Memoria scritta ISPRA Audizione COM (2026) 569 final – Rel. Giordano

Emissioni Nazionali ed Estere di Metano

1. Emissioni Nazionali di Metano: Quadro Generale

Le emissioni nazionali di metano rappresentano in media circa l'11% delle emissioni totali di gas ad effetto serra nel periodo 1990–2024, Escludendo il contributo delle sorgenti naturali e dell'uso del suolo (LULUCF). Nello stesso arco temporale, queste si sono ridotte da 55 a 43 Mt CO_2eq (-21,9%), registrando un calo inferiore rispetto a quello del totale dei gas serra (-30,2%). Come mostrato in Tabella 1, i settori maggiormente responsabili sono l'agricoltura e la gestione dei rifiuti. Insieme costituiscono l'87,5% delle emissioni nazionali di metano, mentre il contributo dell'origine energetica (fuggitive e da combustione) risulta decisamente più contenuto: rispettivamente il 6,4% e il 6,0%. Il Regolamento in esame è finalizzato esclusivamente alla riduzione delle emissioni fuggitive.

Tabella 1 – Emissioni di metano per sorgente (Mt CO_2eq)

Sorgente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024
Combustione	2,8	3,1	2,8	2,6	3,5	3,4	3,1	3,4	2,9	2,7	2,6
Fuggitive	10,2	9,4	8,8	8,0	7,3	6,1	4,0	3,8	3,2	2,8	2,8
IPPU	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Agricoltura	24,6	24,1	23,5	21,8	21,3	21,0	21,1	20,8	20,5	20,4	19,4
Rifiuti	17,3	20,4	22,5	22,3	20,6	18,6	18,8	18,5	18,4	18,5	18,3
Totale	55,0	57,1	57,8	54,8	52,8	49,1	47,1	46,6	45,1	44,3	43,0

Nel 2024 le emissioni fuggitive di gas serra hanno rappresentato l'1,2% del totale nazionale, costituite per il 62,3% da metano derivante principalmente dalla filiera del gas naturale.
Dal 1990 a oggi si è osservata una contrazione significativa delle emissioni fuggitive complessive (-72,8%) e, in modo particolare, di quelle legate al gas naturale (-76,4%).

Tabella 2 – Emissioni di metano da sorgenti fuggitive (Mt CO_2eq)

Sorgente	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024
Carbone	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Petrolio	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gas naturale	9,4	8,7	8,0	7,1	6,4	5,1	3,3	3,2	2,6	2,2	2,2
Geotermico	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4
Totale	10,2	9,4	8,8	8,0	7,3	6,1	4,0	3,8	3,2	2,8	2,8

Il netto calo delle emissioni fuggitive nella filiera del gas naturale è attribuibile, in primo luogo, agli estesi interventi di ammodernamento delle reti di trasporto e distribuzione. Fin dagli anni '90, i materiali storici caratterizzati da un elevato fattore di emissione (come le condotte in ghisa grigia con giunti in canapa e piombo) sono stati progressivamente sostituiti con componenti a

contenimento avanzato. Contestualmente, si è ampliata la rete in acciaio dotata di protezione catodica contro la corrosione. Tali misure hanno consentito di abbattere le perdite di metano lungo la filiera dal 1990 al 2024, a fronte di un aumento superiore al 30% dei volumi di gas trasportati e distribuiti nel medesimo arco di tempo.

2. Emissioni di Metano Fuori dal Territorio Nazionale

I dati finora esposti descrivono le emissioni generate all'interno dei confini nazionali. Il Regolamento (UE) 2024/1787, nell'ambito degli impegni presi, estende l'analisi alle emissioni legate ai combustibili fossili prodotti all'estero e destinati al consumo nell'Unione Europea. Tra le diverse prescrizioni, gli importatori saranno tenuti a trasmettere alle autorità competenti dei Paesi membri le informazioni dettagliate sulle emissioni di metano generate lungo le filiere del petrolio greggio, del gas naturale e del carbone immessi sul mercato dell'UE.
Per quantificare l'ordine di grandezza del fenomeno, si riportano alcune stime delle emissioni fuggitive estere correlate al soddisfacimento del fabbisogno energetico italiano. I valori sono stati definiti applicando i fattori di emissione default pubblicati nelle linee guida IPCC, standard di riferimento per la redazione degli inventari nazionali dei gas serra.
La tabella seguente mostra i volumi di gas naturale importati nel 2025 suddivisi per punto di ingresso, affiancati dal rispettivo intervallo (minimo-massimo) delle emissioni fuggitive di metano stimate.

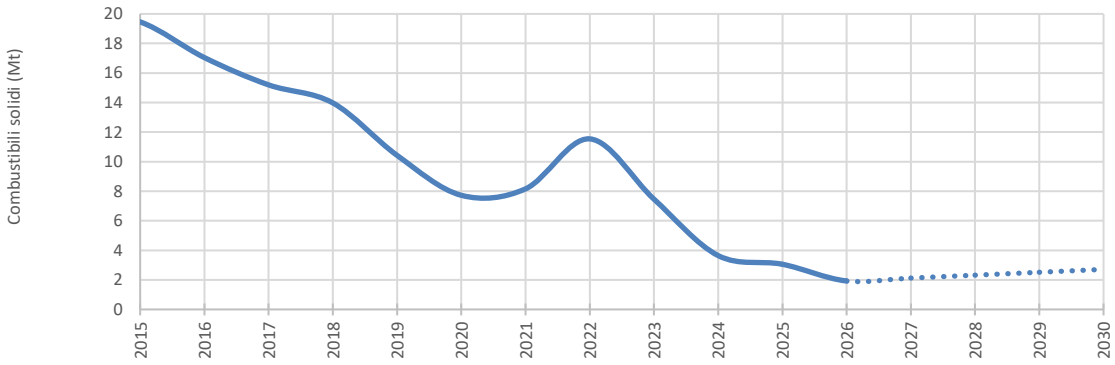
Tabella 3 – Stima delle emissioni di metano da gas naturale importato (2025)

Punto di ingresso	GN (Mld Sm³)	Emissioni CH4 min (kt)	Emissioni CH4 max (kt)
Mazara del Vallo (Algeria)	20,09	68	183
Gela (Libia)	0,96	4	9
Tarvisio (Fed. Russa)	0,77	7	13
Passo Gries (Nord EU)	8,59	28	78
Melendugno (Azerbaijan)	10,01	38	91
Piombino (GNL)	4,25	28	28
Ravenna (GNL)	1,83	12	12
Panigaglia (GNL)	1,90	12	12
Cavarzere (GNL)	8,60	56	56
Livorno OLT (GNL)	4,27	28	28
Gorizia (Fed. Russa)	0,00	0	0
Altri	0,01	0	0
Totale	61,29	286	503

Per contestualizzare l'impatto di tali emissioni, la quantità di metano emessa equivale a un volume di gas naturale stimato tra 0,48 e 0,84 Mld Sm³ (pari a circa l'0,8%–1,4% dell'intero fabbisogno nazionale di gas del 2025).
In base alle proiezioni del PNIEC per il 2030, il consumo di gas naturale si attesterà su livelli analoghi a quelli del 2025 nello scenario base, mentre scenderà a circa 52 Mld Sm³ nello scenario con politiche aggiuntive. Di conseguenza, qualora gli obiettivi di riduzione previsti dal PNIEC venissero raggiunti, le emissioni estere di metano correlate scenderebbero a un intervallo compreso tra 237 kt e 417 kt.

Per quanto concerne la filiera del greggio importato nel 2025, le emissioni di metano generate fuori dai confini nazionali sono stimate tra 194 e 331 kt CH_4. Poiché il PNIEC prevede entro il 2030 un calo del 32% dei consumi di greggio, proiettando le stime sulle emissioni fuggitive si otterrebbe una contrazione al 2030 collocabile tra 132 kt e 225 kt.
Relativamente ai combustibili solidi, si evidenzia una marcata e rapida riduzione dei volumi importati. Una stima preliminare riferita al 2026 indica un livello di consumo di combustibili solidi inferiore rispetto alle stesse proiezioni del PNIEC al 2030, fenomeno attribuibile anche al progressivo ridimensionamento operativo dello stabilimento ex ILVA di Taranto.

Figura 1 – Consumi di combustibili solidi in Italia in Mt (la linea tratteggiata indica i consumi attesi secondo il PNIEC)



Per i combustibili solidi importati nel 2025, la stima delle emissioni di metano oscilla in un intervallo piuttosto ampio, compreso tra 1 e 59 kt CH_4. A fronte della riduzione dei consumi del 10,8% stimata dal PNIEC al 2030 rispetto al 2025, le relative emissioni fuggitive dovrebbero ridursi a un valore compreso tra 1 e 53 kt.

3. Conclusioni

Nel complesso, le emissioni fuggitive di metano generate all'estero e connesse all'importazione in Italia di gas naturale, greggio e combustibili solidi nel 2025 sono quantificabili tra 481 e 894 kt CH_4. In base alle proiezioni al 2030, tali emissioni dovrebbero contrarsi fino a un intervallo compreso tra 370 e 696 kt CH_4.
Per valutare appieno la rilevanza dell'impatto trasfrontaliero, è utile raffrontare questi dati con le emissioni di metano generate direttamente sul territorio nazionale, pari a 1.481 kt nel 2024 (di cui 1.243 kt provenienti da fonti extra-energetiche). In altri termini, le emissioni fuggitive prodotte all'estero per soddisfare la domanda italiana di combustibili fossili equivalgono a una quota compresa tra il 32% e il 60% delle emissioni totali di metano registrate in Italia.

Riassumendo in termini di emissioni di gas ad effetto serra le emissioni fuggitive di metano prodotte in Italia dalle filiere fossili ammontano a poco più di 2$MtCO_2eq$, pari a circa lo 0,6% delle emissioni nazionali totali di gas ad effetto serra, mentre le emissioni di metano generate all'estero e collegate ai combustibili fossili importati in Italia si collocano tra 13,5 $MtCO_2eq$ e 25 $MtCO_2eq$, corrispondenti ad una quantità compresa tra il 4% e il 7% dell'intero volume di gas serra emesso sul territorio nazionale.

CONSIDERAZIONI SULL'AUDIZIONE DELL'11/11/2026 PRESSO LA COMMISSIONE XIV DELLA CAMERA DEI DEPUTATI

La proposta di modifica del Regolamento 2024/1787 interessa il rinvio di un anno degli obblighi di monitoraggio, comunicazione e verifica per gli importatori, nonché delle disposizioni relative all'intensità di metano per gli importatori e i produttori dell'Unione per quanto concerne le emissioni dovute alla produzione dei combustibili fossili importati. La proposta di modifica risponde essenzialmente alle gravi perturbazioni geopolitiche ed economiche seguite all'attacco in Iran con la conseguente chiusura dello stretto di Hormuz. Tali perturbazioni costituiscono un grave problema per l'approvvigionamento energetico mondiale. L'esigenza di assicurare la domanda energetica può pertanto confliggere con la capacità, da parte degli importatori, di rispettare le prescrizioni del regolamento.

In questo contesto il decisore politico si trova di fronte all'esigenza di operare una sintesi tra obiettivi di brevissimo termine (approvvigionamento energetico) e obiettivi di medio-lungo termine (riduzione delle emissioni di metano per contenere il riscaldamento globale e i cambiamenti climatici). Per quanto riguarda quest'ultimo punto è necessario considerare in estrema sintesi la ratio sottesa al Regolamento, che ha tra i suoi obiettivi quello di determinare una pressione contrattuale per misurare, rendicontare e verificare le emissioni di metano dovute alla produzione dei combustibili fossili importati nel territorio dell'Unione. In altre parole l'UE, forte della sua domanda energetica sui mercati internazionali, con questo Regolamento intende promuovere un processo che dalla conoscenza delle emissioni porterà a distinguere le forniture in base all'intensità delle emissioni, favorendo in definitiva investimenti per il rilevamento delle perdite, la riparazione delle infrastrutture e riduzione del venting e del flaring e per il recupero del gas naturale che altrimenti sarebbe rilasciato in atmosfera, rappresentando al contempo una ingente perdita economica e un considerevole impatto sui cambiamenti climatici.

Considerando l'enorme ritardo accumulato finora nella mitigazione delle emissioni globali di gas serra così come evidenziato nel rapporto UNEP "Emissions Gap Report 2026" (disponibile all'indirizzo internet https://www.unep.org/en/publications/report/emissions-gap-report-2026), la necessità di ridurre le emissioni di metano negli ultimi anni si è fatta sempre più impellente. Il motivo dell'attenzione al metano è dovuto alla maggiore capacità di questo gas di incidere sul riscaldamento globale, con un effetto circa 85 volte maggiore rispetto a quello della CO2 nell'arco di 20 anni. Inoltre, il metano resta in atmosfera per molto meno tempo della CO2, prima che i processi chimici ne riducano la concentrazione. Pertanto, la rapida riduzione delle emissioni di metano sono un modo efficace di fronteggiare il riscaldamento globale nel breve termine. Ogni decisione di rinviare le misure indirizzate al contenimento delle emissioni di metano deve quindi considerare il quadro appena descritto, oltre alla necessità di assicurare l'approvvigionamento energetico.

Per conciliare gli aspetti ambientali e quelli economici è utile richiamare le analisi di IEA a proposito delle potenzialità di recupero del metano altrimenti disperso in atmosfera. Nel recente Global Methane Tracker 2026 (https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2026), IEA sostiene che circa il 70% delle emissioni globali del comparto fossile possono essere recuperate con le tecnologie attualmente

diponibili e che circa il 30% delle emissioni può essere recuperato senza costi netti. Questo perché i costi capitale e operativi richiesti per il recupero sono inferiori al valore di mercato del gas catturato, venduto o utilizzato. Nel caso del segmento upstream del settore oil & gas la quota recuperabile senza costi netti è intorno al 55%. Considerando solo tale segmento per i dati nazionali del 2025, le perdite di metano sono state convertite nell'equivalente in gas naturale. La tabella mostra che la quota di gas recuperabile senza costi netti andrebbe da 0.44 a 0.77 Mld Sm^3. Tale quantità, se recuperata, rappresenta una risorsa economica disponibile sul mercato.

		Emissioni CH_4 (kt)		**Gas naturale (Mld Sm^3)**	
	Import	**min**	**max**	**min**	**max**
Gas naturale (mld Sm^3)	61.3	286	503	0.48	0.84
Greggio (Mt)	57.1	194	331	0.32	0.55
Totale		**480**	**834**	**0.80**	**1.39**
CH_4 recuperabile (55%)		**264**	**459**	**0.44**	**0.77**

A livello europeo il gas naturale importato è circa 6 volte quello nazionale, mentre per il greggio il fattore è circa 11 volte l'import nazionale; pertanto, una stima molto approssimativa a livello EU27 mostra che il gas naturale recuperabile a costi netti nulli sarebbe compreso in un intervallo da 3 a 6 Mld Sm^3.