussi import con le norme europee di monitoring, reporting e verifica	Importatori	1 febbraio 2027 e poi ogni anno successivo
Decisione metodologia calcolo intensità di metano degli import	Commissione Europea	5 agosto 2027
Possibilità di revisione del Regolamento ("review clause")	Commissione Europea	1 gennaio 2028 e poi ogni 5 anni successivi
Monitoraggio e reporting a livello di sito impianti gestiti e non-gestiti	Operatori	5 febbraio 2028 e poi il 31 maggio di ogni anno successivo
Invio dati sull'intensità di metano dei flussi import, sulla base di una metodologia da stabilire nel 2027	Importatori	5 agosto 2028 e poi ogni anno successivo
Valutazione di impatto di vari livelli di soglia intensità metano	Commissione Europea	5 agosto 2029
Obbligo di rispettare soglia massima di intensità di metano degli import	Importatori	5 agosto 2030
Pubblicazione inventario pozzi inattivi per i paesi con più di 40.000 pozzi	Autorità Competente	5 agosto 2030

Regolamento (UE) 2024/1787

Monitoraggio, verifica e controllo

Quello del monitoraggio, della verifica e del controllo delle emissioni è uno degli aspetti più delicati e importanti perchè in grado di restituire una fotografia reale del problema. Le regole stabilite diventeranno, nei prossimi anni, sempre più stringenti. Nel 2026 gli operatori dovranno avviare programmi di monitoraggio e di reportistica sugli impianti gestiti, direttamente al livello delle fonti. La quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte si basa su strumentazioni, anche portatili — come l'optical gas imaging (OGI) o i flame ionization detectors (FID) — in grado di rilevare il metano direttamente presso i punti di emissione (dal basso verso l'alto). La quantificazione a livello di sito, invece, impiega strumenti quali droni e satelliti (dall'alto verso il basso).

Poiché questi due metodi possono produrre risultati che differiscono di ordini di grandezza nel corso del ciclo operativo di un impianto, è necessario integrarli per ottenere una quantificazione adeguata dell'evoluzione delle diverse tipologie di emissione. Tale processo è denominato "riconciliazione"⁶⁶. L'anno successivo, si alzerà l'asticella e le attività di monitoraggio e reportistica dovranno riguardare la fonte e il sito per gli impianti gestiti e solo la fonte per gli impianti non-gestiti. Il cerchio si chiuderà nel 2028, quando gli operatori dovranno monitorare e riportare le emissioni a livello di fonte e di sito sia per gli impianti gestiti che per quelli non gestiti. Il controllo dei dati comunicati dagli operatori dovrebbe essere eseguito da verificatori indipendenti dalle autorità competenti e dagli operatori stessi, accreditati presso l'Unione Europea, anche con frequenti ispezioni in loco con e senza preavviso.

⁶⁶ <https://www.pipeline-conference.com/abstracts/reconciliation-level4level5-methane-emissions-quantifications-experiences-first-case>, www.slb.com/-/media/images/home-page-2022/business-solutions/sees/complete-methane-measurement.pdf

Rilevamento e riparazione delle perdite

Il Regolamento introduce un processo sistematico di rilevamento e riparazione delle perdite - Leak Detection and Repair (LDAR) - su cui, entro lo scorso 5 maggio 2025 tutti gli operatori avrebbero dovuto presentare un piano. Sono due i tipi di indagine LDAR: tipo 1 finalizzato ad individuare perdite più grandi con minore precisione e il tipo 2 finalizzato, invece, ad individuare perdite più piccole con maggiore precisione.⁶⁷ Entro lo scorso 5 agosto gli operatori erano tenuti ad effettuare il primo monitoraggio per il rilevamento e riparazione delle emissioni più piccole (tipo 2). Nei prossimi mesi entrerà in vigore anche il monitoraggio di tipo 1. La frequenza minima delle indagini è definita in funzione della tipologia di impianto, della pressione di progetto e delle caratteristiche dei componenti e dei materiali, con intervalli che variano da un minimo di 3 a un massimo di 36 mesi. Fin da subito emergono due criticità del Regolamento: da un lato, esso non prevede l'obbligo di riparazione per tutte le dispersioni di metano; dall'altro, ammette tempi di controllo molto estesi, fino a 36 mesi per alcuni componenti, riducendo di fatto l'efficacia delle attività di monitoraggio.

A titolo esemplificativo, la frequenza minima delle indagini LDAR di tipo 1 per le componenti della rete di trasmissione e di distribuzione del gas realizzate in ghisa grigia o con membrane bituminose e caratterizzate da una pressione di progetto superiore a 16 bar è pari a 3 mesi. Al contrario, l'indagine LDAR di tipo 1 riguardante tutti i componenti offshore in polietilene, PVC o acciaio protetto, deve essere effettuata almeno ogni 36 mesi. Per quanto concerne le indagini LDAR di tipo 2, che interessano gasdotti in acciaio protetto situati nel sottosuolo o al di sotto del livello del mare e con pressione di progetto superiore a 16 bar, l'Autorità Competente può estendere la frequenza minima addirittura fino a 48 mesi⁶⁸. Importante ricordare che le autorità di regolamentazione hanno riscontrato che con ispezioni mensili è possibile ottenere una riduzione delle emissioni di metano del 90%, rispetto al 40% delle ispezioni annuali⁶⁹.

Venting e flaring

Uno degli elementi positivi è il divieto delle pratiche di venting, se non in casi di emergenza, malfunzionamento o in determinati eventi in cui è inevitabile e strettamente necessario⁷⁰. Ogni evento di venting però deve essere giustificato da apposita reportistica. Il Regolamento interviene anche vietando il flaring di routine⁷¹, consentito solo se costituisce l'unica alternativa al venting nei casi consentiti. Anche in questo caso tutti gli eventi di flaring dovranno essere notificati alle autorità competenti e rendicontati nella relazione annuale.

Pozzi inattivi

Altro tema delicato è quello legato ai pozzi inattivi che continuano ad emettere metano per anni e in più costituiscono un rischio di inquinamento con sostanze tossiche per le comunità

⁶⁷ Regolamento (UE) 2024/2487, preambolo

⁶⁸ Regolamento (UE) 2024/2487, allegato I

⁶⁹ <https://www.regulations.gov/document/EPA-HQ-OAR-2010-0505-7631>

⁷⁰ Regolamento (UE) 2024/1787, preambolo

⁷¹ La combustione in torcia è considerata "di routine" se è effettuata durante la normale produzione di petrolio, gas e carbone, in assenza di impianti adatti o di una struttura geologica adeguata per reiniettare il gas prodotto, utilizzarlo in loco o inviarlo a un mercato: Regolamento (UE) 2024/2487, preambolo

locali e l'ambiente. Come primo passo il Regolamento ha richiesto una loro completa mappatura entro il 5 agosto del 2025, distinguendo queste infrastrutture in pozzi inattivi, pozzi temporaneamente chiusi e pozzi permanentemente chiusi e abbandonati. Gli Stati Membri che dimostrano l'esistenza del proprio territorio di oltre 40.000 pozzi hanno fino ad agosto 2030 per finalizzare l'inventario. A partire dal 2026 dovranno, invece, essere riportate puntualmente le emissioni annuali e stabiliti piani di mitigazione e bonifica, risanamento e chiusura permanente da attuarsi entro 12 mesi. Anche in questo caso si rilevano ulteriori criticità, da una parte l'attuazione del piano in 12 mesi, che non tiene conto del numero di pozzi dei diversi Paesi Membri, dall'altra le norme sono meno stringenti per i pozzi offshore e la possibilità di deroghe per gli operatori che dimostrano l'impossibilità di rispettare i Piani per cause legate a difficoltà tecniche, amministrative o di sicurezza. A questi due elementi critici si aggiunge un terzo elemento, ovvero lo scarico delle responsabilità sullo Stato per i pozzi degli operatori che dimostrano capacità finanziaria insufficiente a rispettare le norme, e per i pozzi che non sono riconducibili ad un operatore. In questo caso sarebbe necessaria l'istituzione di un fondo a livello industria sostenuto dalle stesse imprese del settore per garantire risorse sufficienti alla risoluzione del problema. Scaricare sullo Stato fa ricadere i costi sulle spalle delle famiglie.

Standard di qualità per le importazioni

Il tema delle importazioni e della loro qualità assume un ruolo centrale e fondamentale non solo per l'Unione Europea ma anche per il nostro Paese, due soggetti dove circa il 90% del consumo di gas fossile dipende proprio dall'arrivo di questa fonte da Paesi fuori dall'Europa⁷². In questo ambito il Regolamento europeo contiene diversi provvedimenti con lo scopo di incentivare, nei prossimi anni, i Paesi produttori a ridurre l'intensità del metano dalle loro attività di esportazione verso l'Unione Europea. Un tema centrale e delicato tanto che anche in questo caso sono diverse le criticità rilevabili, a partire dalle scadenze tardive per la messa in campo di standard di qualità che entreranno in vigore dal 2030 ma anche dall'esclusione delle emissioni prodotte durante la fase della liquefazione del gas e il trasporto via mare attraverso navi metaniere, un tema che nel nostro Paese diventa sempre più centrale. Il Regolamento su questo tema prevede diverse fasi di attuazione, a partire dalla prima che impone, dal 2025, che i soggetti importatori forniscano annualmente un elenco di informazioni alle autorità competenti, che riguardano, ad esempio, la misura in cui il produttore monitora, quantifica e si impegna per ridurre le emissioni di metano. Grazie a queste informazioni dovrà essere realizzato, entro il 2026, un database pubblico con i profili di metano degli Stati Membri, gli importatori e i produttori con lo scopo di incentivare i produttori a ridurre le emissioni e aumentare la loro competitività in un mercato nel quale cresce la preferenza per gas a basso impatto climatico.

La seconda fase entrerà in vigore nel 2027, quando gli importatori dovranno dimostrare che il gas importato a seguito di contratti stipulati a partire dal 4 agosto 2024 è stato soggetto a misure di monitoraggio, reporting e verifica, equivalenti a quelli vigenti nell'Unione Europea ("MRV equivalence"). Per i contratti stipulati prima di quella data gli importatori dovranno impegnarsi per modificarli in tal senso, per cui la Commissione fornirà anche clausole di modello. Annualmente gli importatori saranno tenuti a fornire spiegazioni delle motivazioni dell'eventuale mancanza di rispetto di tali clausole. Sempre nel 2027, inoltre, la Commissione Europea dovrà definire la metodologia per calcolare l'intensità di metano dei flussi di energia fossile importati nell'Unione. Dal 2028 gli importatori avranno l'obbligo di comunicare l'intensità di metano importato a seguito di contratti stipulati o rinnovati a partire dal 4 agosto 2024. Per il gas importato attraverso contratti stipulati prima di questa data, gli operatori avranno solo l'impegno di

⁷² Regolamento (UE) 2024/1787, preambolo

tentare di soddisfare i requisiti richiesti e riportare alle autorità competenti i risultati del loro impegno. L'ultima fase parte invece nel 2029, quando la Commissione europea valuterà l'impatto dell'intensità di metano proveniente dalle importazioni per poi stabilire un livello di qualità definitivo che dovrà essere rispettato solo dagli accordi che entreranno in vigore a partire dal 2030. In merito alla qualità dell'intensità emissiva delle importazioni il Parlamento Europeo si è già espresso nel 2023, indicando come valore lo 0,2%, un valore che di per sé nasconde due criticità. Da una parte non è chiaro se questo si riferisca soltanto al segmento upstream del petrolio e del gas o anche agli altri componenti della filiera, dall'altro rappresenta un limite non realistico per i Paesi produttori di petrolio, per questo dalla società civile e dalle Organizzazioni no profit che si stanno occupando del tema si suggerisce un valore pari a 1,7 mila tonnellate di metano per milione di tonnellate di petrolio equivalenti di prodotto. Questa definizione dell'intensità corrisponde allo 0,2% di metano in termini energetici, creando condizioni di maggiore parità per i paesi produttori di petrolio e gas. Secondo uno studio di Clean Air Task Force del 2023, un tale standard sarebbe molto efficace, soprattutto nel caso dei paesi produttori che esportano almeno il 5% della loro produzione di gas e/o almeno il 10% della loro produzione di petrolio nell'Unione Europea⁷³. Il tutto però dovrebbe essere accompagnato da forti politiche di uscita dalle fonti fossili, l'unica strada realistica per azzerare le emissioni. L'efficacia dello standard dipenderà naturalmente anche dalla sua impostazione e attuazione. Tuttavia, se i produttori dovessero assicurare che gran parte del loro export rispetti lo standard, le misure di abbattimento implementate impatterebbero necessariamente anche la produzione in senso più generale, e quindi si abbasserebbe anche l'intensità di metano degli export a paesi al di fuori dell'UE. In fin dei conti, lo standard del 0,2% sarebbe in grado di ridurre le emissioni di metano di 24 milioni di tonnellate (pari a circa 30% delle emissioni mondiali legate al petrolio e gas equivalenti a circa 90 miliardi di metri cubi)⁷⁴.

Uno studio di Rystad e CATF del 2023 mostra anche come lo standard sulle importazioni di gas e petrolio che fissa a 0,2% l'intensità delle emissioni non avrebbe un impatto significativo sui prezzi. La media dell'aumento dei costi del gas esportato all'UE sarebbe 0,07 euro e comunque sotto l'1% del totale. Nel caso dell'Algeria, il principale fornitore di gas dell'Italia, l'abbattimento delle emissioni verrebbe a costare appena 150 milioni di euro al 2031. Si consideri che il rigassificatore di Piombino è costato più del doppio⁷⁵. Oltre alle criticità espresse è necessario aggiungere che il lavoro fatto dall'Unione Europea in tema di emissioni è stato messo a rischio lo scorso giugno 2025, dalla Presidenza del Consiglio dell'Unione europea che ha richiesto alla Commissione di valutare se includere il Regolamento nel cosiddetto pacchetto "Omnibus", che mira a semplificare alcune norme europee in materia di clima e ambiente, rischiando di rendere "più leggera" parte delle direttive e dei regolamenti che erano già state approvate⁷⁶. Sebbene questa richiesta provenga soltanto dalla presidenza e non dal Consiglio intero, si tratta di un segnale preoccupante. Il Regolamento, anche se decisamente migliorabile in tanti aspetti, comunque rappresenta un atto fondamentale per ridurre le emissioni di metano ed andrebbe rafforzato piuttosto che indebolito.

73 <https://www.catf.us/2023/10/strong-eu-methane-regulations-imported-gas-slash-methane-reductions-globally/>

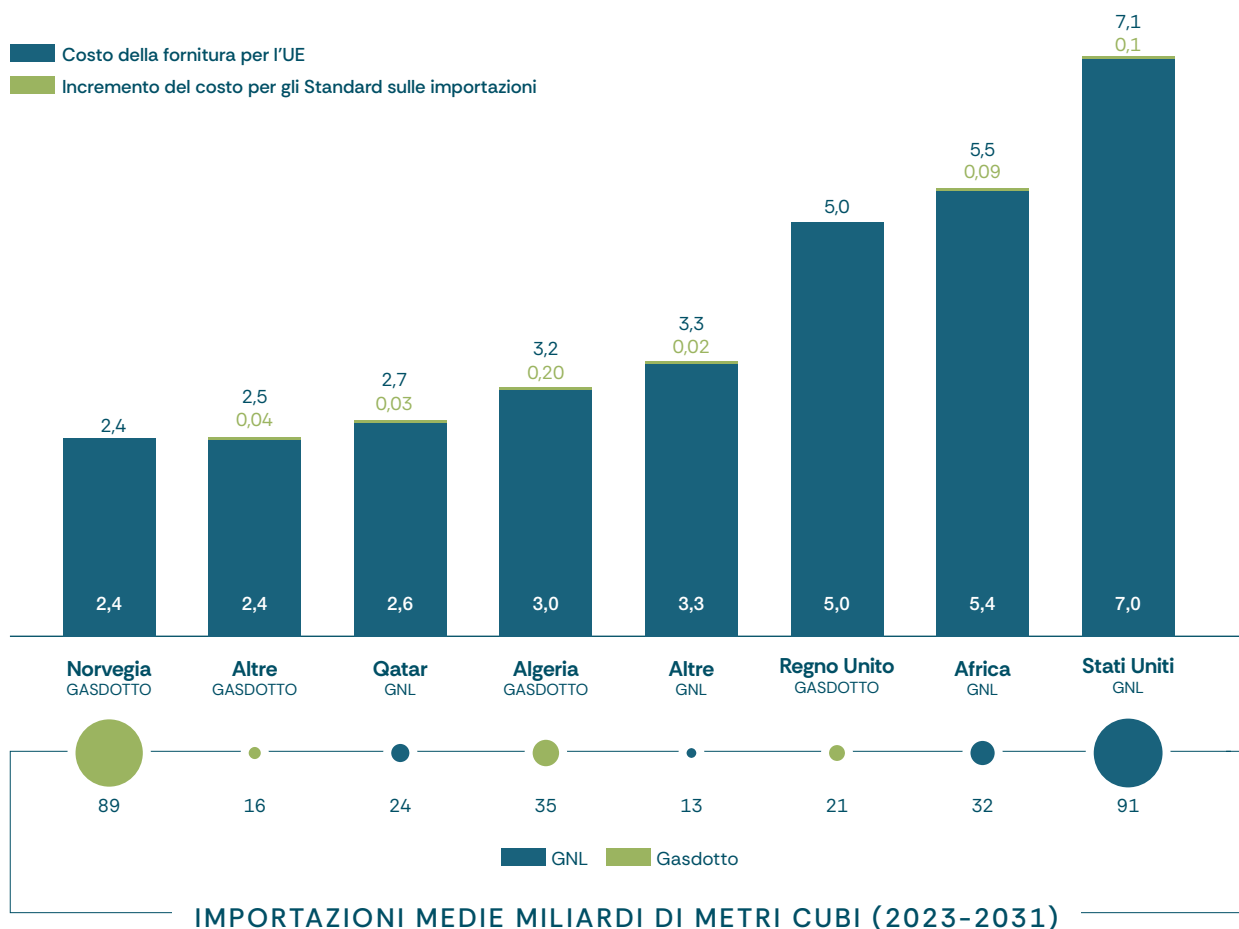
74 <https://www.catf.us/2023/10/strong-eu-methane-regulations-imported-gas-slash-methane-reductions-globally/>

75 <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2023/11/13141839/rystad-impact-eu-methane-import-performance-standard.pdf>

76 <https://www.consilium.europa.eu/media/e3inzbbq/st10279en25.pdf>

COSTO DELLE FORNITURE DI GAS PER GLI ESPORTATORI VERSO L'UE, INCLUDENDO L'INCREMENTO DI COSTO DATO DALL'IMPLEMENTAZIONE DI STANDARD SULLE IMPORTAZIONI (2031)

Euro per milioni di unità termiche britanniche (Btu)



Elaborazioni di Legambiente su dati Rystad Energy 2023

IL RUOLO DEGLI STATI UNITI NELLE IMPORTAZIONI

Gli Stati Uniti sono il secondo emettitore al mondo di emissioni di metano nel settore energetico. Il nostro Paese, così come l'Europa, dopo le vicende legate ai dazi sta aumentando vertiginosamente le importazioni di GNL. Nel 2024, gli Stati Uniti hanno fornito il 35% del GNL arrivato in Italia. Secondo le stime di Kpler - società di analisi e intelligence dei mercati energetici e delle materie prime - nel 2025 il 55-66% del GNL dell'Unione Europea arriverà proprio dagli Stati Uniti, un gas con intensità media di emissione in upstream pari allo 0,99%⁷⁷ e un potenziale tecnico di riduzione del 77%⁷⁸.

La produzione di gas negli Stati Uniti è molto frammentata e proveniente da tanti piccoli operatori, che a differenza di quanto accade nella maggior parte del resto del mondo, gli impianti di esportazione di GNL degli Stati Uniti si riforniscono di gas da una vasta rete

⁷⁷ <https://www.kpler.com/blog/us---eu-trade-deal-is-finalized-ambitious-eu-energy-purchase-target-will-be-hard-to-meet>

⁷⁸ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker>

di gasdotti. Le forniture sono miste e comprendono volumi provenienti da diversi bacini di produzione con intensità di metano variabili. Non a caso il Regolamento europeo sul metano preoccupa i produttori americani, che prevedono non poche difficoltà rispetto alle richieste di tracciabilità del GNL. Tanto è che ci sono importanti pressioni da parte degli Stati Uniti, che fanno forte riferimento ai costi sociali e alla “contro produttività dal punto di vista ambientale”. Durante una visita a Bruxelles a settembre 2025, il Segretario di Stato dell'energia americano ha ribadito che con le normative attualmente in vigore, non si vedrà più arrivare in Europa nessun carico di GNL americano.⁷⁹ Tuttavia, per il momento sembra che l'UE stia resistendo a tali richieste⁸⁰ di ammorbidire le norme. Nel frattempo, il Presidente Trump ha bloccato l'implementazione di una legge che costringeva i produttori a pagare un'imposta sulle emissioni eccessive di metano^{81, 82}.

79 <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/lng/093025-path-to-net-zeroeu-methane-law-us-emissions-stance-challenge-lng-sector>

80 <https://www.euractiv.com/news/eu-ready-to-ease-methane-rules-to-boost-us-fuel-imports/>

81 <https://www.reuters.com/sustainability/boards-policy-regulation/investors-urge-eu-uphold-methane-rules-despite-us-pressure-2025-10-01/>

82 <https://www.ft.com/content/e3c53757-be2e-4b82-b8c6-bd190d7da020>

4.2 L'attuazione del Regolamento in Italia

Il nostro Paese, in buona compagnia con altri Paesi europei, risulta indietro rispetto agli adempimenti e alle scadenze che avremmo dovuto rispettare nell'ambito del Regolamento. La Commissione europea lo scorso 17 luglio ha inviato all'Italia una lettera di costituzione in mora, atto che rappresenta la prima fase della procedura di infrazione, proprio per la lentezza con cui il nostro Paese sta affrontando il problema. Delle 11 scadenze previste ad oggi, sono 7 quelle rispettate entro i termini. A dieci mesi dalla scadenza, l'Italia è ancora priva di un'autorità competente che vigili sull'effettivo rispetto degli obblighi previsti dal presente Regolamento da parte dei gestori delle imprese, dei gestori di miniere e degli importatori.⁸³

Il tema è stato affrontato, con oltre 4 mesi di ritardo, solo lo scorso 30 giugno quando il Consiglio dei Ministri ha approvato una legge delega che indica il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica la principale autorità per il petrolio e il gas e le Regioni e le due Province Autonome per il carbone. Il disegno di decreto legge, che comprende anche il regime sanzionatorio da applicare in caso di violazione delle norme del Regolamento (adempimento con scadenza ad agosto 2025), è stato bollinato dalla Ragioneria generale dello Stato ed è ora in fase di analisi e approvazione dal Parlamento⁸⁴. Per quanto riguarda gli altri adempimenti — come, ad esempio, la pubblicazione dell'inventario dei pozzi inattivi⁸⁵ e l'invio alla Commissione europea, da parte degli importatori, delle informazioni richieste — l'Italia è a regime⁸⁶.

83 <https://www.quotidianoenergia.it/module/news/page/entry/id/521235/emissioni-metano-la-ue-mette-in-mora-litalia>

84 Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

85 <https://unmig.mase.gov.it/wp-content/uploads/dati/regolamentoEU2024-1787/Inventario-pozzi-Regolamento-UE-2024-1787-art18-comma1.pdf>

86 Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

Le scadenze del Regolamento per l'Italia fino ad oggi

Adempimento	Data di scadenza	Stato di avanzamento in Italia
Designazione delle autorità nazionali competenti responsabili del controllo dell'applicazione del Regolamento	5 febbraio 2025	Il disegno di legge relativo è stato bollinato dalla Ragioneria Generale dello Stato ed è in fase di analisi e -futura approvazione- dal Parlamento. https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2025/07/Legge-Delega-CCS-Metano-Emissioni.pdf
Presentazione dei programmi di rilevamento e riparazione delle perdite (LDAR) alle autorità competenti	5 maggio 2025	Rispettato
Presentazione alle autorità competenti delle informazioni richieste sui flussi di importazione	5 maggio 2025	Rispettato
invio alla Commissione dei programmi LDAR	5 agosto 2025	Rispettato
Pubblicazione di un inventario dei pozzi inattivi, temporaneamente tappati, permanentemente tappati e abbandonati:	5 agosto 2025	Rispettato: https://unmig.mase.gov.it/wp-content/uploads/dati/regolamentoEU2024-1787/Inventario-pozzi-Regolamento-UE-2024-1787-art18-comma1.pdf
Pubblicazione di un inventario delle miniere sotterranee chiuse o abbandonate	5 agosto 2025	Competenza delle Regioni – allo stato non si sono ricevuti riscontri
Adozione delle norme relative alle sanzioni da applicare in caso di violazione del Regolamento	5 agosto 2025	Il disegno di legge relativo è stato bollinato dalla Ragioneria Generale dello Stato ed è in fase di analisi e -futura approvazione- dal Parlamento. https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2025/07/Legge-Delega-CCS-Metano-Emissioni.pdf
Presentazione alle autorità competenti della relazione annuale che quantifica le emissioni di metano a livello di fonte	5 agosto 2025	Rispettato
Conduzione della prima indagine LDAR di tipo 2	5 agosto 2025	Analisi in corso in corso del MASE sulle indagini effettuate.
Trasmissione alla Commissione Europea delle informazioni richieste sui flussi di importazione	5 agosto 2025	Rispettato
Pubblicazione della relazione che quantifica le emissioni a livello di fonte	5 novembre 2025	Rispettato: https://www.mase.gov.it/portale/web/guest/-/relazioni-quantificazione-emissioni-di-metano-ricevute-dalle-imprese-che-gestiscono-impianti-della-filiera-del-gas-in-italia-ex-art.-12-c.-8.-del-regolamento-ue-2024/1787

Regolamento (UE) 2024/1787, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

4.3 Il ruolo delle imprese nell'attuazione del Regolamento

Nell'attuazione del Regolamento europeo il ruolo fondamentale sarà quello giocato dalle imprese, chiamate a modificare in modo importante parte delle loro attività. Per iniziare a capire e comprendere eventuali difficoltà e come superarle abbiamo deciso di aprire un primo confronto proprio con le diverse società, chiedendo loro di compilare un questionario finalizzato a mappare attività e obiettivi. Delle imprese del gas coinvolte con l'invio della richiesta hanno risposto solo in 4, sebbene non si tratti di un campione rappresentativo in termini quantitativi e qualitativi, come Legambiente abbiamo comunque deciso di evidenziare, attraverso una sintesi, i risultati che per certi aspetti risultano sicuramente interessanti per capire quale sia l'impegno dell'industria del settore nella riduzione delle emissioni di metano.

Target

Primo elemento importante è che tutte le imprese che hanno risposto, alcune delle quali tra le più grandi del Paese, hanno stabilito dei target di riduzione delle emissioni di metano per gli asset gestiti. Due di queste aziende puntano a raggiungere zero emissioni di metano entro il 2030 (o un'intensità inferiore allo 0,2% degli asset gestiti), un'impresa prevede una riduzione del 70% rispetto al 2015, e un'altra si propone di azzerare le emissioni di metano dopo il 2030. Tutte le imprese dichiarano di non praticare il flaring di routine negli asset europei. Nessuna impresa ha fissato obiettivi specifici sul venting, poiché tale pratica rientra nei target complessivi di riduzione delle emissioni di metano.

Le imprese con una filiera integrata si sono poste obiettivi di sviluppo delle energie rinnovabili per i prossimi anni, mentre quelle con attività regolate (trasporto e distribuzione), che non possono sviluppare impianti di produzione energetica, hanno definito obiettivi di consumo di energia rinnovabile. Una di esse, in deroga alle norme applicabili, ha fissato un obiettivo relativo allo sviluppo del biometano. Tutte le imprese dispongono inoltre di target sull'efficienza energetica: due con orizzonte 2030, una al 2028, mentre un'altra sta sperimentando diverse tecnologie per ridurre il consumo energetico e valuterà, sulla base dei risultati, l'estendibilità di tali iniziative.

Monitoraggio e abbattimento del metano

Tutte le imprese soddisfano i criteri Gold Standard dell'OGMP 2.0, il che significa che misurano le emissioni di metano sia a livello di fonte (utilizzando fattori di emissione e di attività specifici derivati da misurazioni dirette o da calcoli ingegneristici avanzati) sia a livello di sito. Tutte sono in grado di quantificare le emissioni di metano di scope 1 e 2. Per quanto riguarda l'impiego di nuove soluzioni tecnologiche, un'impresa segnala l'intenzione di introdurre campagne LDAR semestrali e sensori fissi IoT.

Due imprese hanno già calcolato o stimato i CAPEX e gli OPEX associati alle operazioni di abbattimento del metano; una dichiara di volerlo fare entro due anni, mentre un'altra ha finora mappato solo gli OPEX.

In materia di meccanismi di incentivazione alla riduzione delle emissioni di gas serra a livello aziendale, tutte e quattro le imprese dichiarano di averne introdotti, tre dei quali includono incentivi legati alla remunerazione del management. Inoltre, un'impresa utilizza un prezzo interno del carbonio (social cost of carbon, espresso in tonnellate di CO₂ equivalenti) applicato alle emissioni stimate nella fase di realizzazione dei progetti, come supporto alle decisioni di investimento.

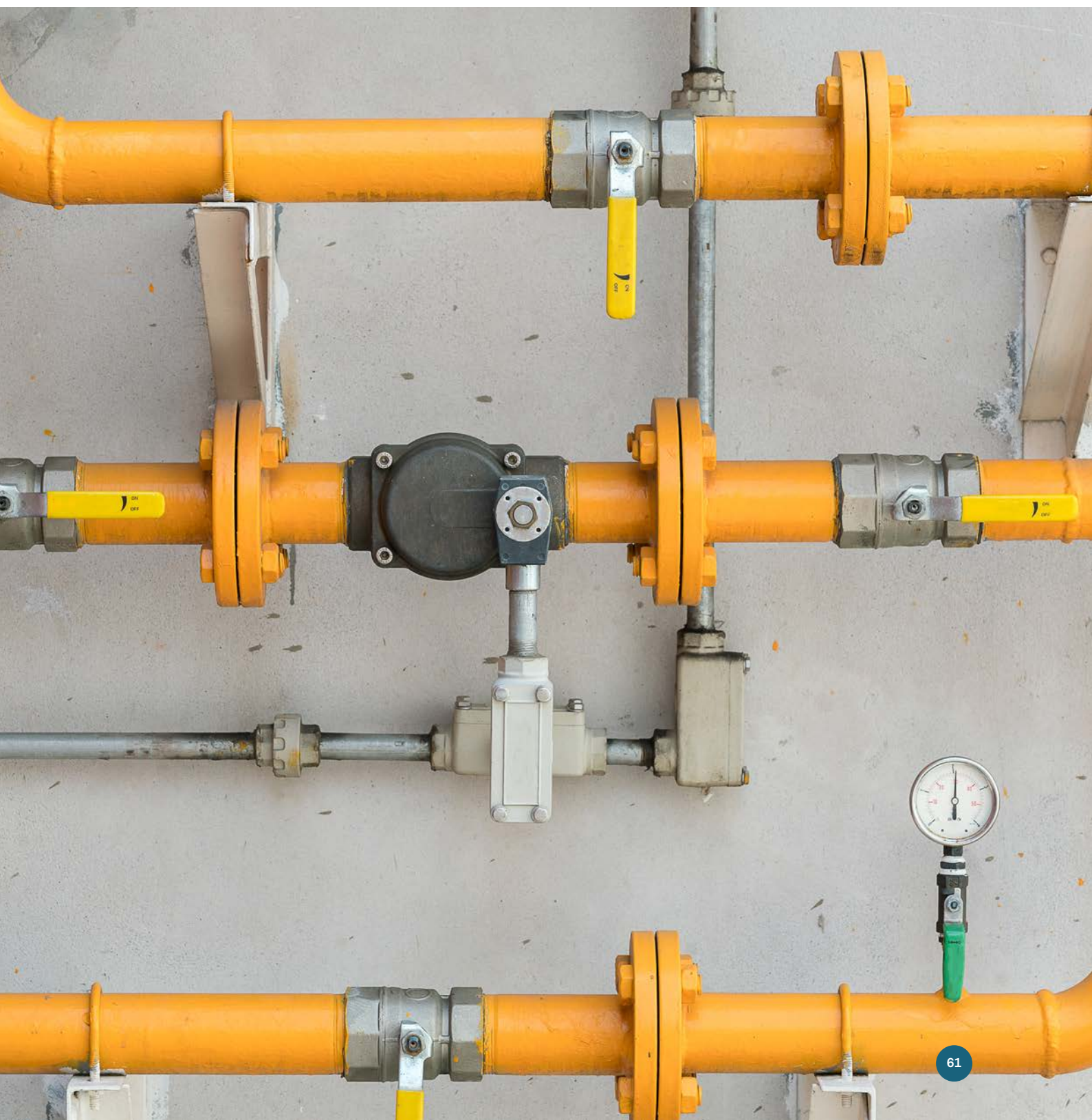
Rispetto del Regolamento

Tutte e quattro le imprese dichiarano di aver inviato il proprio programma LDAR alla PEC istituita dal MASE, in attesa della nomina dell'autorità competente.

Un'impresa segnala l'acquisto di nuova strumentazione, l'assunzione di personale aggiuntivo e lo sviluppo di nuove funzionalità nei sistemi informativi già in uso, l'impiego di termocamere Optical Gas Imaging per svolgere le attività di LDAR Tipo 1 e di strumentazione a ionizzazione di fiamma per la LDAR Tipo 2.

Un'altra impresa dichiara di ispezionare il 194% delle proprie tubazioni interrate ogni due anni (il 100% in un anno e il 94% l'anno successivo) e di verificare tutte le stazioni di regolazione e misura (REMI) ogni quattro mesi. Attualmente, la frequenza delle campagne LDAR varia da semestrale ad annuale. Tutte le imprese dichiarano di aver effettuato la campagna LDAR Tipo 2, in conformità all'art. 14 del Regolamento. Due imprese hanno inoltre mappato i propri pozzi inattivi (per le altre due tale requisito non è applicabile).

L'unica impresa importatrice di gas che ha partecipato all'indagine dichiara di aver inviato le informazioni richieste dal Regolamento (allegato IX) alla PEC del MASE.





LEGAMBIENTE

Da oltre 40 anni attivi per l'ambiente.

Era il 1980 quando abbiamo iniziato a muovere i primi passi in difesa dell'ambiente.

Da allora siamo diventati l'**associazione ambientalista più diffusa in Italia**, quella che lotta contro l'inquinamento e le ecomafie, nei tribunali e sul territorio, così come nelle città, insieme alle persone che rappresentano il nostro cuore pulsante.

Lo facciamo grazie ai Circoli, ai volontari, ai soci che, anche attraverso una semplice iscrizione, hanno scelto di attivarsi per rendere migliore il pianeta che abitiamo.

Abbiamo bisogno di coraggio e consapevolezza perché, se lo facciamo insieme, possiamo cambiare in meglio il futuro delle giovani generazioni.

Attiva il cambiamento su www.legambiente.it

