



L'attuazione in Italia del Regolamento (UE) 2024/1787

sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico

Amici della Terra



L'attuazione in Italia del Regolamento (UE) 2024/1787

sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico

Amici della Terra

Aggiornamento Maggio 2026

AUTORI:

Carlotta Basili
Tommaso Franci
Matteo Onori
Andrea Trenta

COORDINAMENTO:

Carlotta Basili

SUPERVISIONE:

Tommaso Franci



INDICE

INTRODUZIONE	1
1. CONSUMI DI ENERGIA E FILIERA DEL GAS NATURALE	1
1.1. CONSUMO INTERNO LORDO	1
1.2. CONSUMO INTERNO LORDO DI GAS NATURALE	2
1.2.1. <i>Produzione di gas naturale in Italia</i>	3
BOX 1: I PRODUTTORI DI GAS NATURALE E PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA	5
1.2.2. <i>Importazioni di gas naturale</i>	6
BOX 2: GLI IMPORTATORI DI GAS NATURALE IN ITALIA	12
1.3. CONSUMO INTERNO LORDO DI PRODOTTI PETROLIFERI	13
1.3.1. <i>Produzione di petrolio in Italia</i>	14
1.3.2. <i>Importazioni di petrolio in Italia</i>	15
1.4. CONSUMO INTERNO DI GAS NATURALE E CONSUMI ENERGETICI FINALI PER SETTORE	17
1.4.1. <i>Consumo interno</i>	17
1.4.2. <i>Consumi energetici finali di gas naturale per settore</i>	18
BOX 3: PERDITE DI DISTRIBUZIONE, GAS NATURALE NON CONTABILIZZATO ED EMISSIONI DI METANO	21
2. EMISSIONI DI METANO NEL SETTORE ENERGETICO	22
2.1. EMISSIONI DI GAS SERRA PER SETTORE	22
2.2. EMISSIONI DI GAS SERRA PER TIPO DI GAS	24
2.3. EMISSIONI DI METANO	25
2.3.1. <i>Emissioni di metano per settore</i>	26
2.3.2. <i>Emissioni di metano per usi energetici</i>	27
BOX 4: LE EMISSIONI DI METANO DEL SETTORE ENERGETICO IN ITALIA, LE STIME IEA PER IL 2024	29
2.4. EMISSIONI DI METANO DELLA FILIERA DEL GAS NATURALE	29
2.4.1. <i>Livelli di attività per la stima delle emissioni di metano nella filiera del gas naturale</i>	31
2.4.2. <i>Fattori di emissione e metodi di stima</i>	33
2.4.3. <i>“Methane intensity” nella produzione del gas naturale</i>	37
BOX 5: LA METHANE INTENSITY NEL REGOLAMENTO UE 2024/1787	40
3. L’ITALIA NEL RAPPORTO OGMP 2.0	41
3.1. LA RENDICONTAZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO NELL’AMBITO DELL’OGMP 2.0: INQUADRAMENTO METODOLOGICO	41
3.1.1. <i>L’asset come unità di rendicontazione</i>	42
3.1.2. <i>Classificazione delle fonti emissive e struttura prescrittiva del template</i>	43
3.1.3. <i>Approccio bottom-up e livelli di reporting</i>	44
BOX 6: COS’È LA MATERIALITY ANALYSIS NELL’OGMP 2.0	46
3.1.4. <i>Integrazione delle misurazioni top-down e gestione dell’incertezza</i>	46
3.2. LE IMPRESE ITALIANE ADERENTI E IL LORO LIVELLO DI REPORTING	47
3.2.1. <i>Aziende italiane upstream</i>	47
3.2.2. <i>Aziende italiane midstream</i>	48
3.2.3. <i>Aziende italiane downstream</i>	49
3.2.4. <i>Le buone pratiche OGMP2.0 in Italia</i>	52
4. LE EMISSIONI DEI PAESI DA CUI L’ITALIA IMPORTA GAS NATURALE E PETROLIO	53
4.1. I PRINCIPALI PAESI FORNITORI DELL’ITALIA: QUADRO GENERALE DELLE EMISSIONI DI METANO	53
4.1.1. <i>Le emissioni dei principali Paesi da cui l’Italia importa gas naturale e petrolio</i>	54
4.1.2. <i>Le emissioni associate alle importazioni di gas naturale</i>	57
4.1.3. <i>Le emissioni associate alle importazioni di petrolio</i>	59
4.2. QUALITÀ DEL REPORTING OGMP 2.0 DELLE AZIENDE UPSTREAM DEI PAESI FORNITORI	61
5. STATO DI ATTUAZIONE DEL REGOLAMENTO IN ITALIA	64
5.1. ATTUAZIONE DELLE PRINCIPALI SCADENZE PER LE ISTITUZIONI E LE IMPRESE IN ITALIA	64
5.1.1. <i>Designazione Autorità competenti (5/2/2025)</i>	65
5.1.2. <i>Presentazione programmi LDAR</i>	66
5.1.3. <i>Presentazione informazioni sui flussi di importazione</i>	67



5.1.4. Presentazione Inventari dei Pozzi inattivi, tappati e abbandonati.....	67
5.1.5. Adozione norme sulle sanzioni.....	68
5.1.6. Presentazione della Relazione con la quantificazione delle emissioni di metano.....	68
5.1.7. Trasmissione alla Commissione delle informazioni ricevute dagli importatori.....	70
5.1.8. Pubblicazione delle relazioni con la quantificazione delle emissioni.....	70
5.1.9. Presentazione del Calendario e dei risultati delle attività LDAR.....	71
5.1.10. Presentazione delle relazioni annuali sugli eventi di venting e flaring.....	71
5.2. VALUTAZIONI SULLO STATO DI ATTUAZIONE: ANALISI DELLE RELAZIONI EX ART. 12.....	71
5.2.1. Copertura sistemica della filiera.....	72
5.2.2. Profilo metodologico delle relazioni.....	75
5.2.3. Valutazione della disaggregazione delle emissioni per tipologia emissiva: fuggitive, venting e combustione incompleta.....	78
5.2.4. Confronto preliminare con l'inventario nazionale (NID).....	81
5.2.5. Considerazioni conclusive.....	83
6. INIZIATIVE DI AMBIENTALISTI, CIG E ASSOCIAZIONI DI OPERATORI.....	85
6.1. LA CAMPAGNA DEGLI AMICI DELLA TERRA.....	85
6.1.1. Il Tavolo sulla riduzione delle emissioni di metano di Amici della Terra.....	85
6.1.2. MonitorCH4.....	86
6.2. LE ATTIVITÀ DEL CIG PER L'ATTUAZIONE DEL REGOLAMENTO.....	86
6.3. LE INIZIATIVE DELLE ASSOCIAZIONI DEGLI OPERATORI.....	87
6.3.1. Assogas.....	87
6.3.2. Proxigas.....	88
6.3.3. Utilitalia.....	88
6.3.4. Assorisorse.....	89
7. STATO DI ATTUAZIONE A LIVELLO UE.....	90
7.1. COSA HA FATTO LA COMMISSIONE, IL CEN E LE ASSOCIAZIONI.....	90
7.1.1. Rete delle Autorità Competenti per l'attuazione del Regolamento.....	90
7.1.2. Atti di normazione tecnica e definizione di modelli per le comunicazioni delle imprese.....	90
7.1.3. Banca dati della Commissione per la trasparenza sulle emissioni metano.....	91
7.1.4. Linee guida della Commissione per l'attuazione delle norme in materia di import.....	92
7.2. STATO DI ATTUAZIONE NEI 27 NELL'EU METHANE REGULATION IMPLEMENTATION TRACKER.....	92
CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE E PROPOSTE.....	97
L'ATTUAZIONE DEL REGOLAMENTO PER LE EMISSIONI IN ITALIA E NELLA UE.....	97
L'ATTUAZIONE DEL REGOLAMENTO PER LE EMISSIONI CONNESSE ALLE IMPORTAZIONI.....	98
PROPOSTE E LINEE DI INTERVENTO.....	99
BIBLIOGRAFIA.....	100
SITOGRAFIA.....	100

Introduzione

Il presente rapporto offre un'analisi dell'attuazione del Regolamento (UE) 2024/1787 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico in Italia, con particolare riferimento agli adempimenti e alle scadenze rilevanti nel 2025.

Il Regolamento affronta un tema che, fino a pochi anni fa, è stato ampiamente sottovalutato: l'effetto climalterante delle emissioni di metano. Queste emissioni hanno infatti un impatto molto rilevante nel medio periodo e, su un orizzonte di cento anni, presentano un potere climalterante quasi 30 volte superiore a quello del biossido di carbonio (CO₂). Al tempo stesso, la riduzione delle emissioni di metano nelle filiere energetiche dei combustibili fossili, come gas naturale e petrolio, è generalmente caratterizzata da costi relativamente contenuti. Ciò rende gli interventi particolarmente efficaci e, in molti casi, consente anche il recupero e la valorizzazione di risorse energetiche che altrimenti verrebbero disperse. In una fase di transizione energetica in cui, a livello globale, l'uso dei combustibili fossili rimarrà ancora significativo, la riduzione delle emissioni di metano rappresenta quindi uno dei contributi più rilevanti alla mitigazione dei cambiamenti climatici.

Il rapporto offre inizialmente un quadro conoscitivo dei principali dati di base rilevanti, derivanti sia dalle statistiche energetiche (Cap. 1) sia da quelle ambientali (Cap. 2), con riferimento alle attività interessate dall'applicazione del Regolamento in Italia. Nell'ambito delle statistiche energetiche, vengono analizzati i dati nazionali dell'intera filiera del gas naturale, dell'upstream petrolifero e delle importazioni di gas e petrolio. Per quanto riguarda le statistiche ambientali, l'analisi si concentra in particolare sulle emissioni di metano del settore energetico in Italia, utilizzando i dati elaborati da ISPRA nell'ambito dell'inventario nazionale dei gas serra.

Per inquadrare il caso italiano in un contesto internazionale, il rapporto presenta (Cap. 3) una delle principali iniziative globali per la riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico, promossa dall'UNEP: l'Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0). Si tratta di un'iniziativa volontaria che prevede l'adozione di standard rigorosi di monitoraggio e riduzione delle emissioni da parte degli operatori oil & gas e che oggi coinvolge una quota significativa della produzione globale di petrolio e gas naturale. Gli standard OGMP 2.0 sono riconosciuti dal Regolamento europeo e numerosi operatori italiani vi hanno aderito.

Uno degli obiettivi più ambiziosi del Regolamento è quello di influire sulla qualità ambientale delle importazioni di combustibili fossili, da cui l'Unione europea – e l'Italia in particolare – dipendono ancora in misura rilevante. A tal fine, il rapporto (Cap. 4) analizza le emissioni di metano associate alla produzione di gas e petrolio nei principali Paesi fornitori dell'Italia, propone una stima delle emissioni connesse alle importazioni nazionali e valuta il grado di adesione agli standard OGMP 2.0 degli operatori upstream di tali Paesi.

Il Capitolo 5 costituisce il nucleo centrale del rapporto e offre un'analisi dettagliata della prima fase di attuazione del Regolamento in Italia, con riferimento sia al ruolo delle istituzioni sia agli adempimenti degli operatori delle filiere energetiche. Il ruolo attivo del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), insieme alla risposta complessivamente positiva degli operatori, ha reso disponibili dati e documentazione di particolare rilevanza. Ciò ha consentito di sviluppare un'analisi approfondita, sia quantitativa sia qualitativa, in particolare delle relazioni sulla quantificazione delle emissioni presentate ai sensi dell'articolo 12 del Regolamento.

Per comprendere il contesto in cui si è sviluppata questa prima fase di attuazione (Cap. 6), il rapporto descrive il percorso di confronto e collaborazione avviato a partire dal 2020 tra operatori, istituzioni, associazioni e organizzazioni ambientaliste sul tema della riduzione delle emissioni di metano. Tale attività ha avuto come fulcro un tavolo di lavoro promosso dagli Amici della Terra, che ha favorito il dialogo tra le diverse parti interessate sia nella fase di approvazione del Regolamento sia nella sua attuazione.

Infine, per inquadrare complessivamente questa fase e le principali criticità emerse, il rapporto analizza il contesto europeo (Cap. 7), sia con riferimento al ruolo della Commissione europea nell'attuazione del Regolamento, sia rispetto allo stato di avanzamento nei diversi Stati membri. L'analisi si basa sulla



documentazione pubblica disponibile e, per il confronto tra Paesi, utilizza le informazioni del Methane Regulation Tracker sviluppato nell'ambito dell'Osservatorio europeo della società civile sul metano (CSO-M).

Il rapporto si conclude con una serie di considerazioni finali sulle principali lezioni apprese, evidenziando criticità e punti di forza del processo di attuazione in Italia, e formulando raccomandazioni e proposte operative per favorire il conseguimento degli obiettivi previsti dal Regolamento.

1. Consumi di energia e filiera del gas naturale

1.1. Consumo interno lordo

Il consumo interno lordo (CIL) di energia dell'Italia mostra un'evoluzione significativa dal 1990 come apprezzabile in **Figura 1**. Il CIL (che considera produzione interna, importazioni, esportazioni e variazioni delle scorte), pari a circa 150 Mtep nel 1990, cresce moderatamente fino a raggiungere il suo massimo della serie storica disponibile a metà degli anni Duemila (192 Mtep nel 2005). Questo è il periodo in cui la domanda di energia del Paese è ai massimi livelli, sostenuta dalla crescita economica.

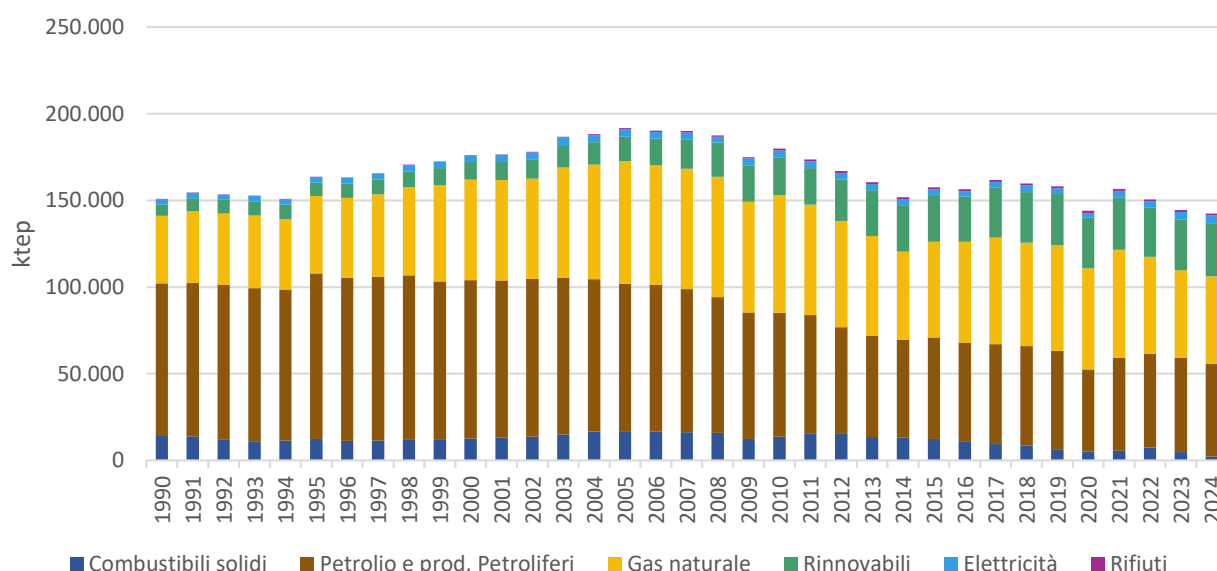
A partire dal 2008, con l'inizio della crisi economico-finanziaria, il CIL registra un brusco ridimensionamento: il 2009 segna infatti una contrazione di oltre 10 Mtep rispetto all'anno precedente, riflettendo il calo della produzione industriale e dei consumi delle famiglie. La ripresa del 2010 non è sufficiente a riportare il consumo interno lordo ai livelli pre-crisi, e negli anni successivi il CIL prosegue una graduale riduzione strutturale, influenzato anche dal miglioramento dell'efficienza energetica e dall'incremento delle fonti rinnovabili.

Il periodo 2012–2014 vede un progressivo declino della domanda energetica complessiva, con il CIL che scende fino ai livelli del 1990 (152 Mtep nel 2014). Tra il 2015 e il 2019, l'indicatore resta relativamente stabile, oscillando attorno ai 160 Mtep. Il cambiamento più marcato si osserva nel 2020, quando la pandemia determina un forte crollo del CIL, che scende a 144 Mtep, il livello più basso dell'intera serie. Il parziale recupero registrato nel 2021 e 2022 non è sufficiente a riportare il CIL ai livelli pre-pandemici, e nell'ultimo biennio (2023–2024), con valori attorno ai 142 Mtep, si osserva una nuova riduzione.

Nel complesso, rispetto al massimo del 2005, il CIL di energia italiano si è ridotto di quasi 50 Mtep, riflettendo tre dinamiche strutturali: maggiore efficienza e riduzione dei consumi finali, soprattutto nel settore civile, progressiva uscita dal carbone e crescita delle rinnovabili.

All'interno di questo quadro di riduzione complessiva dei consumi energetici, il ruolo del gas naturale è diventato sempre più centrale nel mix energetico nazionale, come illustrato nei paragrafi successivi.

Figura 1: Consumo interno lordo in Italia, 1990 – 2024 (ktep)

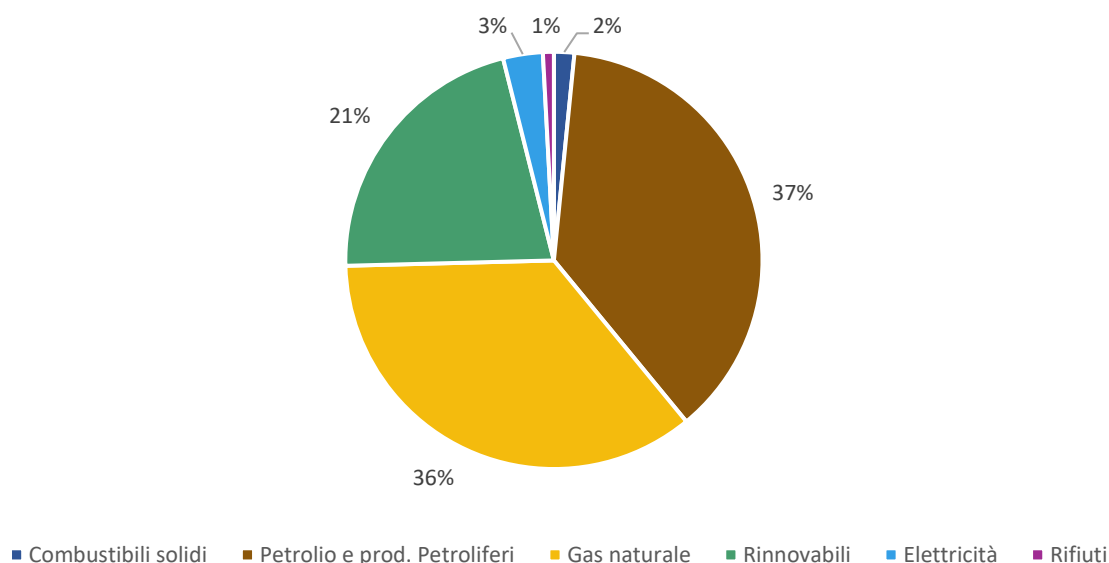


Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

Sul totale del consumo interno lordo, il peso del gas naturale era del 26% nel 1990 ed è arrivato al 36% nel 2024. Il peso di petrolio e prodotti petroliferi nello stesso periodo si è ridotto dal 58% al 37%. Rilevante anche la crescita delle rinnovabili, che sono passate dal 4% al 21%. Il peso dei combustibili solidi è sempre stato al

di sotto del 10%, ed oggi è del 2%. Nei dati del mix energetico dell'Italia è assente l'uso dell'energia nucleare, che costituisce però un'importante percentuale dell'energia elettrica importata.

Figura 2: Consumo interno lordo in Italia, 2024 (%)



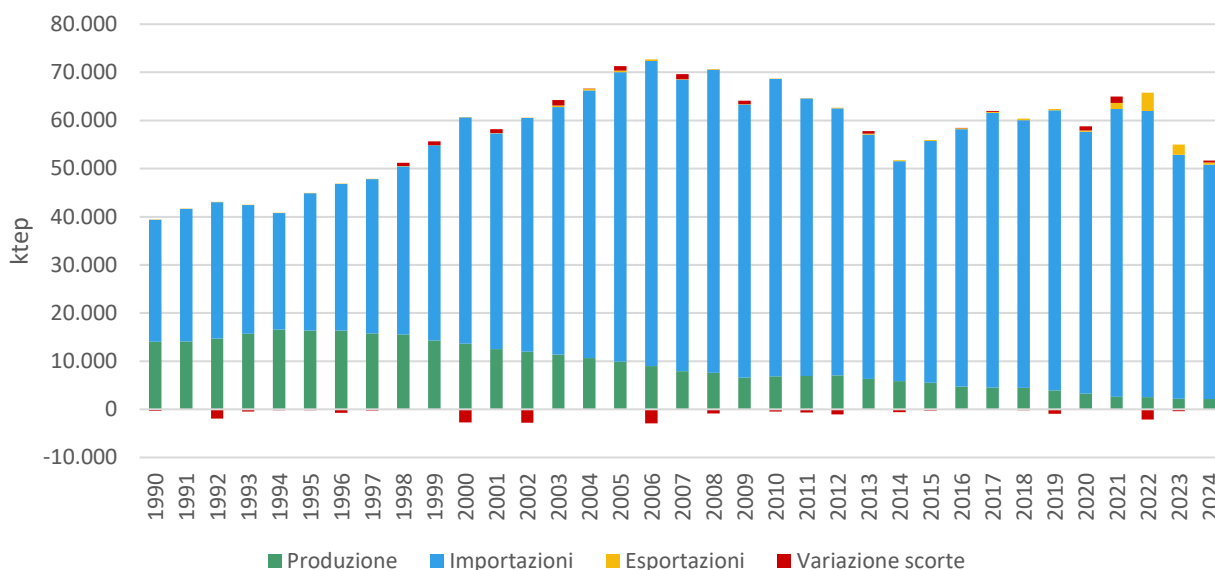
Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

1.2. Consumo interno lordo di gas naturale

Il bilancio del gas naturale mostra che in Italia il consumo interno lordo di gas naturale (50,6 Mtep nel 2024) è costituito da una quota maggioritaria e crescente di importazioni (48,7 Mtep nel 2024), mentre la produzione nazionale rappresenta una componente sempre più ridotta del totale (2,1 Mtep nel 2024). La progressiva diminuzione della produzione domestica riflette il limitato sviluppo di nuove attività estrattive.

Nel caso italiano i flussi di esportazione sono generalmente esigui e rimangono al di sotto dei 350 ktep per la maggior parte della serie storica. Fanno eccezione gli anni 2021–2023, quando superano i 2.000 ktep, evidenziando la maggiore flessibilità della rete italiana come hub di transito durante la crisi energetica europea, l'incremento dei flussi provenienti dal TAP e l'aumento delle forniture di GNL destinate anche ai Paesi confinanti. Nel 2024 i flussi in uscita tornano su livelli più contenuti (507 ktep).

Questa struttura del bilancio del gas naturale, fortemente dipendente dalle importazioni, ha implicazioni dirette sia in termini di sicurezza energetica sia rispetto alla rilevanza delle emissioni di metano lungo le catene di approvvigionamento internazionali.

Figura 3: Consumo interno lordo di gas naturale in Italia, 1990 – 2024 (ktep)

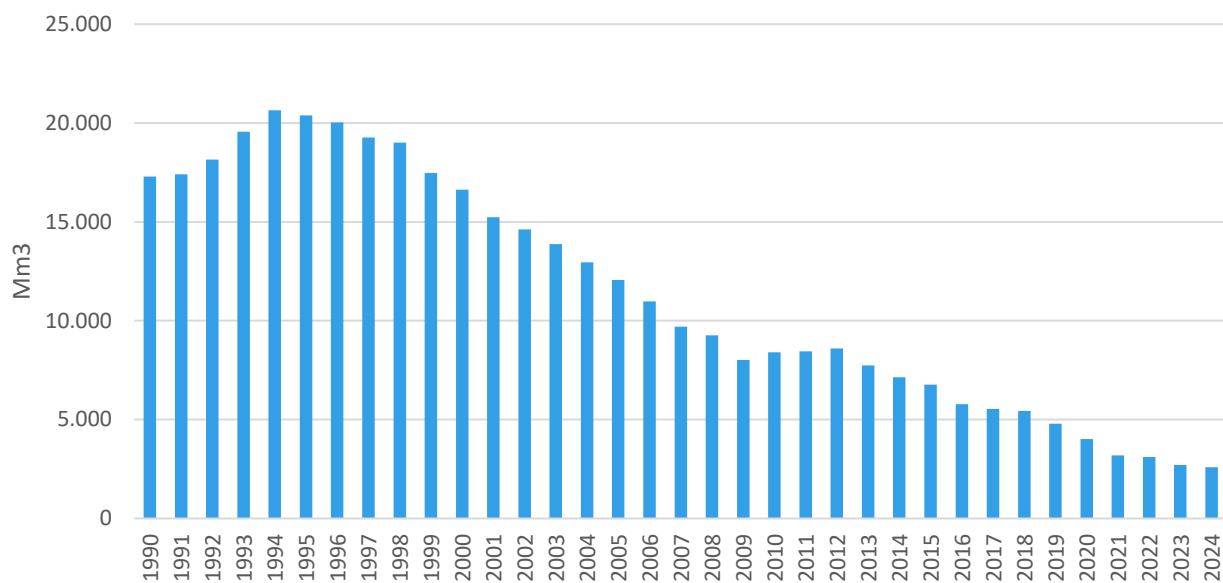
Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

1.2.1. Produzione di gas naturale in Italia

La produzione di gas naturale estratto in Italia nel 1990 era di circa 17.300 Mm³; è cresciuta nei primi anni del decennio fino a raggiungere un massimo di 20.637 Mm³ nel 1994. Da quel momento si osserva un trend continuo di diminuzione, che ha portato la produzione a un minimo di circa 2.600 Mm³ nel 2024. Questo declino riflette il naturale esaurimento dei giacimenti maturi, la riduzione delle attività esplorative e i vincoli normativi che negli ultimi decenni hanno limitato l'avvio di nuove iniziative estrattive.

In conseguenza di questa dinamica, il peso della produzione italiana rispetto a quella complessiva dell'Unione europea si è progressivamente ridotto, passando da una quota media dell'11% negli anni '90 a circa il 7% negli ultimi anni.

La produzione nazionale di gas naturale proviene per circa il 50% da giacimenti offshore, localizzati soprattutto nel Mar Adriatico, e per il restante 50% da giacimenti onshore.

Figura 4: Produzione di gas naturale in Italia, 1990 – 2024 (Mm3)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

BOX 1: I produttori di gas naturale e prodotti petroliferi in Italia

I dati ufficiali sulla produzione nazionale di idrocarburi sono pubblicati dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – Direzione generale fonti energetiche e titoli abilitativi, nell'ambito delle attività di monitoraggio dei titoli minerari.

Il dataset riporta le produzioni annuali di gas naturale (Sm³), olio greggio (kg) e gasolina (kg) ottenute nelle concessioni di coltivazione di idrocarburi localizzate sia in terraferma sia nell'offshore italiano. Le informazioni sono organizzate per singola concessione e coprono la serie storica dal 2004 al 2025.

I dati MASE rappresentano i quantitativi effettivamente prodotti nell'ambito di ciascun titolo di coltivazione e costituiscono la base ufficiale per il monitoraggio delle attività estrattive sul territorio nazionale.

La produzione nazionale di idrocarburi risultante dalle concessioni attive nel 2024 è riportata nella **Tabella 1** per il gas naturale e nella **Tabella 2** per i prodotti petroliferi. I dati confermano una forte concentrazione della produzione nazionale di gas naturale in capo a pochi operatori.

Nel segmento gas, la produzione complessiva si è attestata a 2.881,53 milioni di Sm³. Le società del gruppo ENI mantengono una posizione largamente dominante: ENI da sola rappresenta il 79,7% della produzione nazionale (2.297 MSm³), quota che sale a quasi il 90% includendo anche ENI Mediterranea Idrocarburi (9,5%). Gli altri operatori presentano quote significativamente inferiori, con TOTALENERGIES EP Italia (4,3%) ed ENERGEAN Italy (2,2%) quali principali soggetti alternativi. La restante produzione risulta frammentata tra operatori con incidenze inferiori all'1%.

Nel comparto dei prodotti petroliferi (olio greggio, gasolina e GPL), la produzione complessiva nel 2024 è stata pari a 4.452,89 kt. Anche in questo caso si osserva un'elevata concentrazione: TOTALENERGIES EP Italia rappresenta il primo operatore con il 48,0% della produzione nazionale, seguita da ENI (37,1%). Considerando anche ENI Mediterranea Idrocarburi (7,5%), oltre il 92% della produzione risulta riconducibile ai primi tre soggetti. ENERGEAN Italy contribuisce per il 7,1%, mentre le quote residue sono marginali.

Tabella 1: Produttori di gas naturale in Italia nel 2024

Operatore	Quantità (MSmc)	Quota (%)
ENI	2.297,00	79,7%
ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI	274,79	9,5%
TOTALENERGIES EP ITALIA	124,32	4,3%
ENERGEAN ITALY	63,68	2,2%
SOCIETÀ PADANA ENERGIA	43,64	1,5%
PO VALLEY OPERATIONS PTY	27,56	1,0%
GAS PLUS ITALIANA	17,12	0,6%
STOCCAGGI GAS ITALIA (STOGIT)	13,10	0,5%
APENNINE ENERGY	6,96	0,2%
CANOEL ITALIA	4,46	0,2%
ENERGEAN SICILIA	4,36	0,2%
SIM	1,34	0,05%
LAZZI GAS	1,02	0,04%
AIMAG	0,91	0,03%
CH4 LIZZANO	0,44	0,02%
Altri	0,84	0,03%
TOTALE	2.881,53	

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati MASE

Tabella 2: Produttori di prodotti petroliferi in Italia nel 2024

Operatore	Quantità (kt)	Quota (%)
TOTALENERGIES EP ITALIA	2.136,15	47,9%
ENI	1.652,87	37,1%
ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI	333,22	7,5%
ENERGEAN ITALY	315,83	7,1%
SOCIETÀ PADANA ENERGIA	14,82	0,3%
Altri	2,410	0,1%
TOTALE	4.455,30	

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati MASE

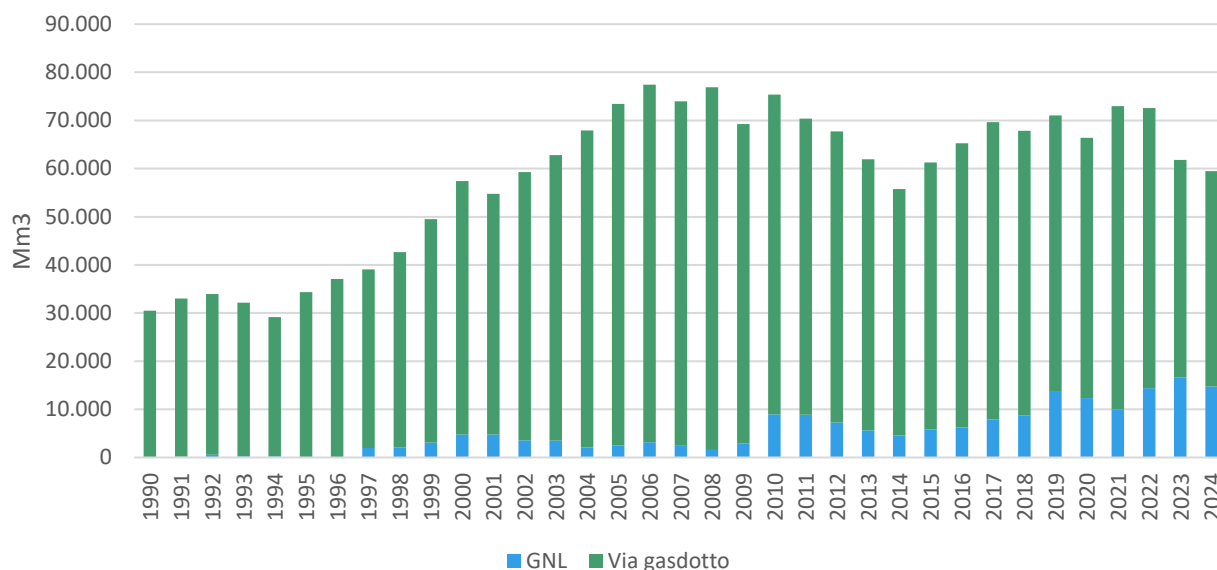
1.2.2. Importazioni di gas naturale

Le importazioni di gas naturale in Italia erano nel 1990 pari a circa 30.500 Mm³; questo valore rimane quasi invariato fino al 1994, anno dal quale inizia una fase di crescita continua che porta le importazioni a raggiungere il massimo storico di circa 77.400 Mm³ nel 2006. Successivamente si osserva un trend di riduzione, con un minimo di circa 55.800 Mm³ nel 2014, legato alla crisi economica, al calo dei consumi industriali e al miglioramento dell'efficienza energetica. Negli anni più recenti i volumi tornano a crescere, avvicinandosi ai 73.000 Mm³ nel 2022, per poi diminuire nuovamente a circa 59.500 Mm³ nel 2024.

Nel complesso, il peso delle importazioni sul totale della disponibilità energetica di gas naturale è costantemente aumentato, passando da una media del 65% nei primi anni '90 a circa il 95% negli ultimi anni, indicando che quasi tutto il fabbisogno nazionale è soddisfatto da forniture estere.

L'analisi delle importazioni di gas naturale assume un rilievo particolare anche alla luce del Regolamento (UE) 2024/1787, che include nel proprio perimetro di applicazione non solo le attività svolte all'interno dell'Unione, ma anche le forniture di gas importato, estendendo progressivamente gli obblighi di monitoraggio e rendicontazione alle catene di approvvigionamento internazionali

Come si osserva nella **Figura 5**, le importazioni di gas naturale in Italia avvengono attraverso due modalità: i gasdotti internazionali e i terminali di rigassificazione, dove il gas naturale liquefatto (GNL) viene consegnato tramite navi metaniere. Fino alla fine degli anni '90 quasi tutte le importazioni arrivavano via gasdotto; dalla seconda metà degli anni '90 alla fine degli anni 2000 i terminali di rigassificazione hanno coperto mediamente il 5% delle importazioni. Dal 2010 in poi tale quota è risultata costantemente superiore al 10%, fino a raggiungere valori intorno al 25% negli ultimi due anni, grazie anche all'ampliamento della capacità di rigassificazione nazionale e alla crescente necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento nel contesto post-2022.

Figura 5: Importazione di gas naturale in Italia, 1990 – 2024 (Mm3)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

Il gas naturale importato in Italia fino al 2024 arriva principalmente attraverso cinque gasdotti internazionali e quattro terminali di rigassificazione (vedi **Tabella 3**). La configurazione dei punti di ingresso della rete nazionale riflette le tre principali direttrici di approvvigionamento del Paese: Sud, Nord ed Est.

Due punti di ingresso sono situati in Sicilia: Mazara del Vallo, dove arriva il gas proveniente dall'Algeria tramite il gasdotto Transmed, e Gela, dove giunge il gas dalla Libia attraverso il Greenstream. Altri due punti di ingresso sono collocati sulla frontiera alpina: Tarvisio, attraverso cui transita il gas importato dalla Russia, e Passo Gries, nodo dei flussi provenienti dalla Norvegia e dal sistema di hub centro-europeo. Infine, è presente il punto di ingresso di Melendugno in Puglia, terminale del gasdotto TAP (Trans-Adriatic Pipeline), che convoglia in Italia le forniture provenienti dall'Azerbaijan, aggiungendo un nuovo corridoio strategico di approvvigionamento dal bacino del Caspio.

Figura 6: Punti di ingresso in Italia per le importazioni di gas naturale



Fonte: SNAM

Tabella 3: Importazioni di gas naturale in Italia per punti di ingresso, 2010-2019 (Mm3)

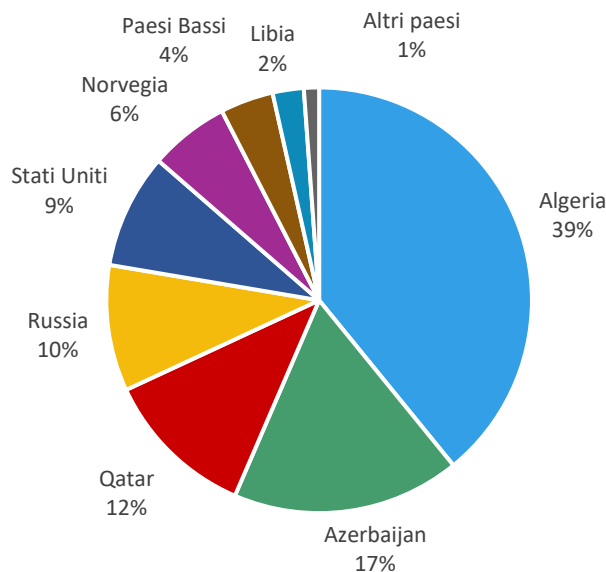
	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2021	2022	2023	2024
MAZARA DEL VALLO	25.945	20.632	6.774	18.873	17.095	12.023	21.169	23.554	23.040	21.068
GELA	9.410	6.470	6.512	4.807	4.467	4.460	3.231	2.619	2.522	1.406
TARVISIO	22.492	23.851	26.154	28.267	29.688	28.420	29.061	13.989	2.844	5.607
PASSO GRIES	7.828	9.034	11.433	6.697	7.760	8.592	2.170	7.593	6.567	6.005
MELENDUGNO	-	-	-	-	-	11	7.214	10.325	9.988	10.315
PIOMBINO (GNL)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.238	3.612
PANIGAGLIA (GNL)	2.012	1.131	70	207	895	2.554	1.054	2.244	2.603	962
CAVARZERE (GNL)	7.083	6.204	4.447	5.670	6.743	6.782	7.219	8.243	8.873	9.058
LIVORNO (GNL)	-	-	57	510	1.105	3.328	1.416	3.785	3.860	1.084
GORIZIA	135	155	0	6	25	3	39	26	41	25
ALTRI	450	249	309	247	96	33	19	25	29	21
Totale IMPORTAZIONI	75.354	67.725	55.757	65.284	67.872	66.207	72.592	72.403	61.604	59.163

Fonte: MASE

Analizzando la provenienza per Paese del gas importato in Italia, emerge che l'invasione russa dell'Ucraina nel febbraio 2022 e le successive misure adottate dall'Unione europea per ridurre l'esposizione energetica verso Mosca hanno determinato un rapido riassetto delle forniture nazionali. Nel giro di pochi anni il sistema italiano ha drasticamente ridotto la dipendenza dal gas russo, ribilanciando gli approvvigionamenti su un mix più diversificato.

Fino al 2021 la Russia rappresentava stabilmente il principale fornitore dell'Italia, con volumi attorno ai 30 miliardi di m³ l'anno (33,4 mld m³ nel 2019 e 29,2 mld m³ nel 2021). Nel 2022 le importazioni si riducono a 13,99 miliardi di m³ (-52% rispetto al 2021) e nel 2023 il calo diventa quasi totale, con soli 2,93 miliardi di m³ (-90% in due anni). Per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, l'Italia ha progressivamente incrementato le forniture dall'Algeria e dall'Azerbaijan e ampliato il ricorso al GNL, in particolare dagli Stati Uniti, sfruttando la flessibilità garantita dai terminali nazionali. Il lieve aumento delle importazioni russe nel 2024 non modifica questo quadro strutturale e riflette dinamiche di mercato contingenti.

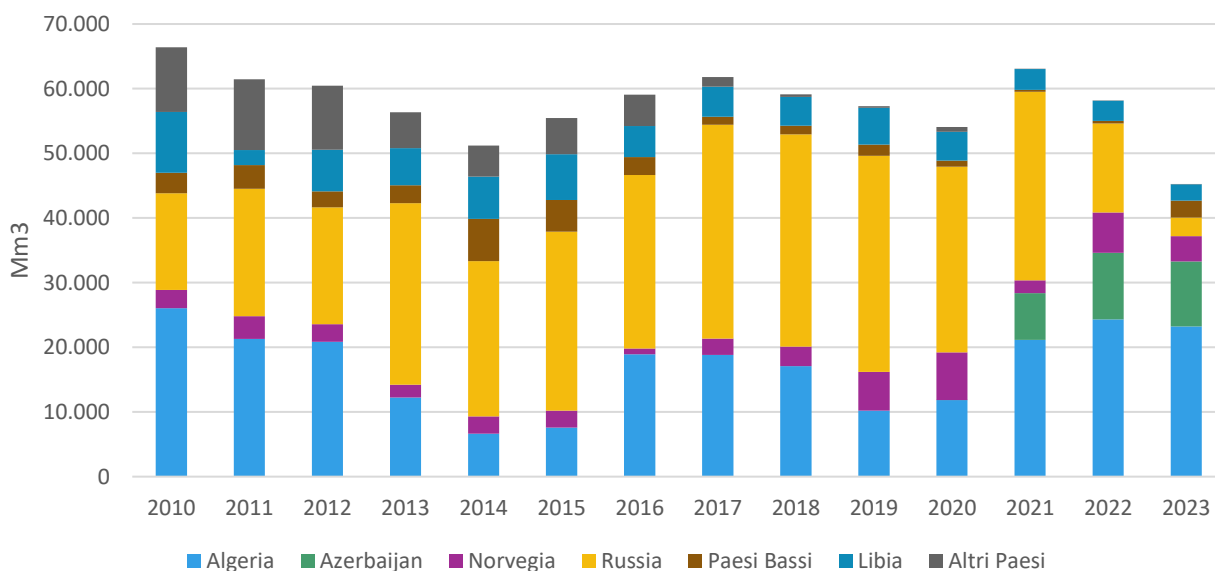
Nel 2024 si conferma il ruolo preponderante dell'Algeria, che con circa 23.300 Mm³ copre il 39% delle importazioni. L'Azerbaijan rappresenta il secondo fornitore con circa 10.300 Mm³ (17%), seguito dal Qatar con circa 6.900 Mm³ (12%), dalla Russia con 5.700 Mm³ (10%) e dagli Stati Uniti con 5.200 Mm³ (9%). Il 2024 delinea quindi un mix di approvvigionamento significativamente più diversificato rispetto al periodo pre-2022.

Figura 7: Importazione di gas naturale in Italia per paese di origine, 2024 (%)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

1.2.2.1. Importazioni di gas naturale via gasdotto per Paese di origine

Le importazioni di gas naturale via gasdotto sono state coperte, dal 2010 in avanti, principalmente da Russia, Algeria e Libia, cui si affiancano volumi in arrivo dai gasdotti del Nord Europa, in particolare da Olanda e Norvegia. Queste forniture sono state integrate, in modo meno continuativo, da flussi provenienti da Germania, Gran Bretagna, Danimarca e Croazia. Con l'avvio del TAP, a partire dal 2020, assume un ruolo sempre più rilevante anche il contributo dell'Azerbaijan.

Figura 8: Importazione di gas naturale in Italia tramite gasdotto per paese di origine, 1990 – 2023 (Mm3)

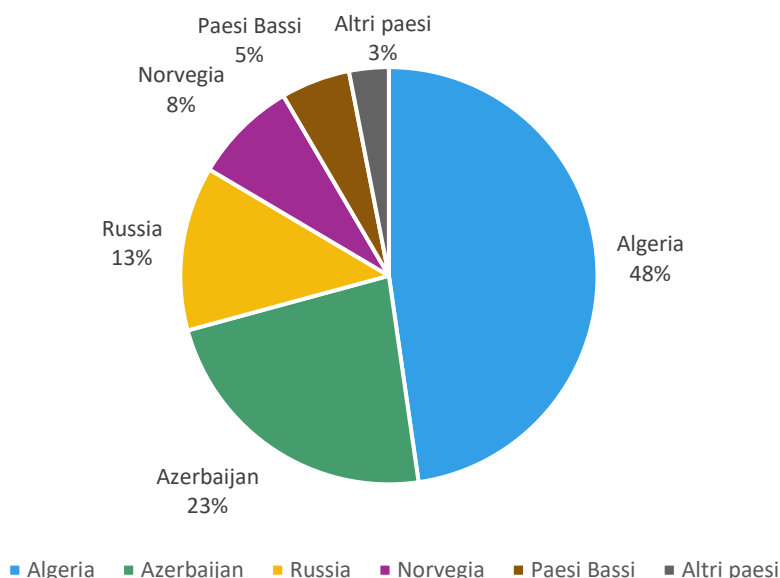
Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

Nel 2024, il 48% delle importazioni italiane via gasdotto proviene dall'Algeria, per un totale di 21.300 Mm³ tramite il gasdotto Transmed che approda a Mazara del Vallo. L'Azerbaijan rappresenta il secondo fornitore con il 23% delle importazioni (10.300 Mm³) trasportate attraverso il gasdotto TAP con arrivo a Melendugno.

Il terzo fornitore è la Russia, con 5.700 Mm³, pari al 13% delle importazioni via gasdotto, un valore in lieve aumento rispetto al 2023 ma comunque molto inferiore ai livelli pre-2022.

A questi volumi si aggiungono i flussi che transitano da Passo Gries, originati dal sistema di hub centro-europeo, costituiti principalmente da forniture norvegesi (3.600 Mm³, pari all'8%) e olandesi (circa 2.400 Mm³, 5%). È inoltre da evidenziare che tanto l'Algeria quanto la Norvegia contribuiscono alle importazioni italiane anche tramite forniture di GNL, come illustrato nel paragrafo successivo.

Figura 9: Importazione di gas naturale in Italia tramite gasdotto per paese di origine, 2024 (%)



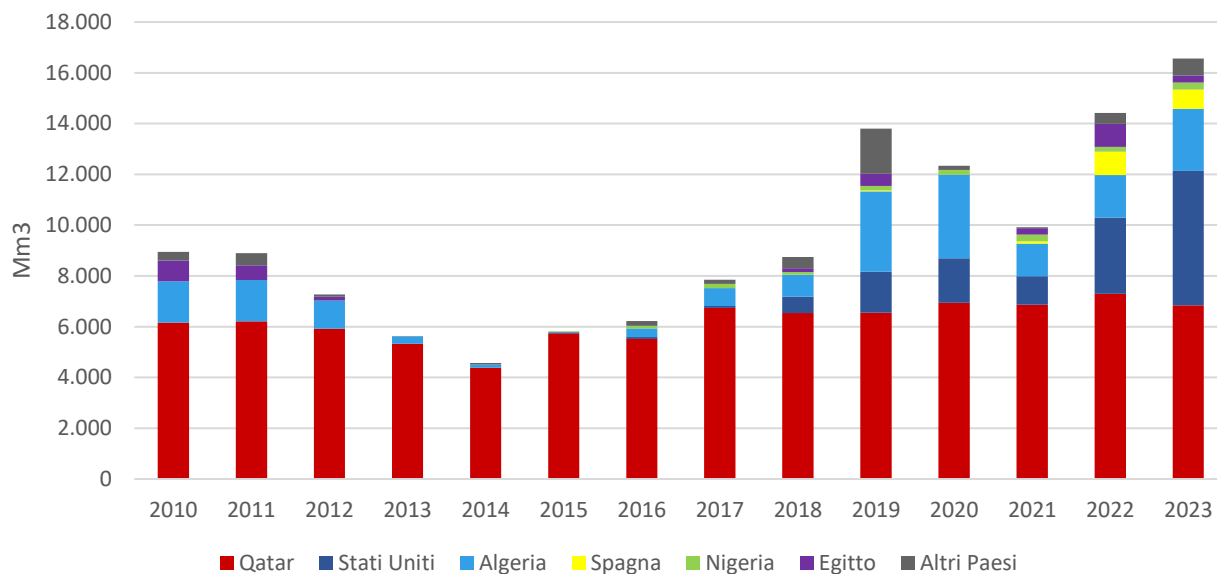
Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

1.2.2.2. Importazioni di GNL per Paese di origine

In Italia nel 2025 sono operativi cinque terminali di rigassificazione, costituiti da un impianto onshore e quattro unità offshore o galleggianti. Il primo è il terminale di Panigaglia (SP), gestito da GNL Italia – Gruppo Snam, attivo dagli anni '70. Successivamente sono entrati in funzione tre terminali a mare: l'impianto offshore Adriatic LNG, davanti a Rovigo, operativo dal 2009; la FSRU (Floating Storage and Regasification Unit, Unità Galleggiante di Stoccaggio e Rigassificazione) OLT Offshore LNG Toscana, localizzata al largo di Livorno e attiva dal 2013; e la FSRU nel porto di Piombino, entrata in esercizio nel 2023. A questi si aggiunge la recente FSRU di Ravenna, avviata nel 2025 e anch'essa gestita da Snam.

Nella prima metà degli anni '90 le importazioni di GNL erano molto limitate. Dalla seconda metà degli anni '90 fino alla fine degli anni 2000 sono stati importati mediamente circa 3 miliardi di m³ l'anno, principalmente dall'Algeria e, in misura minore, dalla Nigeria. Tra il 2010 e il 2018 il volume medio si è attestato intorno ai 7 miliardi di m³ l'anno, provenienti soprattutto dal Qatar. Negli ultimi anni i volumi importati sono aumentati in modo significativo, con una media di circa 13 miliardi di m³ e un valore di 14,7 miliardi di m³ nel 2024, grazie ai maggiori arrivi da Qatar, Stati Uniti e Algeria. Questo incremento riflette sia l'espansione della capacità nazionale di rigassificazione sia l'esigenza di diversificare le fonti di approvvigionamento nel contesto post-2022.

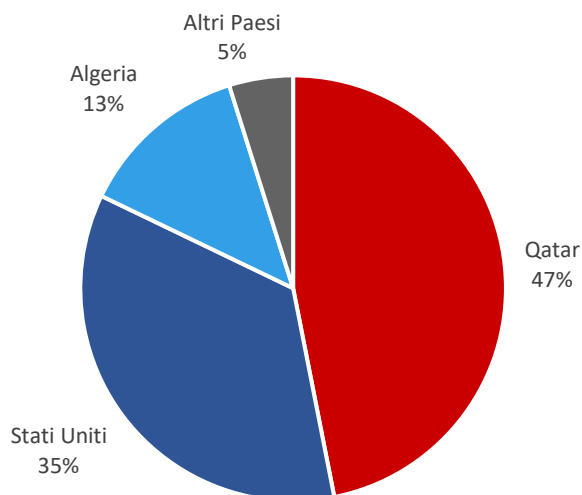
Figura 10: Importazione di gas naturale in Italia tramite terminali GNL per paese di origine, 1990 – 2023 (Mm3)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

Nel 2024 metà del GNL importato (47%) proveniva dal Qatar, il 35% dagli Stati Uniti e il 13% dalla Algeria. A questo si aggiungono i carichi provenienti dalla Norvegia e dalla Nigeria e altri Paesi (5%).

Figura 11: Importazione di gas naturale in Italia tramite terminali GNL per paese di origine, 2024 (%)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

BOX 2: Gli importatori di gas naturale in Italia

La Relazione annuale sullo stato dei servizi è il principale documento con cui l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) fornisce un quadro aggiornato dell'andamento e delle caratteristiche dei settori regolati, tra cui energia elettrica, gas naturale, servizio idrico integrato e gestione dei rifiuti. Il rapporto analizza l'evoluzione dei mercati, i livelli di qualità dei servizi e gli aspetti economici e infrastrutturali, offrendo una base informativa di riferimento per decisori pubblici, operatori e cittadini. La Relazione include un capitolo dedicato al settore del gas naturale, nel quale sono presentati dati su approvvigionamenti, importazioni, assetti di mercato e principali operatori.

La Relazione di ARERA fornisce un elenco dei principali importatori di gas naturale nel 2024 (**Tabella 4**).

L'elenco mostra Eni al primo posto, con 17,8 Gm³ di gas importati (30,9%), mentre al secondo posto si colloca Edison, con 10,1 Gm³ (17,6%).

Azerbaijan Gas Supply Company, che importa il gas azero attraverso il gasdotto TAP si colloca in terza posizione con un volume che ha raggiunto, nel 2024, 9,2 Gm³ (15,9%).

Le posizioni successive vedono Enel Global Trading (6,3%), Shell Energy Europe (5,8%), Vitol (4,2%), Gunvor International (3,8%), Exxonmobil Gas Marketing Europe (3,4%), Axpo Solutions (1,6%) e Bp Gas Marketing (1,2%).

Nel complesso, i primi tre importatori hanno approvvigionato 37,1 dei 57,6 Gm³ di gas naturale importati nel 2024, pari al 64,4% del totale.

Tabella 4: Primi venti importatori di gas in Italia nel 2024 (importazioni lorde in Mm³)

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	17.772	30,9%
Edison	10.143	17,6%
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	9.181	15,9%
Enel Global Trading	3.624	6,3%
Shell Energy Europe	3.316	5,8%
Vitol	2.441	4,2%
Gunvor International	2.177	3,8%
Exxonmobil Gas Marketing Europe	1.975	3,4%
Axpo Solutions	938	1,6%
Bp Gas Marketing	706	1,2%
Vng Handel & Vertrieb	529	0,9%
Hera Trading	460	0,8%
Dxt Commodities Enet Energy	438	0,8%
Geoplin	427	0,7%
A2A	421	0,7%
Engie Italia	418	0,7%
Totalenergies Gas & Power	375	0,7%
Enet Energy	366	0,6%
Centrica Energy Trading	276	0,5%
Cez	271	0,5%
Altri	1.341	2,3%
TOTALE	57.595	100,0%

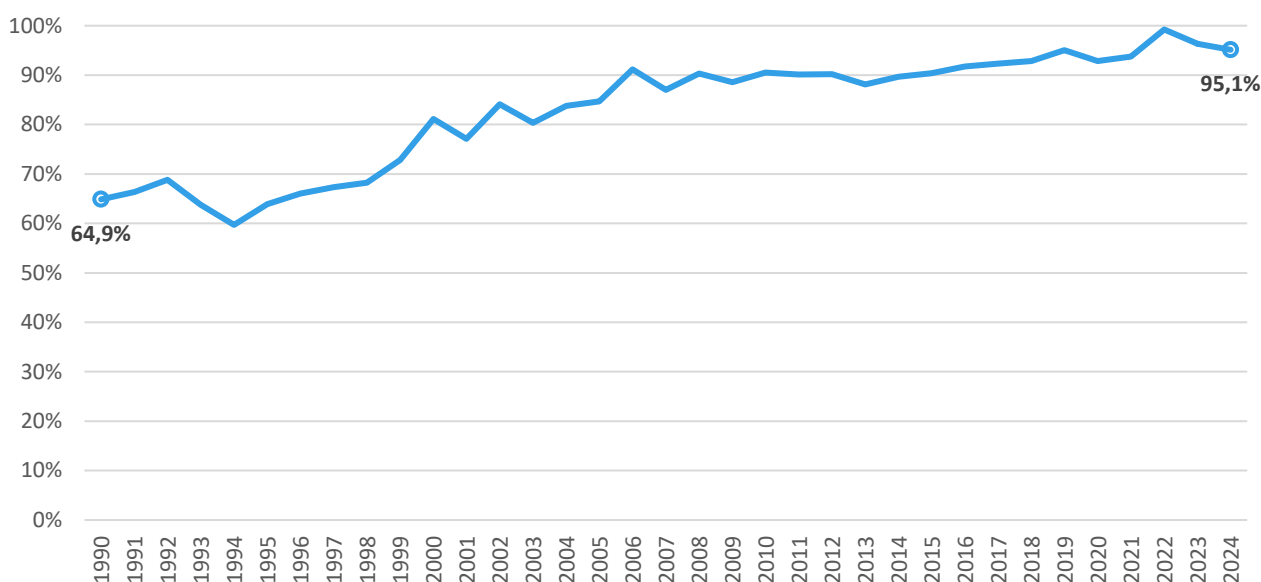
Fonte: Relazione annuale ARERA sullo Stato dei Servizi 2024

1.2.2.3. Dipendenza energetica di gas naturale dalle importazioni

L'indicatore di dipendenza energetica dell'Unione europea misura la quota del fabbisogno soddisfatta tramite importazioni ed è diventato sempre più centrale nel dibattito energetico, soprattutto dopo eventi geopolitici che hanno evidenziato i rischi associati a un'eccessiva concentrazione delle forniture. Una dipendenza elevata da pochi canali espone infatti l'economia alla volatilità dei prezzi e al rischio di interruzioni, come avvenuto nel 2022 con la crisi russo-ucraina. In questo contesto, l'indicatore consente di valutare il livello di autonomia energetica di un Paese e l'efficacia delle strategie adottate per rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti.

Nel caso dell'Italia, la dipendenza energetica dal gas naturale ha raggiunto il picco nel 2022 con un valore pari al 99,2%, per poi ridursi nel biennio successivo fino al 95,1% nel 2024. Tale livello resta comunque strutturalmente elevato, sia per la limitata produzione nazionale, ormai ridotta a pochi punti percentuali del fabbisogno, sia perché la dipendenza italiana dal gas è generalmente superiore alla media UE. Negli ultimi dieci anni la dipendenza è aumentata di circa 6%, a conferma di quanto il sistema italiano continui a basarsi sulle importazioni estere anche nel contesto di una crescente diversificazione delle fonti.

Figura 12: Dipendenza energetica di gas naturale dalle importazioni in Italia, 1990 – 2024 (%)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

1.3. Consumo interno lordo di prodotti petroliferi

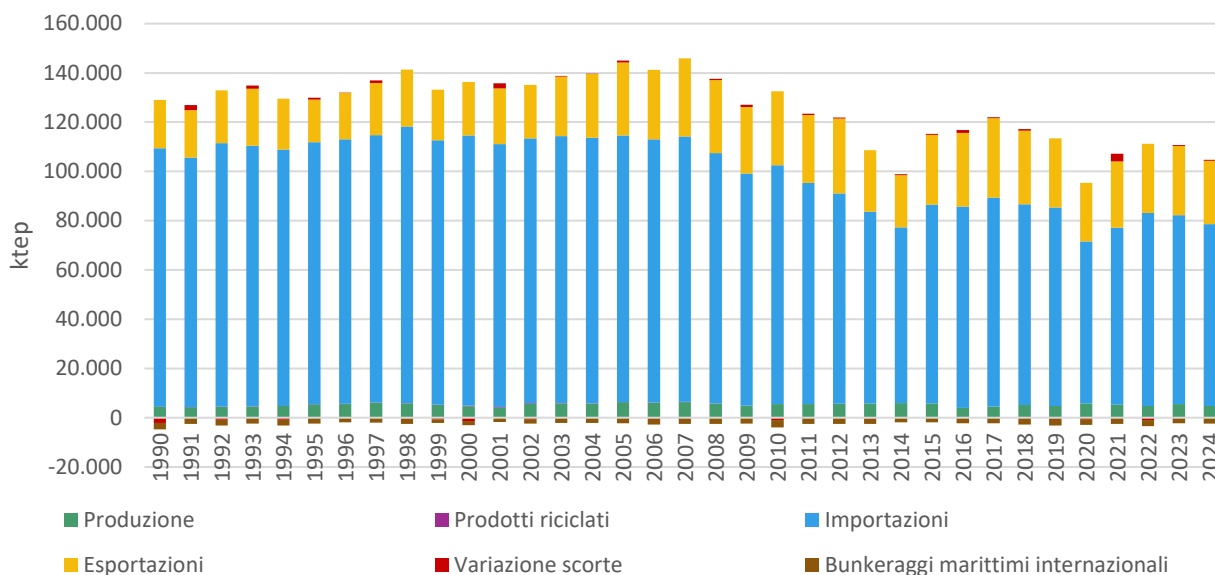
Il bilancio del petrolio e dei prodotti petroliferi (come benzina, diesel, gpl e olio combustibile) evidenzia come, anche in questo caso, il consumo interno lordo dell'Italia sia strutturalmente dominato dalle importazioni. Nel 2024, a fronte di una produzione nazionale pari a circa 4,8 Mtep, le importazioni hanno superato i 73,8 Mtep, mentre le esportazioni si sono attestate intorno a 25,7 Mtep. La produzione interna contribuisce dunque in misura limitata alla disponibilità complessiva di petrolio, confermando il ruolo marginale delle attività estrattive nazionali rispetto al fabbisogno del Paese.

Nel periodo considerato, la produzione domestica di petrolio mostra un andamento relativamente stabile su valori contenuti, con oscillazioni legate all'entrata in esercizio o al declino di singoli giacimenti, ma senza variazioni strutturali significative. Ciò riflette la maturità dei principali campi petroliferi italiani e il limitato sviluppo di nuove iniziative estrattive, in un contesto caratterizzato da vincoli tecnici, economici e regolatori.

Le esportazioni di petrolio e prodotti petroliferi risultano invece rilevanti lungo tutta la serie storica e nettamente superiori a quelle osservate per il gas naturale. Esse sono legate principalmente al ruolo del

sistema di raffinazione italiano, che importa greggio dall'estero, lo trasforma e riesporta una quota significativa dei prodotti raffinati verso i mercati internazionali. I flussi di esportazione si mantengono su livelli elevati anche negli ultimi anni, pur mostrando una certa riduzione rispetto ai massimi pre-crisi.

Figura 13: Consumo interno lordo di petrolio e prodotti petroliferi in Italia, 1990 – 2024 (ktep)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

1.3.1. Produzione di petrolio in Italia

La produzione di petrolio greggio in Italia nel 1990 era pari a circa 4.700 kt. Nei primi anni Novanta essa mostra una crescita moderata, raggiungendo un valore superiore a 5.000 kt nel 1994, per poi aumentare ulteriormente nella seconda metà del decennio fino a superare le 6.000 kt alla fine degli anni Novanta. Dopo una flessione nei primi anni Duemila, la produzione torna a crescere e raggiunge il massimo della serie storica nel 2007, con circa 6.600 kt.

A partire dal 2008, la produzione petrolifera nazionale entra in una fase di progressiva riduzione, con oscillazioni interannuali legate alla dinamica dei singoli giacimenti e agli interventi di manutenzione o sviluppo, ma senza più recuperare i livelli massimi precedenti. Nel 2024 la produzione si è attestata a circa 4.700 kt, su valori comparabili a quelli di inizio anni Novanta.

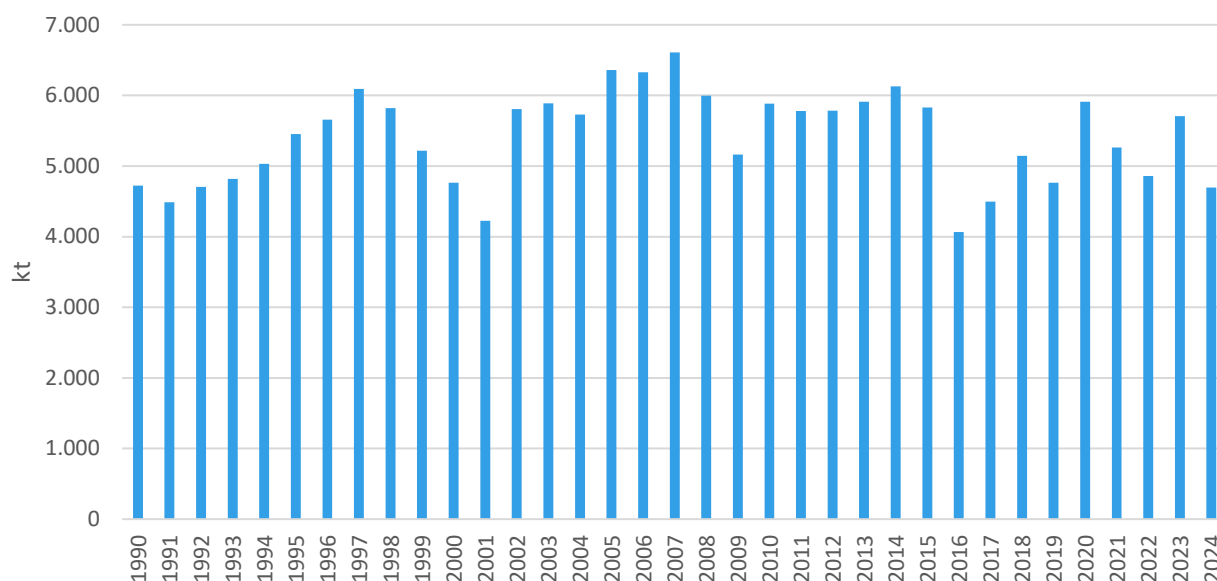
Nel complesso, l'andamento della produzione petrolifera italiana riflette la maturità dei principali giacimenti, la limitata attività esplorativa e l'assenza di nuove scoperte di dimensioni significative. Pur in presenza di fasi di incremento legate all'entrata in esercizio o al potenziamento di specifici campi, la produzione nazionale rimane strutturalmente contenuta e incapace di incidere in modo rilevante sul fabbisogno complessivo del Paese.

La produzione di petrolio greggio in Italia è prevalentemente onshore; nel 2024, oltre il 90% della produzione nazionale proviene da giacimenti terrestri, mentre la quota offshore risulta residuale. La produzione onshore è fortemente concentrata in Basilicata, che rappresenta di gran lunga la principale area estrattiva del Paese (circa l'85% della produzione nazionale), a fronte di contributi molto più limitati da parte di Sicilia, Emilia-Romagna e Molise. La produzione offshore, pari complessivamente a meno del 10% del totale nazionale nel 2024, è localizzata nelle cosiddette Zone B e C, e presenta volumi nettamente inferiori rispetto alle attività terrestri.

In conseguenza di questa dinamica, il peso della produzione italiana di petrolio greggio nel contesto europeo si è progressivamente ridotto nel tempo, rafforzando il ruolo delle importazioni come principale fonte di

approvvigionamento e confermando il carattere residuale dell'upstream petrolifero nazionale nel bilancio energetico italiano.

Figura 14: Produzione di petrolio in Italia, 1990 – 2024 (kt)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

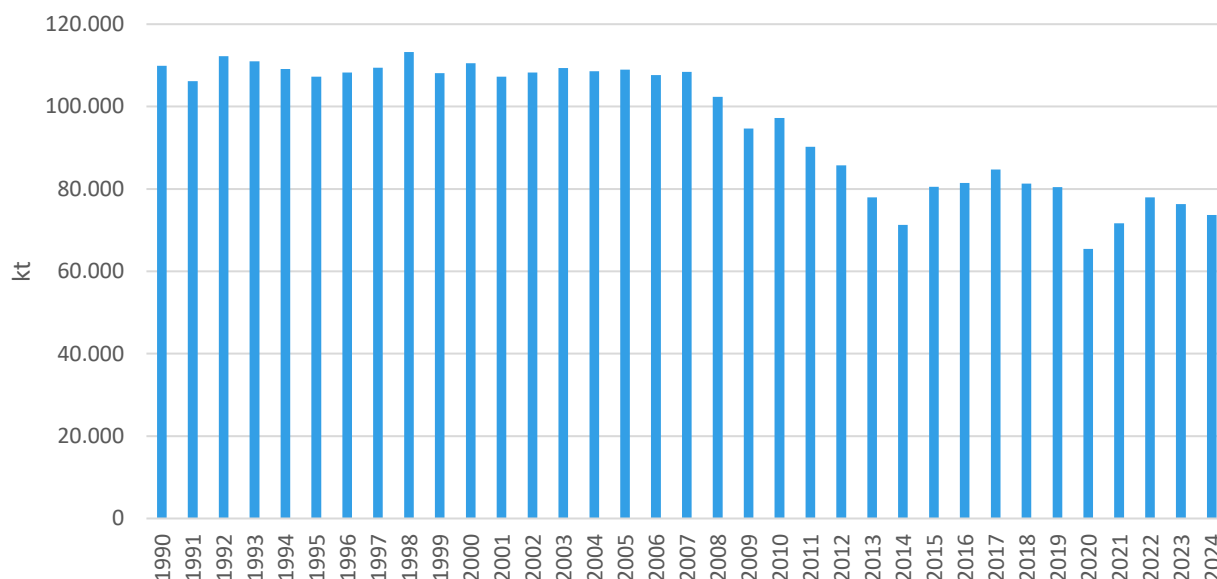
1.3.2. Importazioni di petrolio in Italia

Le importazioni di petrolio greggio e prodotti petroliferi in Italia erano nel 1990 pari a circa 110.000 kt. Nei primi quindici anni della serie storica i volumi importati rimangono sostanzialmente stabili, oscillando attorno ai 108–113 mila kt, con un massimo di circa 113.300 kt nel 1998. Questo andamento riflette una domanda energetica elevata e relativamente costante, sostenuta in particolare dal settore dei trasporti e dall'attività di raffinazione.

A partire dalla seconda metà degli anni Duemila si osserva una graduale riduzione delle importazioni, che diventa più marcata dopo il 2008. Il calo prosegue fino a raggiungere un minimo di circa 71.300 kt nel 2014, in concomitanza con la crisi economico-finanziaria, la contrazione dei consumi di carburanti, l'aumento dell'efficienza energetica e l'avvio di un progressivo cambiamento strutturale nella domanda di prodotti petroliferi.

Negli anni successivi le importazioni mostrano una parziale ripresa, mantenendosi tuttavia su livelli inferiori rispetto al periodo pre-crisi. Dopo un nuovo calo nel 2020, legato agli effetti della pandemia, i volumi tornano temporaneamente a crescere nel biennio 2021–2022, per poi ridursi nuovamente fino a circa 73.700 kt nel 2024. Nel complesso, il livello delle importazioni petrolifere nel 2024 risulta inferiore di oltre un terzo rispetto ai valori di fine anni Novanta.

Nel corso dell'intero periodo considerato, il peso delle importazioni sul totale della disponibilità energetica di petrolio e prodotti petroliferi rimane strutturalmente elevato, a conferma della forte dipendenza dell'Italia dalle forniture estere di greggio. A differenza del gas naturale, tale dipendenza non è mediata da una pluralità di modalità di trasporto infrastrutturale, ma si fonda prevalentemente sull'importazione marittima di petrolio greggio destinato alla raffinazione nazionale, con implicazioni dirette sia per la sicurezza degli approvvigionamenti sia per la rilevanza delle emissioni di metano associate alle fasi upstream della filiera petrolifera nei Paesi produttori.

Figura 15: Importazione di petrolio in Italia, 1990 – 2024 (kt)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

1.3.2.1. Importazioni di petrolio per paese di provenienza

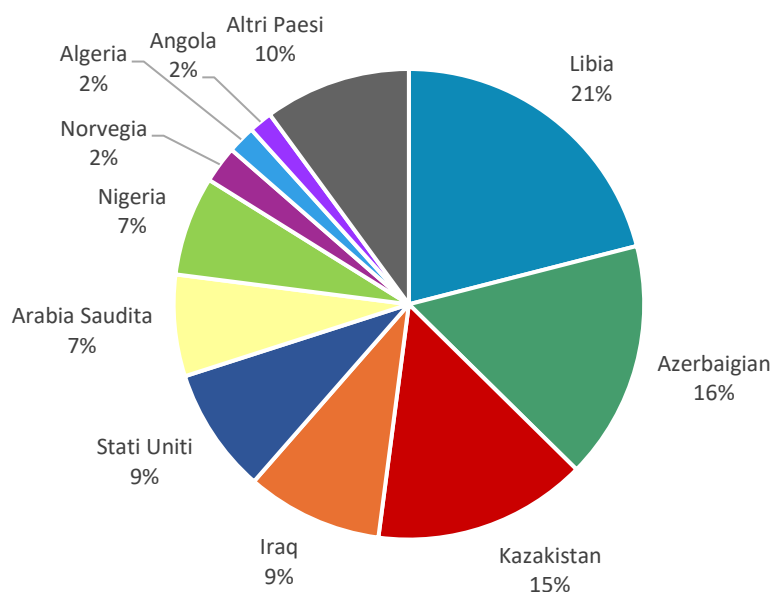
L'analisi della provenienza geografica delle importazioni di petrolio evidenzia una struttura fortemente diversificata. Analogamente al caso del gas naturale, l'analisi delle importazioni di petrolio è rilevante ai fini dell'attuazione del Regolamento (UE) 2024/1787, che considera anche le emissioni associate alle materie prime energetiche immesse sul mercato dell'Unione, indipendentemente dal luogo di estrazione.

Nel 2024 le importazioni di petrolio greggio in Italia sono pari a circa 56,7 milioni di tonnellate. La principale area di approvvigionamento è rappresentata dall'Africa, che contribuisce complessivamente per circa 21,0 Mt, pari a oltre un terzo del totale. All'interno di quest'area, la Libia si conferma come primo fornitore assoluto, con quasi 12 Mt di greggio, seguita da Nigeria, Algeria e Angola.

Il Medio Oriente rappresenta la seconda macro-area di provenienza, con circa 9,4 Mt, trainata principalmente da Iraq e Arabia Saudita, che insieme coprono la quasi totalità delle forniture dall'area. Seguono le importazioni dall'Asia, pari a circa 17,6 Mt, concentrate in larga misura su Azerbaigian e Kazakistan, a conferma del ruolo crescente dei Paesi del bacino del Caspio nel mix di approvvigionamento italiano.

Le forniture dall'America ammontano complessivamente a circa 6,7 Mt, provenienti in prevalenza dagli Stati Uniti, con contributi minori da Brasile, Messico e Venezuela. Le importazioni dall'Europa risultano invece limitate (circa 2,0 Mt), riconducibili principalmente alla Norvegia e, in misura minore, al Regno Unito.

Nel complesso, la geografia delle importazioni di petrolio e prodotti petroliferi evidenzia una forte eterogeneità delle catene di approvvigionamento italiane. Questa diversificazione contribuisce alla sicurezza energetica, ma implica al tempo stesso che una quota rilevante delle emissioni di metano associate alla filiera petrolifera si collochi al di fuori del territorio nazionale, in contesti produttivi e regolatori molto differenti tra loro, con implicazioni dirette per l'attuazione del Regolamento europeo sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia.

Figura 16: Importazione di petrolio in Italia per Paese di provenienza, 2024 (kt)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

1.4. Consumo interno di gas naturale e consumi energetici finali per settore

1.4.1. Consumo interno

Il consumo interno di gas naturale, così come riportato nei bilanci energetici del MASE, è articolato in consumi per trasformazioni energetiche, usi del settore energetico e quota disponibile per il consumo finale, a cui si aggiungono le perdite di distribuzione.

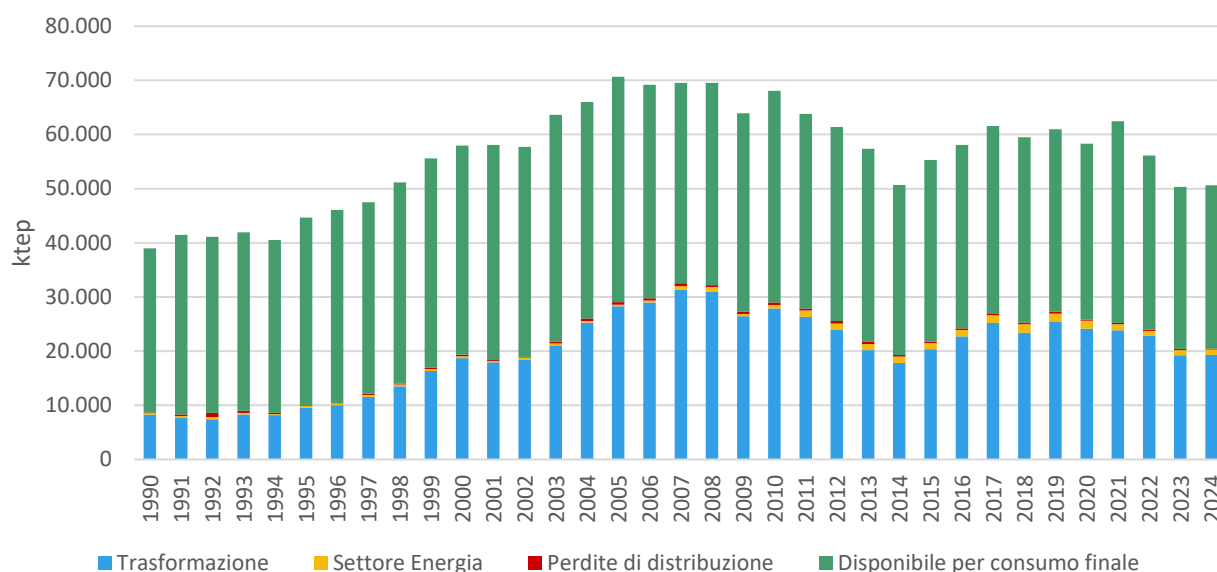
I consumi destinati alle **trasformazioni energetiche**, principalmente per la produzione di elettricità e calore derivato, sono cresciuti in modo significativo dal 1990 (8.267 ktep) fino al picco del 2007 (31.354 ktep), in concomitanza con la diffusione dei cicli combinati a gas che hanno assunto un ruolo centrale nel mix elettrico nazionale. Negli anni successivi tali consumi si riducono leggermente, stabilizzandosi intorno ai 20 Mtep (19.310 ktep nel 2024) per effetto della contrazione della domanda elettrica, dell'espansione delle rinnovabili e del miglioramento dell'efficienza energetica.

I consumi del **settore energia**, che includono l'impiego di gas negli impianti di raffinazione e altri usi propri del settore, sono aumentati da poco meno di 300 ktep nel 1990 fino a quasi 1.600 ktep nel 2018, per poi ridursi a circa 1.000 ktep nel 2024.

Le **perdite di distribuzione** registrate nelle statistiche energetiche mostrano nel periodo 1990–2000 una forte variabilità, oscillando tra 61 ktep (72 Mm³) nel 1996 e 808 ktep (946 Mm³) nel 1992. Nel periodo successivo la variabilità si riduce, con valori compresi tra 116 ktep nel 2002 (136 Mm³) e 555 ktep nel 2007 (650 Mm³), e con una media di 209 ktep (245 Mm³) tra il 2020 e il 2024, evidenziando un miglioramento complessivo dell'infrastruttura di rete.

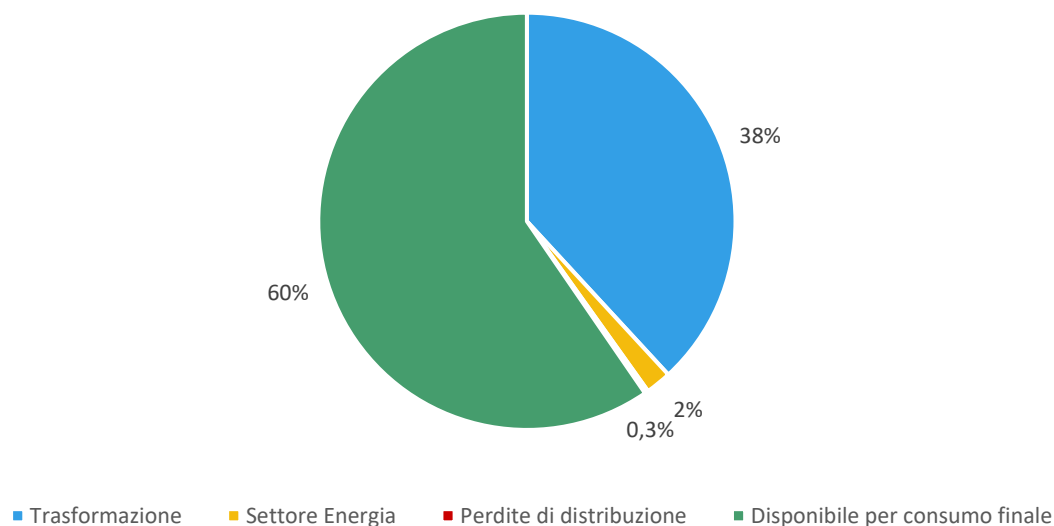
La quota di gas naturale disponibile per il consumo finale è aumentata dal 1990 (30.345 ktep) fino a raggiungere circa 41 Mtep tra il 2003 e il 2005, per poi diminuire progressivamente fino a stabilizzarsi nell'ultimo biennio attorno ai 30 Mtep, livelli simili a quelli dei primi anni '90. Tale riduzione riflette il calo della domanda industriale, l'incremento dell'efficienza negli usi civili e i cambiamenti strutturali nella domanda energetica nazionale.

¹ La conversione da ktep a metri cubi di gas naturale è stata effettuata assumendo un potere calorifico inferiore medio pari a 35,8 MJ/m³, coerente con i fattori di conversione utilizzati da Eurostat e IEA.

Figura 17: Consumo interno di gas naturale in Italia per voce di utilizzo, 1990 – 2024 (ktep)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

Nel 2024 il 60% del consumo interno di gas naturale è costituito dalla quota di gas disponibile per il consumo finale, mentre il 38% è stato destinato alle trasformazioni energetiche. Al netto della quota marginale delle perdite, il restante 2% è stato utilizzato dal settore energia.

Figura 18: Consumo interno di gas naturale in Italia per voce di utilizzo, 2024 (%)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

1.4.2. Consumi energetici finali di gas naturale per settore

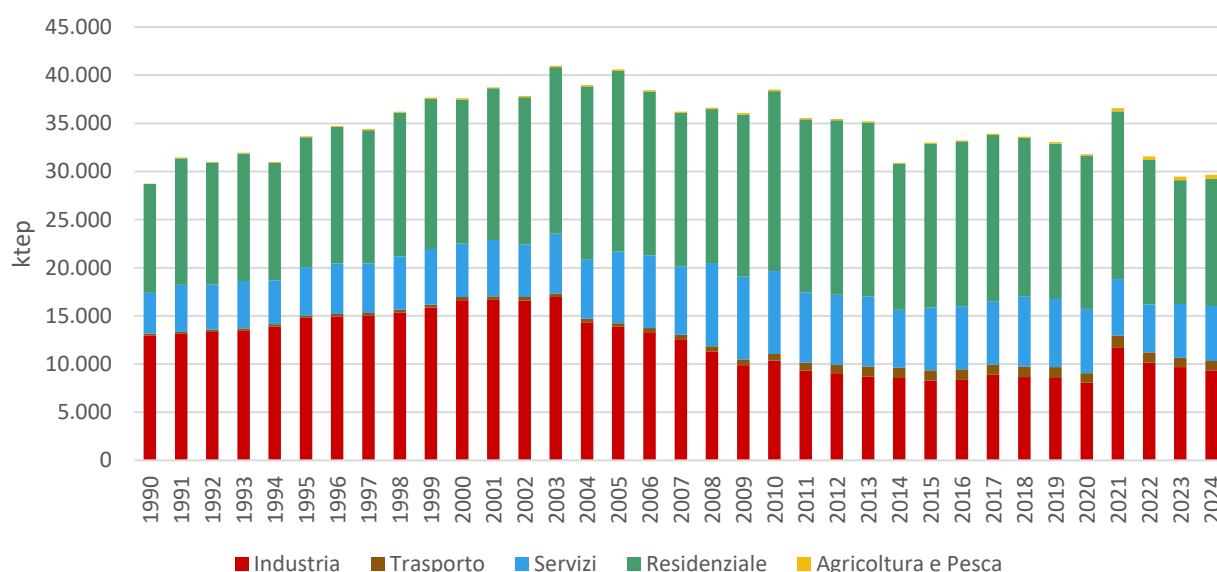
Il **consumo energetico finale** (FEC) rappresenta l'energia effettivamente utilizzata dagli utenti finali (famiglie, industria, servizi, agricoltura) e non include l'energia impiegata dal settore energetico per i propri processi. È un indicatore centrale per valutare l'efficienza energetica ai sensi della Direttiva (UE) 2023/1791. Nel 2024 il MASE stima per l'Italia un consumo finale di energia pari a 109 Mtep, di cui il 27% (29,7 Mtep) coperto dal gas naturale. Il gas mantiene dunque un ruolo significativo, in particolare negli usi civili e nei processi industriali.

Come apprezzabile in **Figura 19**, il consumo finale di gas naturale è aumentato dal 1990 (28,7 Mtep) fino alla metà degli anni 2000, con valori prossimi ai 40 Mtep, per poi diminuire progressivamente fino a stabilizzarsi negli ultimi due anni (23-24) intorno ai 29 Mtep.

Lungo tutta la serie storica, i contributi maggiori derivano dal settore residenziale e da quello industriale, che insieme rappresentano circa i tre quarti dei consumi finali. Le due componenti mostrano però andamenti opposti: i consumi dell'industria diminuiscono, passando da circa 13 a 9,3 Mtep, per effetto del cambiamento strutturale del settore manifatturiero e dell'efficienza energetica; mentre quelli del residenziale aumentano da 11 a 13 Mtep, sostenuti dall'ampia diffusione del metano per il riscaldamento domestico e da dinamiche climatiche e demografiche.

Segue il settore dei servizi, anch'esso in crescita (da 4,2 a 5,7 Mtep). I contributi dei trasporti e dell'agricoltura rimangono più ridotti, pur mostrando un aumento rispetto al 1990: da 208 a 978 ktep nei trasporti, e da 22 a 441 ktep in agricoltura e pesca.

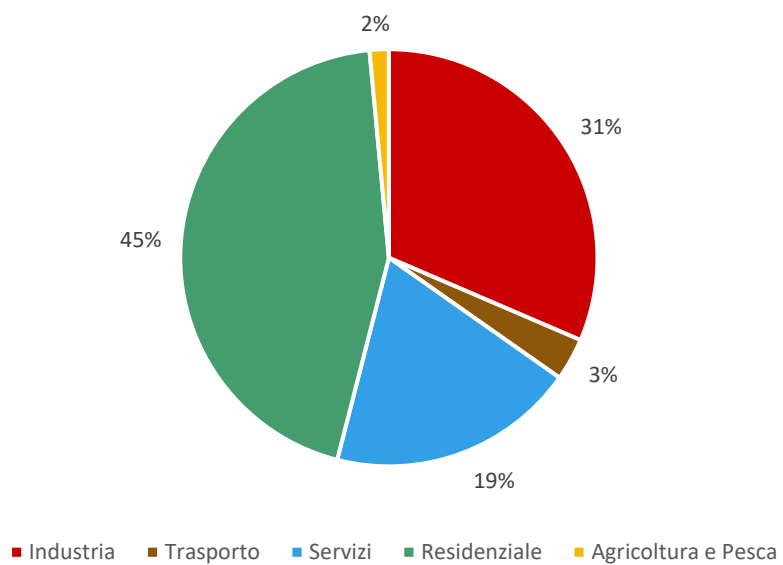
Figura 19: Consumo finale di gas naturale in Italia, 1990 – 2024 (ktep)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE.

La distribuzione complessiva dei consumi di gas naturale nel 2024, osservabile nella **Figura 20**, evidenzia il ruolo dominante del settore residenziale, dove si concentra circa il 45% dei consumi di gas a livello nazionale. Seguono l'industria con il 31%, i servizi con il 19%, i trasporti con il 3% e il comparto agricolo e della pesca con il 2%. Tale configurazione conferma come il gas naturale resti una fonte essenziale per gli usi civili e produttivi, con una lieve espansione nei consumi domestici e nei servizi, a fronte di un rallentamento nell'attività industriale.

Figura 20: Consumo finale di gas naturale, 2024 (%)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Eurostat e MASE

**BOX 3: Perdite di distribuzione, gas naturale non contabilizzato ed emissioni di metano**

Nell'analisi dei dati sul sistema del gas naturale e sulle emissioni climalteranti correlate, i termini perdite di distribuzione, gas naturale non contabilizzato ed emissioni di metano possono essere accostati in modo impropriamente intercambiabile. In realtà si tratta di concetti distinti, che descrivono fenomeni diversi e rispondono a finalità analitiche differenti anche nell'ambito di valutazioni del fenomeno denominato più correttamente Delta In/Out relativo alle reti di distribuzione².

Perdite di distribuzione

Le perdite di distribuzione nelle statistiche energetiche indicano le quantità di gas che si perdono durante il trasporto e la distribuzione lungo la rete (ad esempio perdite nelle pipeline, dispersioni, incidenti o differenze di misura), dalla produzione fino al punto di consegna al consumatore finale. Le perdite di distribuzione nel bilancio energetico nazionale (es. MASE o Eurostat) sono una convenzione statistica, finalizzata alla ricostruzione dei flussi energetici.

Rientrano in questa categoria: le fughe dalle condotte, le perdite da giunti, valvole e apparecchiature e i rilasci associati a manutenzioni e interventi sulla rete, differenze di misurazione.

A differenza del gas non contabilizzato, le perdite di distribuzione descrivono un fenomeno fisico reale. Esse costituiscono una componente del gas non contabilizzato, ma non ne esauriscono il significato.

Gas naturale non contabilizzato

Nel gergo tecnico/regolatorio il gas naturale non contabilizzato rappresenta la differenza tra i volumi di gas immessi nella rete e quelli misurati e fatturati ai clienti finali in un dato periodo di tempo. Si tratta quindi di un concetto regolatorio e contabile, definito più correttamente Delta I/O, utilizzato da ARERA e dai gestori di rete per diversi scopi, che non corrisponde ad una misura diretta di perdite fisiche di gas naturale

Questa voce include, infatti, componenti eterogenee, tra cui: perdite tecniche reali (fughe e rilasci di gas), errori o incertezze di misura e di stima, prelievi fraudolenti, variazioni di massa del gas contenuto nella rete (line-pack).

Il Delta I/O è stato oggetto, negli ultimi anni, di una severa regolazione di ARERA (Delibera 386/22) finalizzata ad una riduzione dello stesso.

Emissioni di metano

Le emissioni di metano comprendono tutti i rilasci di CH₄ in atmosfera lungo l'intera filiera del gas naturale. Le emissioni possono derivare da perdite fuggitive, ventilazioni intenzionali, eventi anomali o malfunzionamenti e incombusto da flaring.

Le emissioni di metano non sono un indicatore di bilancio o di efficienza del sistema, ma piuttosto un indicatore di impatto ambientale della filiera del gas naturale, in quanto il metano è un gas a elevato potenziale di riscaldamento globale, ed è oggetto di monitoraggio specifico nell'ambito delle politiche climatiche e dei framework internazionali di riferimento.

² Per approfondimenti: Dell'Isola, Marco; Ficco, Giorgio; Zuena, Fabrizio. "Analisi del Delta In-Out nelle reti di distribuzione del gas naturale in Italia".

2. Emissioni di metano nel settore energetico

In questo capitolo viene presentato un quadro complessivo delle emissioni di gas a effetto serra, con un focus specifico sulle emissioni di metano. I dati relativi all'Italia provengono dall'Inventario nazionale delle emissioni di gas serra elaborato da ISPRA, mentre quelli a livello europeo sono tratti dalla banca dati di Eurostat.

È importante sottolineare che, in entrambi i casi, i valori emissivi riportati sono prevalentemente stime, calcolate sulla base delle metodologie definite dall'IPCC.

Nel presente lavoro le emissioni sono espresse in tonnellate (o chilotonellate – kt, pari a 1.000 tonnellate) di gas climalterante oppure in termini di tonnellate di CO₂ equivalente. Per il calcolo delle emissioni espresse in CO₂ equivalente sono stati applicati i fattori di Global Warming Potential (GWP) su un orizzonte temporale di 100 anni, utilizzando i valori riportati nel Quinto Rapporto di Valutazione dell'IPCC (AR5, 2014).

In altre tipologie di rendicontazione vengono talvolta utilizzati i fattori GWP100 aggiornati nel Sesto Rapporto di Valutazione dell'IPCC (AR6, 2020); la scelta metodologica adottata in questo rapporto è esplicitata al fine di garantire coerenza e trasparenza nell'interpretazione dei risultati.

È tuttavia opportuno ricordare che il metano presenta un impatto climatico significativamente più elevato nel breve periodo: su un orizzonte di 20 anni (GWP20), il suo potenziale di riscaldamento globale è pari a 84 secondo l'AR5 e a 82,5 secondo l'AR6 (per il metano fossile), valori circa tre volte superiori rispetto ai corrispondenti GWP100.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa dei principali gas a effetto serra e dei relativi fattori di conversione sui 100 anni in CO₂ equivalente.

Tabella 5: Potenziali di riscaldamento globale (GWP) relativi alla CO₂

Gas serra	GWP100 (AR5)	GWP100 (AR6)
Anidride carbonica (CO ₂)	1	1
Metano (CH ₄)	28	29,8 (fossile) / 27 (non fossile)
Protossido di azoto (N ₂ O)	265	273

Fonte: Quinto Rapporto di Valutazione dell'IPCC (AR5), 2014 e Sesto Rapporto di Valutazione dell'IPCC (AR6), 2020

Si segnala, inoltre, che l'analisi delle emissioni di metano per l'Italia presentata in questo capitolo si basa sulle stime ISPRA contenute nel *National Inventory Document* (NID) 2025, che coprono il periodo fino al 2023. Si segnala tuttavia che, successivamente alla chiusura delle analisi, è stato pubblicato il NID 2026 (con dati aggiornati al 2024), che incorpora per la prima volta informazioni derivanti dalle relazioni ex art.12 del Regolamento (UE) 2024/1787, utilizzate per migliorare la rappresentazione delle emissioni nel settore oil & gas, in particolare per la riallocazione tra categorie emissive e segmenti della filiera. I dati più recenti di ISPRA saranno utilizzati nel **Capitolo 5** per un confronto diretto con le emissioni rendicontate dagli operatori per il 2024 e saranno oggetto di un'analisi più approfondita nel futuro aggiornamento del presente rapporto.

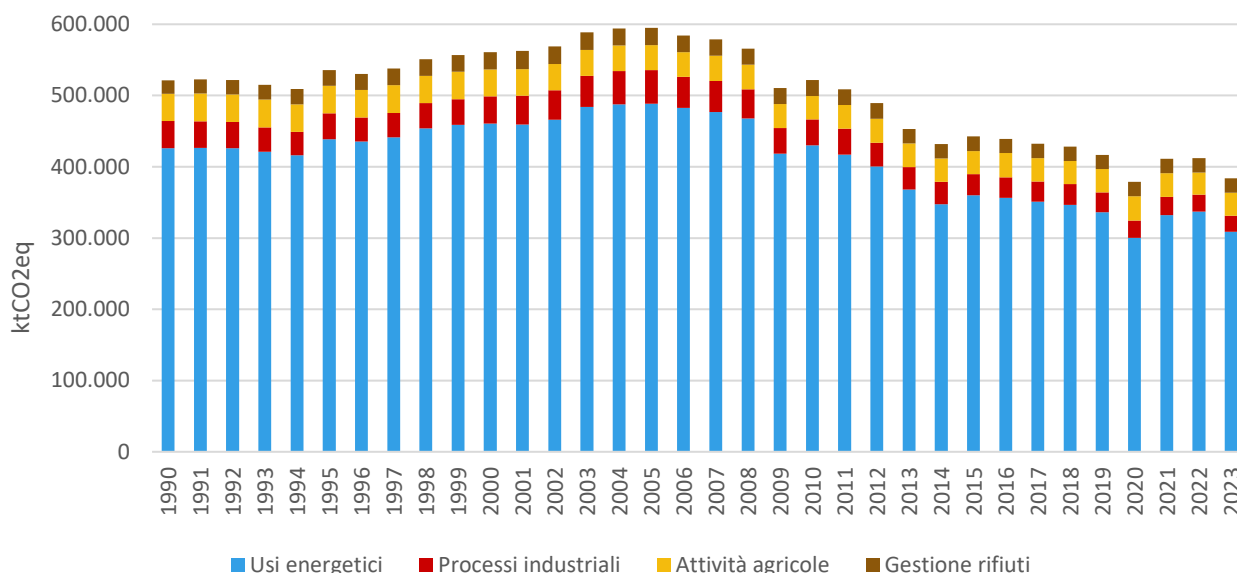
2.1. Emissioni di gas serra per settore

La serie storica delle emissioni di gas serra in Italia presentata in **Figura 21** mostra un trend di crescita dal 1990 al 2005 che parte da un livello iniziale di quasi 521 fino a circa 595 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (MtCO₂eq), con una crescita del 14,1 % in 15 anni. Successivamente si è avuto un calo continuo fino ad arrivare a circa 384 MtCO₂eq nel 2023, con un calo del 26,4% rispetto al 1990, valore ancora molto distante dal target UE di riduzione del 55% al 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Tutti i settori si mostrano in riduzione rispetto ai livelli del 1990, in particolare quello dei processi industriali (-40,5% nel 2023), seguito da usi energetici (-27,5%) e agricoltura (-15,6%). L'unica eccezione è costituita dalle emissioni della gestione rifiuti che nella serie storica considerata hanno mostrato un aumento del 6,5% dal 1990 al 2023.

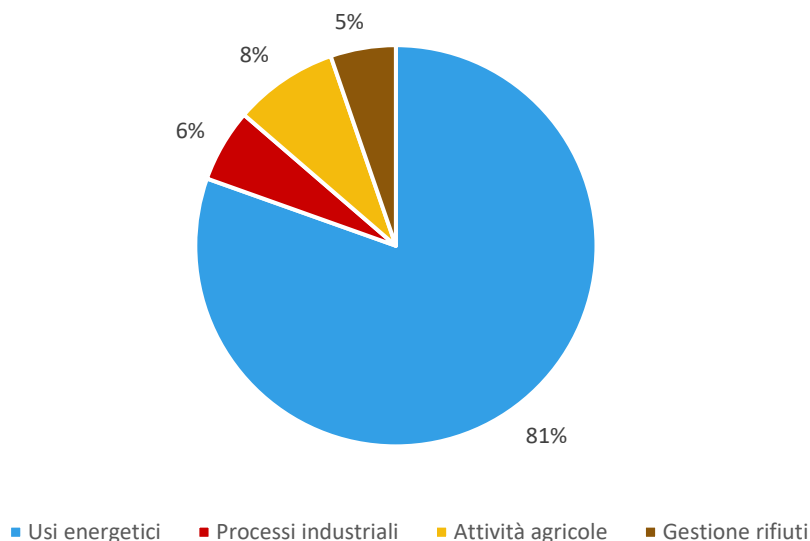
Andando ad analizzare nel dettaglio le emissioni di gas serra del settore degli usi energetici, si nota che la riduzione dal 1990 ad oggi è stata guidata dalla riduzione delle emissioni delle industrie energetiche (-26% dai livelli del 1990) e delle industrie manifatturiere e delle costruzioni (-45% dai livelli del 1990), diminuite soprattutto a causa di tagli della produzione in alcuni sotto settori (come chimica, edilizia e materiali da costruzione, acciaio), per via degli effetti della recessione economica e di un aumento generale dell'efficienza. Anche il settore residenziale registra una diminuzione (-31% rispetto al 1990), mentre i trasporti, soprattutto quelli su strada, e il terziario mostrano invece aumenti rispetto al 1990 (rispettivamente +7% e +78%).

Figura 21: Emissioni di gas serra in Italia per settore, 1990 – 2023 (ktCO₂eq)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

In Italia, le emissioni di gas serra derivano maggiormente lungo tutto la serie storica dal settore degli usi energetici, che produce prevalentemente emissioni di CO₂ e pesa, nel 2023, per l'81% delle emissioni totali (**Figura 22**). Seguono le emissioni delle attività agricole che pesano per l'8%, quelle dei processi industriali di carattere non energetico che costituiscono il 6% del totale, ed infine le emissioni dei processi di gestione dei rifiuti, che includono le discariche, che costituiscono il 5% delle emissioni di gas serra registrate in Italia nel 2023.

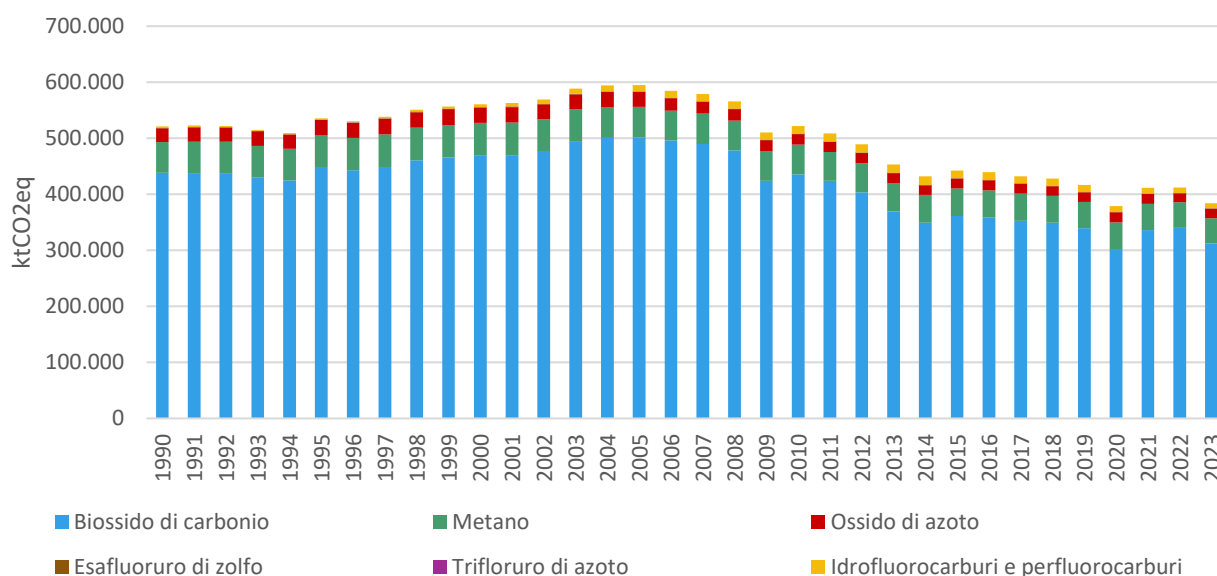
Figura 22: Emissioni di gas serra in Italia per settore, 2023 (%)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

Nel complesso, il calo delle emissioni di gas serra in Italia riflette una combinazione di fattori strutturali (riduzione dell'attività industriale, miglioramento dell'efficienza energetica e crescita delle fonti rinnovabili) ma non implica automaticamente una riduzione omogenea di tutte le tipologie di gas climalteranti né di tutti i settori.

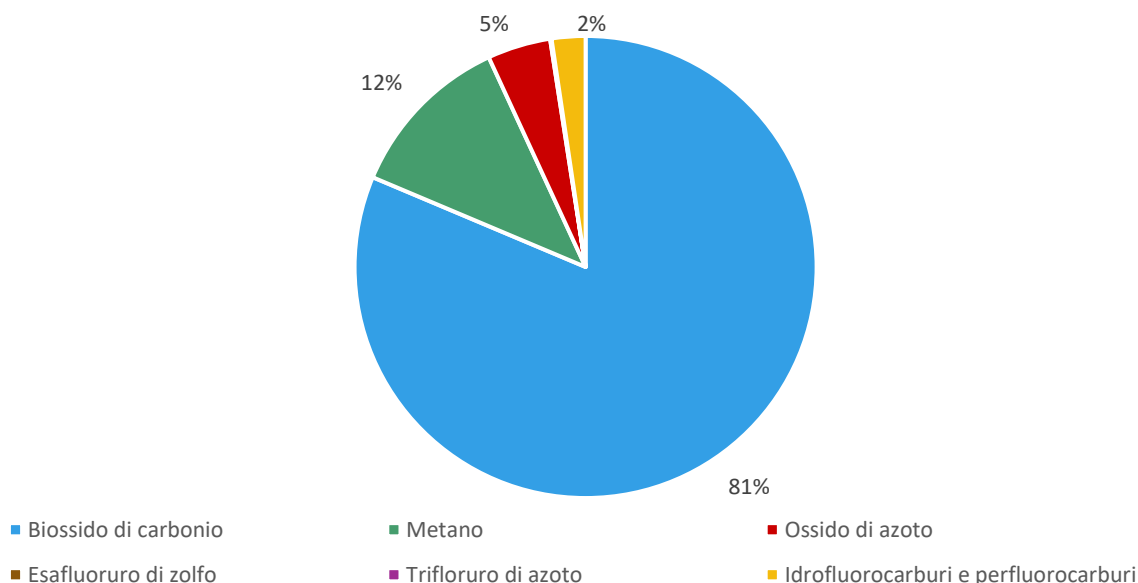
2.2. Emissioni di gas serra per tipo di gas

Le emissioni di gas serra sono in gran parte dovute alle emissioni di anidride carbonica (CO₂) che costituiscono oltre l'80% delle emissioni complessive di gas serra lungo tutto la serie storica. Queste emissioni sono connesse, per quanto riguarda le attività antropiche, principalmente all'utilizzo dei combustibili fossili. Contribuiscono all'effetto serra anche il metano (CH₄), le cui emissioni sono legate principalmente all'attività di allevamento in ambito agricolo, allo smaltimento dei rifiuti e alle perdite nel settore energetico, e il protossido di azoto (N₂O) derivante soprattutto dalle attività agricole e dal settore energetico, inclusi i trasporti. Il contributo generale all'effetto serra degli F-gas o gas fluorurati (HFCs, PFCs, SF₆, NF₃) è minore rispetto ai suddetti inquinanti e la loro presenza deriva essenzialmente da attività industriali e di refrigerazione.

Figura 23: Emissioni di gas serra in Italia per tipo di gas, 1990 – 2023 (ktCO₂eq)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

In Italia nel 2023 le emissioni di biossido di carbonio costituiscono l'81%, quelle di metano il 12%, seguite dal protossido di azoto per il 5%, dagli idrofluorocarburi e perfluorocarburi con il 2% e infine da quelle di esafluoruro di zolfo e trifluoruro di zolfo con valori molto ridotti.

Figura 24: Emissioni di gas serra in Italia per tipo di gas, 2023 (%)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

2.3. Emissioni di metano

Pur rappresentando una quota minoritaria in termini di CO₂ equivalente, le emissioni di metano assumono un rilievo strategico per le politiche climatiche, in ragione del loro elevato potenziale di riscaldamento globale nel breve periodo e della possibilità di riduzioni rapide ed efficaci.

L'andamento delle emissioni di metano in Italia mostra una riduzione significativa nel tempo, ma evidenzia al contempo una forte eterogeneità settoriale, che rende necessaria un'analisi disaggregata per comprendere dove si concentrino le principali opportunità di intervento.

2.3.1. Emissioni di metano per settore

Le emissioni di metano mostrano lungo la serie storica (**Figura 25**) un andamento simile a quello generale, con una prima fase di aumento fino ai primi anni duemila, seguita da una fase di decrescita, passando da 55 MtCO₂eq nel 1990 a 45 MtCO₂eq nel 2023.

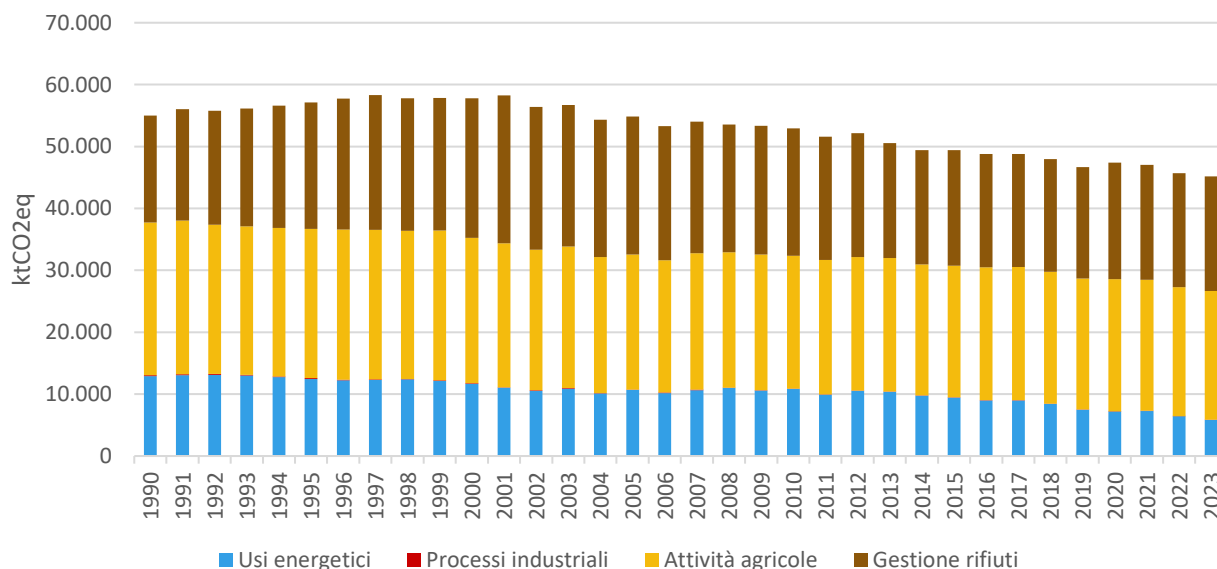
Nell'intero periodo considerato, i settori che maggiormente contribuiscono a queste emissioni sono quello agricolo e quello di gestione rifiuti.

Le attività agricole sono passate da valori di emissioni pari a 24.633 ktCO₂eq a 20.797 ktCO₂eq, in calo del 15,6%. Aumentano invece le emissioni di metano relative alla gestione dei rifiuti che, con un incremento del 6,8%, si attestano al 2023 ad un valore di 18.491 ktCO₂eq.

Le emissioni relative agli usi energetici, che oggi valgono 5.837 ktCO₂eq, sono diminuite del 54,8% rispetto al 1990. Le emissioni relative alla produzione e al trasporto del gas importato non sono comprese in questo dato e costituiranno uno dei principali punti di attenzione per l'attuazione del Regolamento europeo sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia (Regolamento (UE) 2024/1787), che estende progressivamente i requisiti di misurazione, reporting e verifica anche alle forniture di gas di origine extra-europea.

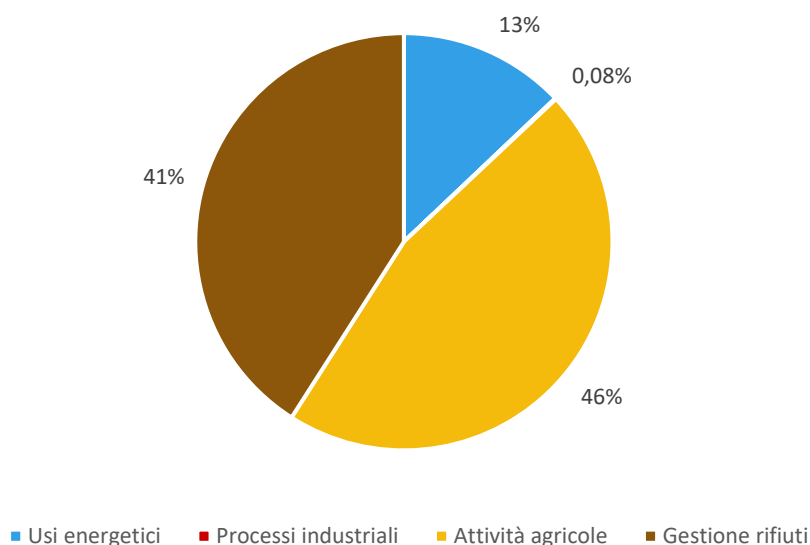
In forte riduzione anche le emissioni di metano nei processi industriali, che da sempre hanno rappresentato una fetta trascurabile del totale, in riduzione del 75% rispetto al 1990.

Figura 25: Emissioni di metano in Italia per settore, 1990 – 2023 (ktCO₂eq)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

Nel 2023 il settore agricolo è risultato il principale responsabile delle emissioni di metano, con una quota pari al 46% delle emissioni totali di metano (**Figura 26**). Questo dato evidenzia l'importanza delle attività agricole nella produzione di questo gas serra. Segue la gestione dei rifiuti con un peso percentuale pari al 41%. Gli usi energetici, pur rappresentando una fonte significativa di emissioni di metano, contribuiscono in misura minore lungo tutta la serie storica, con una percentuale che nel 2023 si è assestata al 13%.

Figura 26: Emissioni di metano in Italia per settore, 2023 (%)

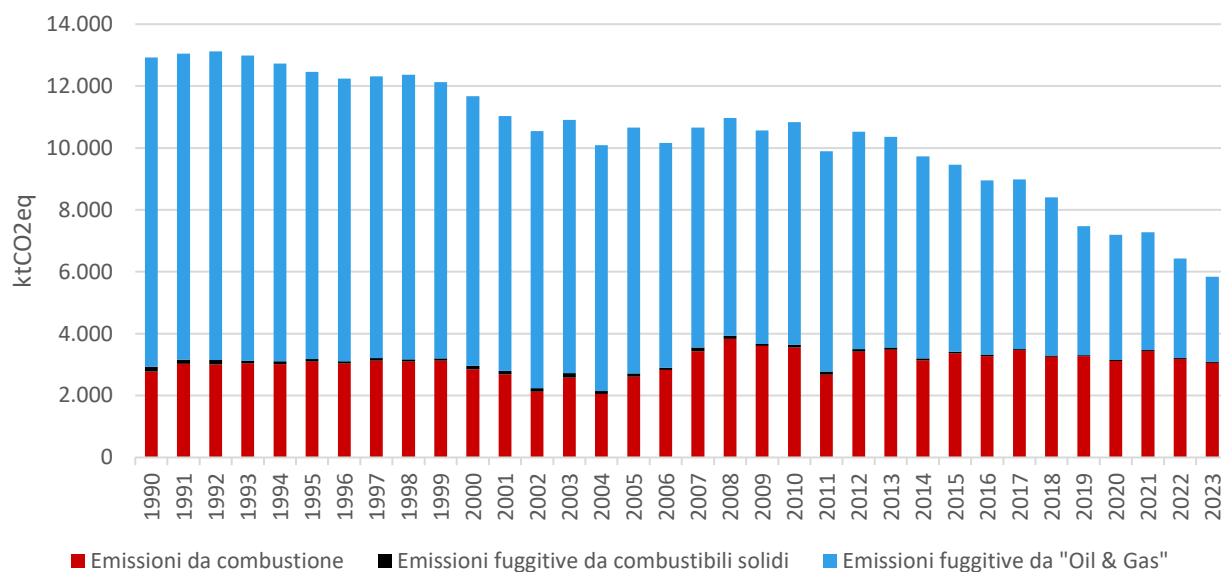
Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

2.3.2. Emissioni di metano per usi energetici

La categoria “Usi energetici” è suddivisa nelle sottocategorie “Emissioni da combustione” e “Emissioni fuggitive”. Le emissioni fuggitive sono tutte le emissioni, intenzionali e non intenzionali, originate nei diversi segmenti di attività delle filiere dei combustibili solidi, del gas naturale e del petrolio, con esclusione di quelle provenienti dalla combustione per usi energetici. Le fuggitive sono a loro volta suddivise in fuggitive da combustibili solidi e fuggitive da gas naturale e petrolio (“Oil&gas”). Le emissioni fuggitive da Oil&gas comprendono anche le emissioni di venting e flaring associate all'estrazione e alla raffinazione di petrolio e gas.

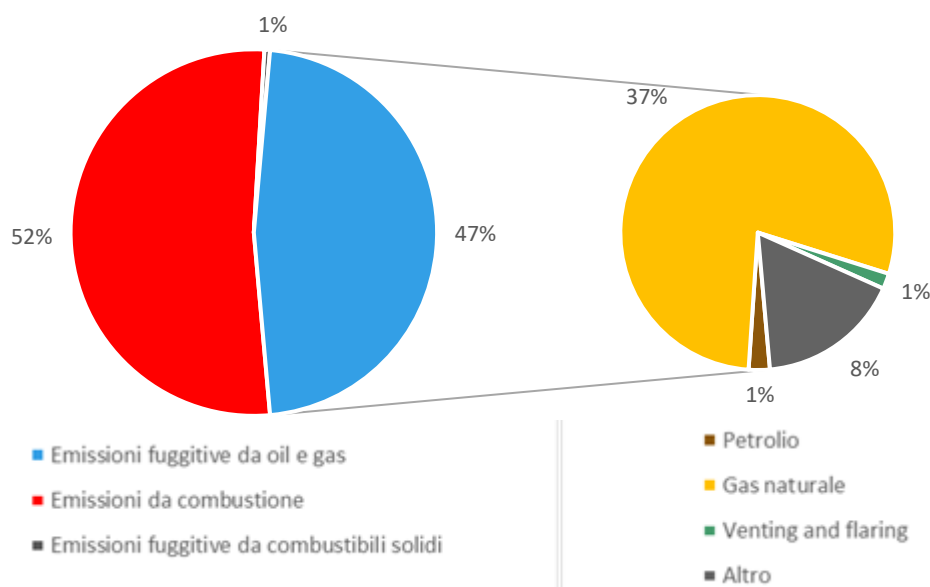
Lungo tutta la serie storica, anche se in modo meno accentuato negli ultimi anni, la quota maggiore delle emissioni del settore è costituita dalle emissioni fuggitive da gas naturale e petrolio. Questo settore ha però registrato una riduzione del 72,5% dal 1990, passando da un valore iniziale di 9.997 ktCO₂eq nel 1990 a 2.753 ktCO₂eq nel 2023.

Le emissioni di metano derivanti dai processi di combustione (la quota incombusta) hanno avuto un incremento del 9,9% nel periodo considerato, passando da 2.781 ktCO₂eq del 1990 a 3.055 ktCO₂eq del 2023. Molto limitato, in Italia, il peso delle emissioni fuggitive da combustibili solidi come il carbone, passate da 148 ktCO₂eq nel 1990, a 29 ktCO₂eq nel 2023.

Figura 27: Emissioni di metano in Italia per usi energetici, 1990 – 2023 (ktCO₂eq)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

Il quadro delle emissioni di metano per usi energetici nel 2023, mostra che oltre la metà delle emissioni di metano deriva dalle emissioni da combustione (52%), mentre l'altra metà (47%) dalle emissioni fuggitive. Le emissioni derivanti dalla filiera del gas naturale hanno un peso maggiore, contribuendo per il 79% alle emissioni fuggitive di metano e per il 37% al totale delle emissioni di metano nel settore degli usi energetici. Per un maggior dettaglio sulle emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia, si rimanda al paragrafo Emissioni di metano della filiera del gas naturale.

Figura 28: Emissioni di metano in Italia per usi energetici, 2023 (%)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

BOX 4: Le emissioni di metano del settore energetico in Italia, le stime IEA per il 2024

Oltre ai dati riportati negli inventari nazionali delle emissioni, elaborati da ISPRA secondo le linee guida IPCC e limitati al perimetro territoriale nazionale, sono disponibili stime alternative a livello internazionale prodotte da organismi indipendenti. Tra queste, un riferimento rilevante è rappresentato dalle stime dell'International Energy Agency (IEA), che forniscono una ricostruzione delle emissioni di metano del settore energetico basata su un approccio integrato "top-down/bottom-up", che combina dati di attività, fattori di emissione, osservazioni satellitari e modelli ingegneristici.

Nel Global Methane Tracker, la IEA stima le emissioni di metano del settore energia distinguendo le principali fonti emissive lungo la filiera oil & gas, includendo sia le emissioni associate alla produzione e alle infrastrutture, sia quelle legate a impianti abbandonati e a grandi eventi emissivi rilevati via satellite.

La **Tabella 6** riporta una rielaborazione delle stime IEA relative all'Italia, ottenuta aggregando le diverse categorie emissive secondo le principali componenti della filiera.

Tabella 6: Stime IEA delle emissioni di metano del settore energia in Italia (kt CH₄ e kt CO₂eq)

Categoria IEA	Emissioni 2024 (kt CH ₄)	Emissioni 2024 (kt CO ₂ eq)
Impianti abbandonati (abandoned facilities)	1,57	43,96
Infrastrutture gas (gas pipelines and LNG facilities)	70,2	1.965,6
Produzione gas onshore	0,87	24,36
Produzione gas offshore	0,89	24,92
Produzione petrolio onshore	7,84	219,52
Produzione petrolio offshore	0,66	18,48
Grandi emissioni rilevate da satellite	0	0
Totale settore energia	≈ 82	≈ 2297

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati IEA

Le stime IEA indicano per l'Italia nel 2024 emissioni di metano del settore energetico dell'ordine di circa 82 kt di CH₄ (2297 kt CO₂eq), con una composizione dominata dalle infrastrutture del gas (trasporto, stoccaggio e terminali GNL), che rappresentano oltre l'85% del totale. Le emissioni associate alla produzione di gas naturale risultano molto contenute, coerentemente con il forte ridimensionamento della produzione nazionale negli ultimi decenni, mentre una quota più rilevante è attribuibile alle attività upstream del petrolio, in particolare onshore.

È importante sottolineare che queste stime non sono direttamente confrontabili con i dati dell'inventario nazionale ISPRA, in quanto differiscono per perimetro settoriale (approccio "energia" anziché classificazione IPCC), metodologie di stima (integrazione di dati satellitari e modelli globali) e finalità analitica (valutazione comparativa internazionale).

Tuttavia, i dati IEA forniscono un utile ordine di grandezza e una lettura complementare delle emissioni di metano del settore energetico italiano, particolarmente rilevante nel contesto dell'attuazione del Regolamento (UE) 2024/1787, che valorizza sempre più l'integrazione tra inventari nazionali, stime indipendenti e osservazioni top-down.

2.4. Emissioni di metano della filiera del gas naturale

La filiera del gas naturale rappresenta il principale ambito di intervento delle politiche di riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico, in quanto concentra una quota significativa delle emissioni fuggitive ed è caratterizzata da un elevato potenziale di mitigazione.

Le emissioni fuggitive della filiera del gas naturale sono costituite: a) dalle perdite graduali dovute alla non perfetta tenuta delle componenti delle infrastrutture; b) dalle emissioni da ventato (venting) controllato (da



manutenzioni o da “emissioni pneumatiche” di impianti di regolazione) o incontrollato (da rotture incidentali); e c) dalle emissioni di metano incombusto proveniente dalla combustione di apparati di flaring negli impianti della filiera in cui sono presenti.

Nel complesso le emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia, dal 1990, hanno avuto una riduzione del 76%, passando da 9.225 ktCO₂eq (329 kt di CH₄) a 2.169 ktCO₂eq (77 kt di CH₄) nel 2023. Tale andamento riflette una combinazione di fattori regolatori, tecnologici e organizzativi: già a partire dai primi anni 2000 l'Autorità di regolazione (ARERA) ha introdotto meccanismi di incentivazione e obblighi informativi volti a migliorare l'efficienza e a ridurre le perdite nelle reti, mentre nel decennio più recente l'adesione di numerosi operatori italiani all'Oil and Gas Methane Partnership (OGMP 2.0) ha contribuito a rafforzare le pratiche di monitoraggio, misurazione e gestione delle emissioni. Nel complesso, l'attenzione relativamente precoce al tema delle perdite di gas e della qualità del dato emissivo ha favorito una progressiva riduzione dell'intensità emissiva della filiera nazionale.

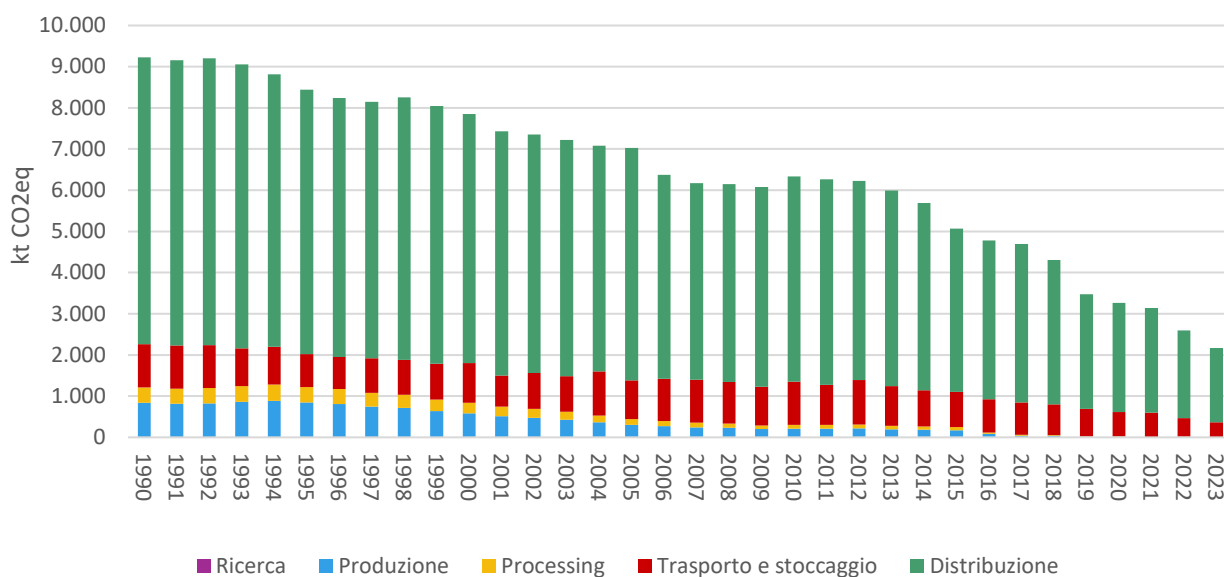
Visto il peso specifico delle emissioni fuggitive di metano nella filiera del gas naturale, come apprezzabile nella **Figura 28**, è importante analizzare il contributo emissivo delle varie componenti in cui si articola. Negli inventari nazionali le emissioni della filiera del gas naturale sono articolate in sei segmenti: 1) Ricerca; 2) Produzione; 3) Processing (processi per attribuire al gas estratto i requisiti per l'immissione nella rete di trasporto); 4) Trasporto e stoccaggio (che include anche le attività dei terminali di rigassificazione); 5) Distribuzione; e 6) Altro (non specificato).

Nella **Figura 29** è possibile apprezzare come lungo tutto la serie storica, le emissioni derivino in modo prevalente dalle reti di distribuzione (dal 75% a oltre l'80%). Tali emissioni sono però costantemente diminuite in tutta la serie storica analizzata, e per un totale del 74% dal 1990, passando da 6.962 ktCO₂eq (249 kt di CH₄) a 1.801 ktCO₂eq (64 kt di CH₄) nel 2023.

Seconde per importanza sono le emissioni derivanti dalle attività di trasporto e stoccaggio (e terminali di rigassificazione), che pesano dal 10% al 20% lungo tutta la serie storica e mostrano, allo stesso modo, una riduzione significativa (-66%), passando da 1.052 ktCO₂eq (38 kt CH₄) nel 1990 a 359 ktCO₂eq (13 kt di CH₄) nel 2023.

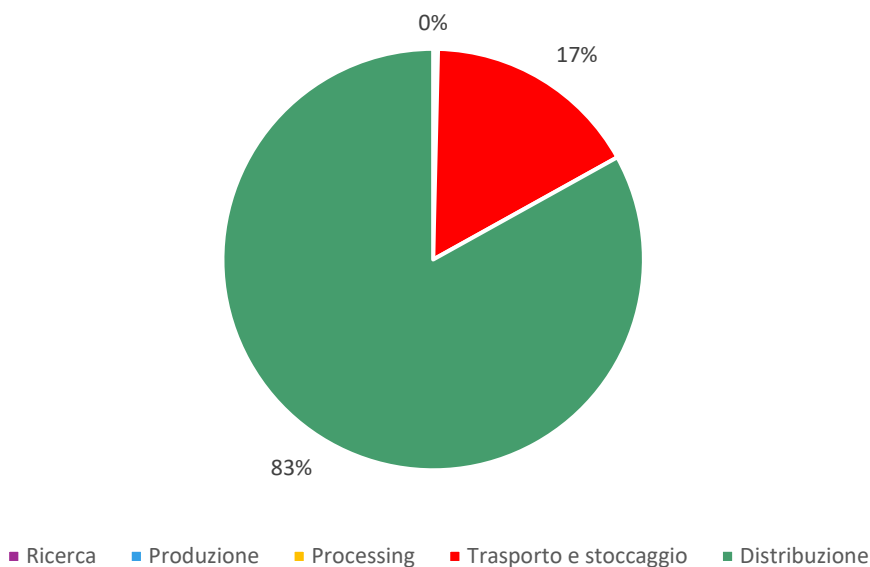
Seguono con quote marginali quelle derivanti dalla produzione di gas naturale e quelle da attività di processing del gas estratto, che mostrano riduzioni del 99% nel periodo considerato, passando rispettivamente da 836 ktCO₂eq (30 kt di CH₄) e 374 ktCO₂eq (13 kt CH₄) nel 1990 a 6 ktCO₂eq (0,2 kt CH₄) e 2 ktCO₂eq (0,1 kt di CH₄) nel 2023.

Per le attività di ricerca del gas naturale in Italia le emissioni fuggitive di metano dal 1990 al 2023 hanno valori molto bassi, tali da potere essere considerati non rilevanti, o addirittura nulli.

Figura 29: Emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia, 1990 – 2023 (ktCO₂eq)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

Nel 2023 il quadro delle emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia mostra un ruolo prevalente di quelle emesse dalle reti di distribuzione, con un peso dell'83%; seguono le emissioni delle attività di trasporto e stoccaggio che contano per il 17%, a cui si aggiungono per quote minori quelle derivanti dalla produzione di gas naturale e quelle da attività di processing del gas estratto (rispettivamente 0,3% e 0,1%).

Figura 30: Emissioni di metano della filiera del gas naturale, 2023 (%)

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

2.4.1. Livelli di attività per la stima delle emissioni di metano nella filiera del gas naturale

Le stime delle emissioni di CH₄ della filiera del gas naturale si basano su dati di attività pubblicati dall'industria, dalle autorità nazionali e su informazioni raccolte annualmente da ISPRA dagli operatori italiani del gas. Le informazioni più rilevanti sono rappresentate dalle quantità di gas naturale prodotte, trasmesse e distribuite e dalle emissioni di metano comunicate dagli operatori nei rispettivi rapporti ambientali o trasmesse a ISPRA.



Le emissioni comunicate dai principali operatori sono stimate considerando le lunghezze note e i materiali dei gasdotti, al fine di calibrare il modello utilizzato per stimare le emissioni fuggitive degli operatori minori.

I dati sui livelli di attività dei diversi segmenti della filiera del gas naturale (come per tutti gli altri settori considerati dagli inventari) sono riportati nelle tabelle degli inventari nazionali di emissioni climalteranti comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) per gli anni 1990-2023 dall'ISPRA, secondo il Common Reporting Format. Per ogni segmento di attività prevista dal formato delle tabelle, è necessario specificare il tipo di dato che viene utilizzato e l'unità di misura utilizzata (vedi **Figura 31**).

Le stime delle emissioni tengono conto delle seguenti informazioni: quantità di gas naturale prodotto, trasportato e distribuito (MASE, UNEM, ENI, SNAM); lunghezza dei gasdotti (35.381 km per la rete di trasporto e 271.211 km per la rete di distribuzione nel 2023), distinta per pressione (bassa, media e alta) e per tipologia di materiale (ghisa, ghisa grigia, acciaio o polietilene) (ARERA); perdite di gas naturale riportate nel bilancio energetico nazionale (MASE); emissioni di metano comunicate dagli operatori nei rapporti ambientali (ENI, EDISON, SNAM).

Infine, un parametro essenziale da considerare per la principale unità di misura dei livelli di attività (Mm3 di gas naturale) è costituito dalla composizione media del gas naturale che, ai fini della stima delle emissioni di metano e degli altri gas di cui è composto, varia in modo significativo di anno in anno come si può vedere dalla **Tabella 7**. Nel 2023 la percentuale media di metano nel gas naturale immesso nelle reti di distribuzione e trasporto era dell'83,49%.

Tabella 7: Composizione del gas naturale nelle reti di trasporto e distribuzione in Italia, (% in massa)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023
CH4 (%)	88,83	87,14	85,16	84,53	84,52	85,80	85,88	84,39	83,59	83,49
NMVOC (%)	7,33	8,62	10,00	10,73	11,27	10,34	10,78	11,91	12,89	13,11
CO2 (%)	0,57	0,51	0,47	1,23	1,89	1,78	2,25	2,29	2,09	1,86
Altro (%)	3,27	3,74	4,37	3,51	2,30	2,10	1,09	1,41	1,43	1,54

Fonte: ISPRA (National Inventory Report 2025)

Nel caso delle attività di ricerca/esplorazione finalizzate all'estrazione del gas naturale dal sottosuolo il dato utilizzato per rappresentare il livello di attività è quello sui "pozzi di esplorazione" realizzati nel corso dell'anno, espressi come numero di pozzi comunicato dal MASE.

Per la produzione di gas naturale, il livello di attività utilizzato è il volume complessivo di "gas prodotto" (gas naturale estratto) nell'anno, espresso in Milioni di metri cubi (Mm3). Anche in questo caso la fonte dei dati sul livello di attività è il MASE. I valori della serie di dati utilizzati da ISPRA nell'inventario come "gas prodotto" non corrispondono esattamente ai valori della voce "produzioni" di gas naturale del Bilancio Energetico Nazionale (vedi paragrafo *Produzione di gas naturale in Italia*). Ne seguono l'andamento, ma hanno sistematicamente dei valori leggermente più alti³.

Anche per il segmento di *processing* del gas naturale estratto, per renderlo conforme alle specifiche necessarie all'immissione in rete, il livello di attività è quello del "gas prodotto" nell'anno, espresso in Milioni di metri cubi (Mm3).

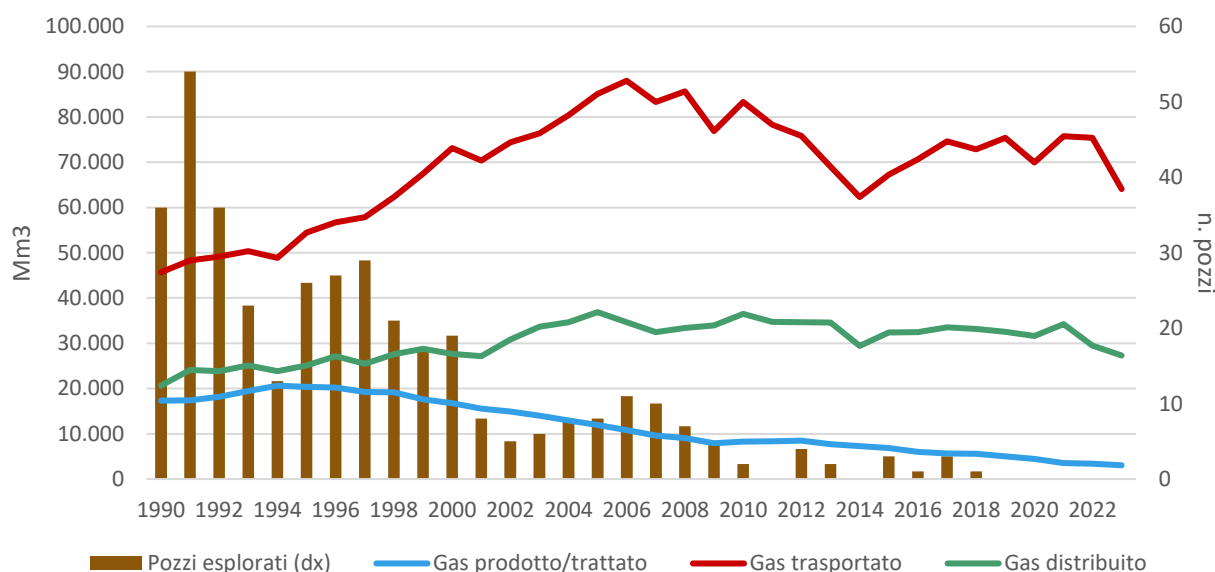
Per le emissioni connesse al segmento del trasporto e stoccaggio del gas naturale (che comprende anche quelle dei terminali di rigassificazione) e del segmento delle reti di distribuzione del gas naturale, l'attività viene descritta nei fogli dell'inventario come "gas trasportato" e "gas distribuito" espressi in Mm3.

³ Questa differenza si spiega con il fatto che i volumi del "gas prodotto" sono quelli del "raw gas" estratto dai pozzi, al lordo delle perdite di emissioni fuggitive per il trasporto e il successivo trattamento di "processing", prima di essere immesso con i requisiti necessari nella rete di trasporto.

I volumi di “gas trasportato” erano nel 1990 pari a 45.684 Mm3; hanno avuto un trend continuo di crescita fino al 2006, toccando un valore massimo di 87.990 Mm3 di gas naturale trasportato. Nel periodo successivo questi volumi hanno mostrato un trend di calo fino al 2014 (62.280 Mm3), seguito da una sostanziale stabilizzazione, per poi mostrare una forte diminuzione nel 2023 con un valore di 64.070 Mm3 (come mostrato nella **Figura 31**).

Per quanto riguarda i volumi di “gas distribuito”, nel 1990 corrispondevano a 20.632 Mm3 per poi mostrare anche in questo caso un trend di crescita fino al 2005 (36.875 Mm3) e stabilizzarsi nel periodo successivo con un leggero trend di calo e un valore di 27.309 Mm3 nel 2023 che segna il minimo dell’ultimo decennio in esame.

Figura 31: Livelli di attività nella filiera del gas naturale nell’inventario delle emissioni in Italia, 1990 – 2023 (Mm3 e n. pozzi)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

2.4.2. Fattori di emissione e metodi di stima

La stima delle emissioni di CH₄ lungo la filiera del gas naturale si basa principalmente sull'utilizzo di fattori di emissione come input del modello di calcolo, in linea con le Linee guida IPCC (2006). Tali fattori sono differenziati per segmento della filiera, materiale e pressione delle infrastrutture e tipologia di attività.

I valori di questi fattori sono al cuore delle metodologie di stima delle emissioni. Per la filiera del gas naturale, l'inventario italiano utilizza una combinazione di fattori di emissione di default IPCC e fattori di emissione specifici nazionali. I fattori di default sono applicati solo in casi residuali, come l'esplorazione, mentre per la produzione, il processing, il trasporto e la distribuzione del gas naturale sono adottati fattori di emissione nazionali, differenziati per segmento, materiale delle infrastrutture e condizioni operative, spesso calibrati sulla base di dati forniti dagli operatori.

Le Linee guida IPCC distinguono tre livelli metodologici (Tier 1, Tier 2 e Tier 3), che rappresentano gradi crescenti di dettaglio e specificità dei dati utilizzati nella stima delle emissioni. Il Tier 1 si basa su fattori di emissione di default e dati di attività aggregati; il Tier 2 utilizza fattori di emissione specifici nazionali e informazioni più dettagliate; il Tier 3 prevede l'impiego di modelli avanzati o dati misurati a livello di impianto o operatore. La scelta del Tier appropriato dipende dalla rilevanza della fonte emissiva e dalla disponibilità dei dati, e non implica di per sé una valutazione della performance ambientale.

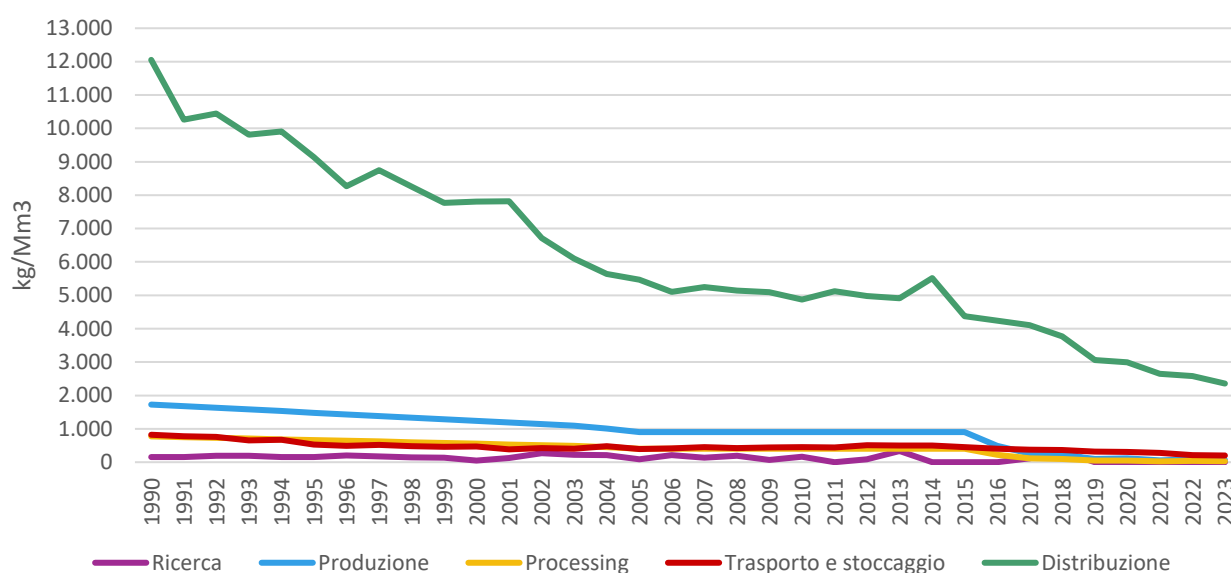
Nell'ultimo National Inventory Report italiano il Tier metodologico non è dichiarato esplicitamente per le emissioni fuggitive della filiera del gas naturale. Tuttavia, dalla descrizione dettagliata delle metodologie

adottate emerge chiaramente l'utilizzo di un approccio differenziato lungo i diversi segmenti della filiera, basato su fattori di emissione specifici nazionali, dati forniti dagli operatori e modelli di calcolo dedicati. In termini IPCC, tale approccio è riconducibile a un Tier 2 avanzato, mentre il Tier 1 è utilizzato solo in casi residuali, come l'esplorazione.

A posteriori, vengono poi calcolati i cosiddetti "*implied emission factors*" (fattori di emissione impliciti) come rapporto tra le emissioni stimate e i corrispondenti dati di attività. Questi non sono utilizzati per il calcolo delle emissioni, ma svolgono un ruolo rilevante nelle attività di calibrazione del modello, controllo qualità e analisi delle prestazioni emissive dei diversi segmenti della filiera

Nella sezione 1.B.2.b, dedicata alla filiera del gas naturale, le tabelle dei gas serra oltre ai valori delle emissioni e dei livelli di attività riportano anche i corrispondenti fattori di emissione impliciti. Come mostrato dalla **Figura 32**, il loro andamento nel tempo mostra i cambiamenti dell'intensità emissiva delle attività comprese nei diversi segmenti della filiera del gas naturale. Si può quindi evidenziare come questi dati, in modo più o meno significativo, mostrino per la realtà italiana un trend di miglioramento dell'efficienza ambientale dal punto di vista delle emissioni fugitive di metano.

Figura 32: Fattori di emissione impliciti di CH₄ nella filiera del gas naturale in Italia, 1990 – 2023 (kg/Mm³)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA

La seguente rassegna dei fattori di emissione impliciti di CH₄ e dei metodi di stima delle emissioni di metano nei diversi segmenti è basata sulle informazioni riportate nel "Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2023. National Inventory Document 2025" dell'ISPRA.

2.4.2.1. Ricerca

Come visto, per il segmento della ricerca mineraria del gas naturale (voce *Exploration* con codice IPCC 1.B.2.b.1) la quantità delle emissioni stimate è minimo lungo tutta la serie storica, ed è minimo anche il livello delle attività rappresentato nelle tabelle dell'inventario dal numero dei pozzi di ricerca perforati, per arrivare poi ad azzerarsi negli ultimi cinque anni disponibili (2019-2023).

Per questo segmento della filiera del gas naturale la stima delle emissioni è effettuata utilizzando valori di fattori di emissione di default resi disponibili dalle pubblicazioni⁴ dell'IPCC. Il metodo di stima utilizzato ricade

⁴ IPCC Good Practice Guidance, 2000.

nel livello *Tier 1*. Poiché nelle Linee guida IPCC sulle Buone Pratiche i fattori di emissione di default sono basati sul numero di pozzi, negli ultimi anni tale fattore di emissione si è a sua volta azzerato.

In questo caso appare scarsamente significativa anche un'analisi dell'andamento del valore del fattore di emissione implicito di CH₄ presente nella serie storica dei dati disponibili.

2.4.2.2. Produzione

Per il segmento delle attività di produzione del gas naturale (voce *Production* con codice IPCC 1.B.2.b.2), la quantità delle emissioni fuggitive di metano (nel 2023 0,2 kt di CH₄, pari allo 0,3% del totale di quelle della filiera) è stata stimata sulla base del valore del livello del "gas prodotto" riportato dall'inventario (3.040 Mm³ nel 2023). In questo caso per il calcolo è stato utilizzato un fattore di emissione derivato dalle Linee guida IPCC (2006)⁵ successivamente calibrati sulla base di dati nazionali e informazioni fornite dagli operatori, in modo da tenere conto anche delle emissioni fuggitive di metano derivanti dal flaring in questo segmento della filiera. Il metodo di stima utilizzato è riconducibile ad un *Tier 2*.

Come si può vedere dalla **Figura 32**, l'andamento del valore del fattore di emissione implicito di CH₄ nella serie storica dell'inventario mostra un valore iniziale di circa 1.726 kg/Mm³ nel 1990, che si riduce gradualmente a 1.006 kg/Mm³ nel 2004. Dal 2005 al 2015 tale valore rimane costante a 906 kg/Mm³ per poi ridursi di nuovo bruscamente negli anni successivi, fino ad arrivare, nel 2023, al valore di 65 kg/Mm³.

2.4.2.3. Processing

Nel segmento delle attività di *processing* del gas naturale (voce *Processing* con codice IPCC 1.B.2.b.3), la quantità delle emissioni fuggitive di metano (nel 2023 0,1 kt, pari allo 0,1% del totale di quelle della filiera) sono sempre stimate sulla base del valore del livello del "gas prodotto" riportato dall'inventario (3.040 Mm³).

Anche in questo caso per il calcolo è stato utilizzato un fattore di emissione derivato dalle Linee guida IPCC (2006), successivamente calibrati sulla base di dati nazionali e informazioni fornite dagli operatori. Il metodo di stima utilizzato è riconducibile ad un *Tier 2*.

L'andamento del valore del fattore di emissione implicito di CH₄ di questo segmento nella serie storica dell'inventario mostra (vedi **Figura 32**) un valore iniziale di circa 773 kg/Mm³ nel 1990, che si riduce gradualmente a 450 kg/Mm³ nel 2004. Dal 2005 al 2015 tale valore rimane costante a 406 kg/Mm³ per poi ridursi nuovamente fino al valore di 29 kg/Mm³ nel 2023.

Per quanto riguarda la riduzione dei fattori di emissione impliciti di CH₄ per la produzione e il processing del gas naturale, ISPRA riporta che le imprese del settore gas hanno dichiarato un aumento di consapevolezza sulla necessità di ridurre le emissioni di gas serra. A tale scopo, sono stati progressivamente implementati nuovi sistemi di gestione delle emergenze per ridurre le emissioni da venting. Inoltre, con l'aggiornamento dei sistemi di gestione, la principale azienda del gas ha adottato, a intervalli regolari, metodi più accurati per stimare il gas rilasciato in atmosfera.

2.4.2.4. Trasporto e stoccaggio

Nel caso del segmento delle attività di trasporto e stoccaggio del gas naturale (voce *Transmission and storage* con codice IPCC 1.B.2.b.4), la quantità delle emissioni fuggitive di metano (nel 2023 13 kt, pari all'17% del totale di quelle della filiera) sono stimate sulla base del valore del livello del "gas trasportato" riportato dall'inventario, con un valore pari 64.070 Mm³ nel 2023.

⁵ Le linee guida dell'IPCC per la compilazione degli inventari rendono disponibili anche valori di default dei fattori di emissione per l'attività di produzione differenziati tra giacimenti offshore e giacimenti onshore.

Per l'attività di trasporto e stoccaggio il fattore di emissione utilizzato è ottenuto come aggregazione di fattori e informazioni specifici a livello nazionale su quattro sub-segmenti di emissioni fuggitive di metano, costituiti da: i terminali di rigassificazione, le tubature della rete, le centrali di compressione, Il venting e altre emissioni non prevedibili.

Il metodo di stima è riconducibile ad un *Tier 2* avanzato con fattori di emissioni specifici nazionali. Per stimare le emissioni fuggitive sono state utilizzate le comunicazioni dei principali operatori (nel 2023, SNAM rappresenta circa il 93% della lunghezza complessiva dei gasdotti nazionali e circa il 99% del gas trasportato) sulle perdite di gas naturale e la composizione media del gas. Per gli operatori minori è stato calibrato il modello di stima e sono stati considerati standard qualitativi inferiori e fattori di emissione specifici più elevati per materiali della rete, venting e altre perdite accidentali. I valori dei fattori di emissione nazionali di CH₄ per la trasmissione del gas naturale rientrano nell'intervallo dei rispettivi fattori di emissione di default forniti dalle Linee guida IPCC (2006).

La qualità delle informazioni sulle emissioni fuggitive di metano in questo segmento della filiera del gas naturale è stata progressivamente incrementata a partire dalle raccolte di dati sui principali parametri sulla rete di trasporto effettuata annualmente dall'Autorità per l'energia (ARERA) presso gli operatori presenti in Italia.

L'andamento del valore del fattore di emissione implicito di CH₄ per le attività di trasporto e stoccaggio nella serie storica dell'inventario mostra (vedi **Figura 32**) un valore iniziale di circa 822 kg/Mm³ nel 1990, che si è ridotto della metà negli anni 2000, per poi subire fluttuazioni negli anni 2010-2015. Il seguente trend di diminuzione ha condotto nel 2023 ad un valore di 200 kg/Mm³.

2.4.2.5. Distribuzione

Nel caso del segmento dell'attività di distribuzione del gas naturale (voce *Distribution* con codice IPCC 1.B.2.b.5), la quantità delle emissioni fuggitive di metano (nel 2023 164 kt, pari all'83% del totale di quelle della filiera) sono stimate sulla base del valore del livello del "gas distribuito" riportato dall'inventario, pari 27.309 Mm³ per il 2023.

Per l'attività delle reti di distribuzione, il fattore di emissione utilizzato per la stima delle emissioni del segmento è ottenuto come aggregazione di fattori e informazioni specifici a livello nazionale su due sub-segmenti di emissioni fuggitive di metano costituiti dalle perdite tubature delle reti, e di quelle da venting e altre emissioni non prevedibili. Per i due sub-segmenti considerati, le procedure di stima utilizzate da ISPRA nel 2023 prevedono:

- per le tubature delle reti le emissioni di metano sono stimate in base a fattori che dipendono dal materiale e dalla pressione dei gasdotti, come si vede nella seguente tabella:

Tabella 8: Fattori di emissione per le perdite di gas naturale nella distribuzione tramite gasdotti, per materiale e pressione, 2023 (m³/km)

Materiale	Fattore di emissione (m ³ /km)	
	Pressione	
	Media	Bassa
Acciaio	258,7	167,9
Ghisa	307,9	264,4
Ghisa grigia		5.544,5
Polietilene		173,1

- per le emissioni delle reti da venting o altri eventi non prevedibili, la stima delle emissioni è basata su fattori specifici per gli asset dei principali operatori delle reti di distribuzione.

I fattori di emissione per la distribuzione sono quindi ottenuti combinando i dati misurati direttamente presso i principali operatori del gas (ITALGAS, 2i Rete Gas e Unareti rappresentano circa il 54% della lunghezza della

rete di distribuzione e circa il 62% del gas distribuito) con stime calibrate relative agli operatori di dimensioni minori.

Come per il trasporto, il metodo di stima utilizzato è riconducibile ad un *Tier 2* avanzato. Anche in questo caso, la qualità delle informazioni sulle emissioni fuggitive di metano è stata progressivamente incrementata grazie ai dati dell'Autorità per l'energia (ARERA) presso gli operatori presenti in Italia.

L'andamento del valore del fattore di emissione implicito di CH₄ per le attività delle reti di distribuzione nella serie storica dell'inventario mostra (vedi **Figura 32**) un valore di circa 12.050 kg/Mm³ di gas distribuito nel 1990, che gradualmente si è ridotto a circa un quinto del valore iniziale, assestandosi per il 2023 ad un valore di 2.356 kg/Mm³.

La **Tabella 9** offre un quadro d'insieme dei fattori di emissione impliciti di CH₄ e dei relativi metodi di stima per le emissioni di metano nella filiera del gas naturale, utilizzati nell'inventario per l'anno 2023.

Tabella 9: Fattori di emissione impliciti di CH₄ e metodi di stima per le emissioni di metano in Italia, 2023

Segmento di attività (codice IPCC)	Fattori di emissione impliciti di CH ₄ per segmento	Sub segmento	Fattori di emissione per sub segmento di origine	Riferimento Fattori di emissione (EF) + (metodo di stima)
Esplorazione (1.B.2.b.1)	n.d.	n.d.	n.d.	EF IPCC-Default (Tier 1)
Produzione (1.B.2.b.2)	65 (kgCH ₄ /Mm ³ di gas prodotto)	n.d.	n.d.	EF IPCC + specifici nazionali (Tier 2)
Processing (1.B.2.b.3)	29 (kgCH ₄ /Mm ³ di gas prodotto)	n.d.	n.d.	EF IPCC + specifici nazionali (Tier 2)
Trasporto e stoccaggio (1.B.2.b.4)	200 (kgCH ₄ /Mm ³ di gas trasportato)	Terminali di rigassificazione	0,18 Mm ³ /Gm ³ di gas importato	EF specifici per l'Italia (Tier 2 avanzato)
		Centrali di compressione	0,13 Mm ³ /Gm ³ di gas trasportato	
		Rete di trasporto	292,3 m ³ /km di rete di trasporto	
		Venting e altre perdite	0,022 Mm ³ /Gm ³ di gas trasportato	
Distribuzione (1.B.2.b.5)	2.356 (kgCH ₄ /Mm ³ di gas distribuito)	Reti di distribuzione	Vedi Tabella 8	EF specifici per l'Italia (Tier 2 avanzato)
		Venting e altre perdite	0,150 Mm ³ /Gm ³ di gas distribuito (1,45 kgCH ₄ /Mm ³ di gas distribuito)	

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati e informazioni ISPRA (Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2023. National Inventory Document 2025).

Le metodologie adottate nell'inventario nazionale evidenziano come le stime delle emissioni di metano siano il risultato di un equilibrio tra disponibilità dei dati, livello di dettaglio metodologico e rilevanza delle fonti emissive, confermando l'importanza di strumenti di monitoraggio sempre più basati su misurazioni dirette, come anche previsto dal Regolamento (UE) 2024/1787.

2.4.3. "Methane intensity" nella produzione del gas naturale

La "**methane intensity**" è un indicatore che esprime il rapporto tra le emissioni di metano e una determinata unità di attività nel settore energetico, in particolare lungo la filiera del gas naturale. A seconda dei contesti di analisi e rendicontazione, il denominatore può essere rappresentato dalla quantità di gas prodotto, trasportato o distribuito. Questo indicatore consente di valutare non solo l'entità assoluta delle emissioni, ma soprattutto il livello di efficienza ambientale dei sistemi di produzione e gestione del gas naturale.

L'attenzione crescente verso la methane intensity è legata al ruolo cruciale del metano nel riscaldamento globale: pur avendo una vita atmosferica relativamente breve, il CH₄ presenta un potenziale di riscaldamento

globale molto elevato nel breve periodo, rendendo la riduzione delle sue emissioni una delle leve più efficaci per contenere l'aumento delle temperature nel medio termine. In questo quadro, l'intensità di metano permette di individuare inefficienze strutturali lungo le filiere energetiche, di confrontare le performance emissive tra Paesi, operatori o infrastrutture e di monitorare nel tempo l'efficacia delle politiche di mitigazione.

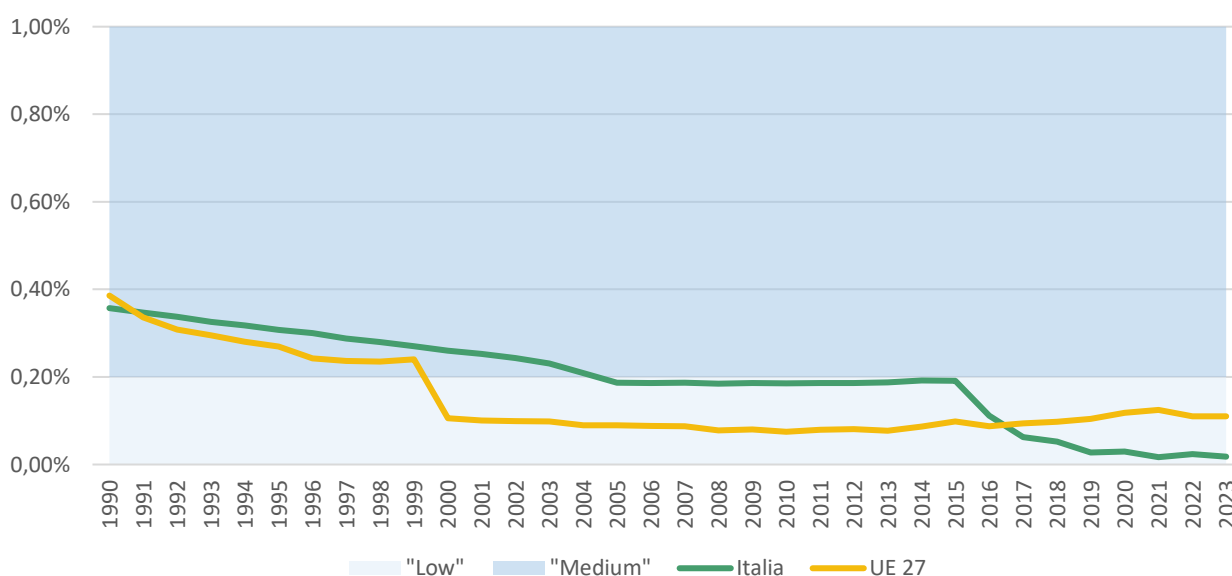
Per queste ragioni, la methane intensity è oggi ampiamente utilizzata in ambito internazionale. L'Agenzia internazionale dell'energia (IEA) la impiega come indicatore chiave nelle proprie analisi sul settore oil & gas e nella valutazione del ruolo del gas naturale nella transizione energetica. L'Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0), iniziativa promossa dall'UNEP, fa dell'intensità di metano uno degli elementi centrali della rendicontazione delle performance aziendali, anche in relazione agli obiettivi di miglioramento progressivo delle pratiche di monitoraggio e riduzione delle emissioni. Analogamente, il Global Methane Pledge richiama l'importanza di indicatori comparabili e verificabili per misurare i progressi nella riduzione delle emissioni di metano a livello globale.

Anche il quadro normativo europeo attribuisce un ruolo crescente a questo indicatore. Il recente Regolamento UE sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia rafforza gli obblighi di monitoraggio, comunicazione e riduzione delle emissioni lungo le filiere del gas e del petrolio, ponendo le basi per un utilizzo sempre più sistematico di metriche di intensità emissiva, anche in prospettiva delle importazioni di gas nell'Unione europea.

In linea con l'approccio adottato dall'Agenzia internazionale dell'energia (IEA), questo rapporto calcola la methane intensity della produzione del gas naturale come rapporto tra le emissioni di CH₄ attribuite ai segmenti di produzione e processing del gas naturale, includendo anche le emissioni da flaring associate alle attività di estrazione e produzione, e il volume di gas naturale prodotto. I volumi di gas naturale prodotto sono stati convertiti in masse utilizzando una densità media standard del gas naturale, pari a 0,715 kg/m³ a condizioni standard. L'uso di un valore uniforme consente di garantire la comparabilità dell'indicatore tra Italia e UE27; eventuali differenze nella composizione del gas naturale tra Paesi non sono considerate, in quanto di entità limitata rispetto alle incertezze associate alle stime delle emissioni di metano.

L'andamento della methane intensity nel periodo considerato per l'Italia e la UE27, sulla base delle serie di dati disponibili, è sostanzialmente analogo. Come mostrato nella **Figura 33**, i valori risultano dell'ordine di pochi decimi di unità percentuale, che inizialmente (1990) sono di 0,36% per l'Italia e di 0,39% per la UE27; mentre per gli ultimi dati disponibili (2023) sono di 0,02% per l'Italia e di 0,11% per la UE27, anche in relazione alla forte contrazione della produzione di gas naturale negli ultimi anni, soprattutto a livello italiano.

Figura 33: Methane Intensity della produzione di gas naturale in Italia e in UE27, 1990 – 2023 (%)



Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati ISPRA, Eurostat, MASE e IPCC.

Nella **Figura 33** le aree ombreggiate rappresentano intervalli indicativi di riferimento utilizzati dall'Agenzia internazionale dell'energia (IEA) a fini comparativi e analitici. La IEA utilizza, infatti, una serie di valori di riferimento della methane intensity come parametri interpretativi per valutare le prestazioni emissive delle filiere del gas naturale, in particolare nella fase upstream. In questo contesto, una methane intensity inferiore allo 0,2% è considerata indicativa di una filiera ben gestita dal punto di vista delle emissioni di metano, mentre valori compresi tra 0,2% e 1% segnalano la presenza di ampi margini di miglioramento. Al di sopra dell'1%, la filiera viene generalmente qualificata come inefficiente sotto il profilo climatico, mentre valori superiori al 2–3% sono ritenuti critici, poiché il gas naturale tende a perdere gran parte del proprio vantaggio climatico rispetto ad altre fonti fossili nel breve periodo. Tali soglie non hanno natura regolatoria, ma sono ampiamente utilizzate dalla IEA come benchmark comparativi tra Paesi.

Pur nei limiti del significato attribuito a questi valori di benchmark, e della solidità delle stime delle emissioni di metano degli inventari nazionali per questi segmenti di attività della filiera del gas naturale, si può osservare che i valori della methane intensity per l'Italia e la UE 27 si sarebbero attestati negli ultimi 20 anni a valori coerenti con l'intervallo più basso dei benchmark indicativi utilizzati dalla IEA.

**BOX 5: La methane intensity nel Regolamento UE 2024/1787**

Il Regolamento (UE) 2024/1787 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia introduce, per la prima volta nel quadro normativo europeo, il concetto di methane intensity come possibile strumento regolatorio per la valutazione delle emissioni di metano associate alla produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone immessi sul mercato dell'Unione.

L'articolo 29 è dedicato espressamente all'«Intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone» e stabilisce che:

«Entro il 5 agosto 2028 e successivamente ogni anno, per i contratti di fornitura conclusi o rinnovati il 4 agosto 2024 o successivamente a tale data, i produttori dell'Unione e, a norma dell'articolo 27, paragrafo 1, gli importatori comunicano alle autorità competenti degli Stati membri in cui sono stabiliti l'intensità di metano della produzione di petrolio greggio, gas naturale e carbone da loro immessi sul mercato dell'Unione, calcolata secondo la metodologia stabilita in conformità del paragrafo 4 del presente articolo».

Per i contratti conclusi prima del 4 agosto 2024, il Regolamento prevede un obbligo attenuato, disponendo che i produttori dell'Unione e gli importatori «compiono ogni ragionevole sforzo» per comunicare l'intensità di metano associata ai combustibili immessi sul mercato UE.

Nel Regolamento, la methane intensity è dunque configurata come un indicatore calcolato secondo una metodologia che la Commissione è chiamata a definire mediante atti delegati, ai sensi dell'articolo 29, paragrafi 4 e 6. Tale metodologia dovrà basarsi su sistemi di monitoraggio, comunicazione e verifica (MRV) coerenti con i requisiti stabiliti dal Regolamento e dovrà consentire un confronto tra produzioni caratterizzate da diversi livelli emissivi.

In questa fase, l'obbligo riguarda la comunicazione annuale dell'indicatore alle autorità competenti nazionali, e non l'applicazione immediata di soglie massime vincolanti.

La disposizione si inserisce in una strategia più ampia di trasparenza e comparabilità delle performance emissive, che potrà costituire la base per eventuali sviluppi successivi del quadro regolatorio. La methane intensity assume quindi un ruolo prospettico: non solo indicatore informativo, ma potenziale strumento per orientare l'accesso al mercato europeo dei combustibili fossili.

In questo quadro, la methane intensity non sostituisce gli inventari nazionali delle emissioni di gas serra né gli obblighi puntuali di monitoraggio e riduzione delle emissioni previsti per gli operatori, ma si configura come uno strumento complementare, finalizzato a rafforzare la trasparenza lungo le catene di approvvigionamento, comprese quelle extra-UE.



3. L'Italia nel Rapporto OGMP 2.0

In un contesto in cui la riduzione delle emissioni di metano richiede dati sempre più accurati, comparabili e verificabili, l'Oil & Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 rappresenta oggi il principale riferimento operativo a livello internazionale per la misurazione e comunicazione delle emissioni di metano nel settore oil & gas, nonché il perno metodologico del nuovo quadro regolatorio europeo.

L'iniziativa, promossa da UNEP/IMEO, è diventata in pochi anni la base metodologica utilizzata dai regolatori (in primis l'Unione Europea) per definire obblighi di monitoraggio, reporting e mitigazione delle emissioni.

Per un Paese come l'Italia, caratterizzato da una filiera nazionale relativamente efficiente ma da una forte esposizione alle importazioni, OGMP 2.0 assume un ruolo centrale non solo per comprendere la qualità dei dati forniti dalle principali imprese attive sul territorio e valutare il grado di allineamento dell'industria nazionale alle richieste del nuovo Regolamento UE, ma soprattutto per colmare il divario informativo sulle emissioni di metano a monte delle forniture.

Nel 2025, OGMP 2.0 conta 153 imprese aderenti, presenti in 90 Paesi e in grado di coprire complessivamente il 42% della produzione globale di petrolio e gas.

Il rapporto OGMP 2.0 – An Eye on Methane 2025 sottolinea come il 32% della produzione globale sia già coperta da aziende che hanno raggiunto o stanno per raggiungere il Gold Standard di reporting (17% già Gold Standard Reporting + 15% Gold Standard Pathway).

Il rapporto mette in evidenza alcuni indicatori chiave relativi alla qualità dei dati: le imprese OGMP 2.0 al terzo anno di adesione forniscono dati misurati per circa il 90% delle emissioni dei propri asset operati; gli asset a Level 5 sono in forte crescita: nel 2025 sono 289, contro 187 dell'anno precedente; oltre l'80% delle emissioni complessive riportate provengono dal segmento upstream, in particolare da impianti onshore, confermando l'importanza di misure dirette per individuare le emissioni non stimate correttamente.

L'Unione Europea assume OGMP 2.0 come riferimento ufficiale per il Regolamento 2024/1787, rendendo quindi il livello di adesione delle imprese europee e italiane un elemento centrale per la conformità ai requisiti normativi dei prodotti importati. In questo contesto, diventa essenziale comprendere come OGMP 2.0 struttura la rendicontazione e come leggere i livelli di qualità del dato.

3.1. La rendicontazione delle emissioni di metano nell'ambito dell'OGMP 2.0: inquadramento metodologico

L'Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0) adotta un sistema di rendicontazione fortemente strutturato, basato su template standardizzati e su una guida metodologica dettagliata che disciplina in modo puntuale perimetro, unità di reporting, categorie emissive e livelli di qualità del dato. Per il segmento upstream e i segmenti midstream e downstream, tali elementi sono definiti nei relativi "Guidance for Completing the Reporting Template" aggiornati ad aprile 2025.

Sebbene le modalità operative di rendicontazione differiscano tra upstream, midstream e downstream, la metodologia OGMP 2.0 si fonda su un impianto concettuale unitario, che definisce in modo coerente l'unità di reporting, le categorie emissive, i livelli di qualità del dato e i criteri di allocazione delle emissioni lungo l'intera filiera.

Dal punto di vista metodologico, la rendicontazione OGMP 2.0 si distingue per l'obiettivo esplicito di superare approcci aggregati e stime generiche, favorendo una progressiva transizione verso inventari basati su misurazioni dirette, a livello di fonte e di asset, e su una maggiore trasparenza delle assunzioni adottate.

Il framework OGMP 2.0 non richiede dati ottimali sin dall'inizio, ma struttura un percorso di miglioramento progressivo della qualità del dato, orientando gli sforzi verso le fonti emissive più rilevanti.



3.1.1. L'asset come unità di rendicontazione

Un elemento centrale del framework OGMP 2.0 è la definizione dell'asset come unità di reporting. L'asset non coincide necessariamente con una singola installazione fisica, ma è inteso come unità operativa coerente sotto una gestione comune, definita secondo criteri geografici, funzionali e organizzativi. Il framework stabilisce che:

- un asset non può estendersi oltre i confini di un singolo Paese;
- non può comprendere attività appartenenti a segmenti diversi della filiera;
- non può aggregare asset gestiti da operatori differenti.

Questa definizione mira a garantire un equilibrio tra granularità del dato e fattibilità operativa, ma introduce al contempo un margine di discrezionalità nella delimitazione degli asset, che può incidere sulla comparabilità dei dati tra aziende.

Per ciascun asset devono essere fornite adeguate descrizioni, includendo il numero di ciascun tipo di impianto aggregato all'interno dell'asset, l'ubicazione fisica ed eventuali caratteristiche uniche o non ordinarie rilevanti per la comprensione dell'impianto.

I documenti di Guidance OGMP 2.0 forniscono per ciascun segmento della filiera un elenco delle tipologie di asset, come da tabelle seguenti:

Tabella 10: Tipologie di asset per il segmento UPSTREAM

Tipologia di asset	Tipologie di impianto
Esplorazione	Pozzi
Pozzi abbandonati	Pozzi abbandonati
Produzione per bacino: onshore – convenzionale	Teste di pozzo
	Pozzi abbandonati
	Batterie di serbatoi
	Unità di trattamento del gas
	Impianti di raccolta e compressione
Produzione per bacino: onshore – non convenzionale	Teste di pozzo
	Pozzi abbandonati
	Batterie di serbatoi
	Unità di trattamento del gas
	Impianti di raccolta e compressione
Produzione offshore	Piattaforma offshore
	Piattaforma dinamica
	Piattaforma statica
	FSO (unità galleggiante di stoccaggio)
	Hub offshore per il trasporto del gas
Unità di trattamento del gas	Unità di trattamento del gas
Impianti di raccolta e compressione	Impianti di raccolta e compressione
Batterie di serbatoi	Batterie di serbatoi

Tabella 11: Tipologie di asset per il segmento MIDSTREAM

Tipologia di asset	Tipologie di impianto
Terminali di liquefazione GNL	Terminale di liquefazione GNL
Trasporto GNL via mare	Nave metaniera
Trasporto GNL	Autobotte o treno GNL
Terminali di rigassificazione GNL	Terminale di rigassificazione GNL
Trasmissione – Gasdotti principali (stesso Paese/regione)	Tratti di gasdotto
Trasmissione – Stazioni (stesso Paese/regione)	Stazioni di riduzione e regolazione / stazioni di misura / stazioni di valvole / stazioni di consegna ai clienti per la misura e la regolazione
Trasmissione – Stazioni di compressione	Stazioni di compressione
Trasmissione – Peak shaving GNL	Impianti GNL di peak shaving
Stoccaggio sotterraneo di gas	Impianti di stoccaggio sotterraneo

Tabella 12: Tipologia di asset per il segmento DOWNSTREAM

Tipologia di asset	Tipologie di impianto
Distribuzione – Linee e stazioni	Linee principali e linee di derivazione, stazioni di riduzione e/o misura; stazioni di valvole; stazioni di immissione
Distribuzione – Stazioni satellite GNL	Stazioni satellite GNL
Distribuzione – Compressori	Compressori

3.1.2. Classificazione delle fonti emissive e struttura prescrittiva del template

Il template OGMP 2.0 prevede, in particolare per i segmenti mid- e downstream, una **classificazione standardizzata delle emissioni di metano** in tre macro-categorie:

- **Emissioni fuggitive (Fugitives)** – emissioni non intenzionali che si verificano per effetto delle proprietà dei materiali o di difetti e perdite nelle componenti del sistema. Nel caso delle reti di distribuzione, l'ultimo Technical Guidance Document distingue tra:
 - permeazione da tubazioni in plastica (fenomeno intrinseco del materiale, generalmente non materiale ai fini inventariali);
 - perdite individuate tramite campagne sistematiche di ricerca fughe (LDAR);
 - perdite individuate a seguito di segnalazioni olfattive (odour call warnings)
- **Emissioni da sfiato (Vents)** – rilasci di gas in atmosfera. Il documento sottolinea la responsabilità degli operatori nel registrare, quantificare e rendicontare tutte le fonti di venting. Sono distinti tra:
 - emissioni operative/manutentive (operational emissions / maintenance venting), di natura intenzionale;
 - sfiati da incidenti, emergenze o danni da terzi (incident/emergency vents; third-party damages), di natura non intenzionale.
- **Emissioni da combustione incompleta (Incomplete combustion)** – riferite allo “slip” di metano non combusto nei sistemi di flaring o negli apparati di generazione di calore presenti nella rete di distribuzione (ad esempio flare portatili utilizzati per evitare venting durante attività operative, o apparecchiature di preriscaldamento nelle stazioni).

La **Figura 34** mostra l'esempio della distribuzione.

**Figura 34: Livelli di rendicontazione e sintesi delle principali fonti di emissioni di metano**

Level 1 reporting		Level 2 reporting	Level 3 / Level 4 reporting		Quantification - Level 4 Reporting (most frequent method)
Distribution Grid	Main lines	Fugitives	Permeation	Unintentional (Property of the material)	Non-material / Level 3 reporting based on generic EFs
			Leaks derived from systematic survey	Unintentional	Measurements / Measurement based EFs
			Odour call warnings	Unintentional	Detailed Engineering Calculations or measurement based EFs
		Vents	Operational emissions / Maintenance Incident / Third party damages (incl. repair)	Intentional	Detailed Engineering Calculations
				Unintentional	Detailed Engineering Calculations
		Incomplete Combustion		Intentional (portable flare to avoid vents)	Detailed Engineering Calculations + DRE of portable flare (98%)
	Service lines (Underground and aboveground)	Fugitives	Permeation	Unintentional (Property of the material)	Non-material / Level 3 reporting based on generic EFs
			Leaks derived from systematic survey	Unintentional	Measurements / Measurement based EFs
			Odour call warnings	Unintentional	Detailed Engineering Calculations or measurement based EFs
		Vents	Operational emissions / Maintenance Incident / Third party damages (incl. repair)	Intentional	Detailed Engineering Calculations
				Unintentional	Detailed Engineering Calculations
		Change/Removal installation of Gas meters		Intentional	Detailed Engineering Calculations or Measurements based EFs (representative sample considering component type, environmental and operating conditions)
	Stations	Fugitives		Unintentional	Measurements / Measurement based EFs
		Vents	Operational emissions / Maintenance Incident / Emergency vents	Intentional	Detailed Engineering Calculations
				Unintentional	Detailed Engineering Calculations
		Incomplete combustion		Intentional	Measurements / Measurement based EFs

Fonte: OGMP 2.0 Technical Guidance Document: Distribution Grids, 2026.

All'interno di ciascuna categoria è definito un elenco dettagliato di fonti emmissive obbligatorie, articolato per sottosistemi (main lines, service lines, stations) e associato ai livelli di reporting OGMP (Level 1–5). Il sistema è concepito per garantire che tutte le fonti rilevanti siano considerate, evitando omissioni selettive e assicurando coerenza con la struttura dei livelli di robustezza metodologica.

Il template impone inoltre regole formali stringenti:

- ogni cella deve essere compilata con un valore numerico, "MI" (missing information) o "N/A";
- l'uso di "zero emissioni" deve essere giustificato tramite note esplicative;
- non è consentito lasciare celle vuote.

Tali vincoli rafforzano la trasparenza metodologica, rendendo esplicite sia le lacune informative sia le scelte di esclusione, e favoriscono il progressivo passaggio da stime basate su fattori di emissione generici (Level 1–2) a metodologie basate su misurazioni e fattori emissione derivati da misure (Level 3–4), fino alla riconciliazione con misure site-level per il conseguimento del Level 5.

3.1.3. Approccio bottom-up e livelli di reporting

La rendicontazione OGMP 2.0 si basa su un approccio bottom-up, in cui le emissioni totali di un asset sono costruite a partire dalla quantificazione delle singole fonti emmissive.

Nel segmento upstream, la natura delle fonti emmissive (spesso caratterizzate da elevata variabilità temporale e da eventi episodici) rende particolarmente complessa la quantificazione delle emissioni di metano. La Guidance OGMP 2.0 riconosce esplicitamente questa criticità, prevedendo un maggiore ricorso a misurazioni dirette, a campagne mirate e a stime di incertezza, soprattutto ai livelli di reporting più elevati.

La qualità del dato è espressa attraverso un sistema di cinque livelli di reporting, che riflettono il grado di dettaglio e di affidabilità delle metodologie utilizzate:

- **Level 1** prevede un'unica stima aggregata a livello di asset o di rete, basata su fattori di emissione generici;



- **Level 2** distingue le emissioni per tipologia (fugitive, venting, combustione incompleta), mantenendo in genere l'uso di fattori medi;
- **Level 3** richiede un inventario completo delle fonti, con fattori di emissione specifici per fonte ma non necessariamente per asset;
- **Level 4** introduce metodologie specifiche per asset o per fonte, basate su misurazioni dirette, fattori di emissione specifici, calcoli ingegneristici o modelli, secondo quanto dettagliato nei Technical Guidance Documents;
- **Level 5** aggiunge la riconciliazione tra l'inventario bottom-up di livello 4 e misurazioni indipendenti a livello di sito, con stima esplicita dell'incertezza associata.

Nel framework OGMP 2.0 i livelli 1–3 corrispondono prevalentemente a stime basate su fattori emissivi generici, mentre i livelli 4 e 5 sono fondati su dati empirici derivanti da misurazioni e/o calcoli avanzati.

È rilevante sottolineare che i livelli sono assegnati per singola fonte emissiva, e che uno stesso asset può includere fonti rendicontate a livelli diversi. Il livello complessivo dell'asset deriva quindi da una sintesi ponderata delle diverse fonti. È inoltre importante distinguere tra il riconoscimento del Level 5, che è attribuito a livello di singolo asset, e lo status di Gold Standard, che viene assegnato su base annuale a livello di impresa e può coesistere con asset rendicontati a livelli diversi.

Per il segmento delle reti di distribuzione, il Technical Guidance Document aggiornato nel 2026 riconosce le difficoltà tecniche della riconciliazione piena tra inventari source-level e misurazioni site-level indipendenti, in ragione dell'estensione geografica delle reti, della dispersione delle perdite e dei limiti tecnologici delle misurazioni su vasta scala.

In tale contesto, OGMP 2.0 ha introdotto una soluzione transitoria (interim solution), in base alla quale il Level 5 per le reti di distribuzione può essere riconosciuto quando misurazioni vehicle-based (Advanced Mobile Leak Detection – AMLD), condotte su un campione rappresentativo della rete, siano seguite da attribuzione delle emissioni alle singole fonti e correttamente integrate nell'inventario annuale.

Le fonti non intercettabili tramite misurazioni site-level (ad esempio venting operativo, danni da terzi o segnalazioni olfattive) devono comunque essere quantificate mediante metodologie source-level (misurazioni dirette o calcoli ingegneristici) e incluse nell'inventario.

Questa impostazione evidenzia come il Level 5, nel segmento downstream, assuma una configurazione adattata alle specificità operative delle reti di distribuzione, mantenendo l'obiettivo della coerenza e completezza dell'inventario pur in presenza di vincoli tecnici.

Un elemento metodologico rilevante del framework OGMP 2.0, esplicitato in modo particolarmente chiaro nella Guidance per il segmento upstream, è il ruolo della materiality analysis. Tale analisi consiste nella valutazione della rilevanza emissiva delle singole fonti di metano a livello di asset, sulla base di un inventario iniziale completo, e guida la prioritizzazione delle fonti su cui applicare metodologie di quantificazione più avanzate. In questo modo, il passaggio dai livelli intermedi a quelli più elevati è orientato a concentrare gli sforzi di misurazione diretta sulle fonti che contribuiscono in misura maggiore al totale delle emissioni. Questo approccio introduce un principio di proporzionalità metodologica, che migliora l'efficienza operativa e la qualità complessiva del dato, ma può incidere sulla comparabilità tra asset e tra aziende, in funzione delle assunzioni iniziali e delle scelte di priorità adottate.



BOX 6: Cos'è la materiality analysis nell'OGMP 2.0

Nel framework OGMP 2.0, la *materiality analysis* è uno strumento metodologico utilizzato per stabilire quali fonti di emissione di metano siano più rilevanti all'interno di un singolo asset e, di conseguenza, dove concentrare gli sforzi di misurazione diretta.

A differenza delle analisi di materialità tipiche dei report di sostenibilità, che valutano la rilevanza di un tema in termini economici, reputazionali o di rischio, la *materiality analysis* dell'OGMP 2.0 ha una natura strettamente tecnica ed emissiva. Una fonte è considerata "materiale" quando contribuisce in misura significativa al totale delle emissioni di metano di un asset.

Il processo si basa su un inventario iniziale completo delle fonti emissive, generalmente costruito utilizzando fattori di emissione standard o stime preliminari (livelli 2 e 3). A partire da questo inventario, le fonti che risultano dominanti in termini di emissioni vengono identificate come prioritarie e sottoposte a metodologie di quantificazione più avanzate, quali misurazioni dirette, campagne di monitoraggio mirate o metodi specifici di sito (livelli 4 e 5).

Questo approccio introduce un principio di proporzionalità metodologica, consentendo alle imprese di allocare risorse tecniche ed economiche dove l'impatto sulla qualità del dato è maggiore. In particolare, nel segmento upstream, caratterizzato da elevata variabilità delle emissioni e da eventi episodici, la *materiality analysis* rappresenta uno strumento essenziale per migliorare l'accuratezza delle stime senza rendere il sistema eccessivamente oneroso.

Tuttavia, poiché la definizione delle fonti materiali dipende dalle stime iniziali e dalle scelte metodologiche adottate a livello di asset, l'uso della *materiality analysis* può incidere sulla comparabilità dei dati tra asset e tra aziende. Per questo motivo, nell'ambito dell'OGMP 2.0 la *materiality analysis* è accompagnata da requisiti di trasparenza sulle assunzioni utilizzate e da un processo di miglioramento progressivo della qualità dei dati.

3.1.4. Integrazione delle misurazioni top-down e gestione dell'incertezza

Il framework OGMP 2.0 prevede esplicitamente, per il Level 5, l'integrazione di misurazioni top-down (ad esempio campagne aeree o altre tecniche di osservazione a scala di sito) al fine di verificare la coerenza dell'inventario bottom-up. Tale riconciliazione è accompagnata dall'obbligo di documentare le metodologie utilizzate e l'incertezza associata, che deve essere stimata e descritta in documenti di supporto caricati sulla piattaforma OGMP.

Questo approccio consente di affrontare una delle principali criticità degli inventari tradizionali, ovvero la difficoltà di catturare emissioni intermittenti o concentrate in singoli eventi, pur lasciando aperte questioni di comparabilità legate all'eterogeneità delle tecniche top-down adottate.

Un ulteriore elemento metodologico rilevante è il processo di data assurance svolto da IMEO, integrato nel reporting OGMP 2.0. Il report "An Eye on Methane 2025" descrive un percorso in più fasi che include verifiche di completezza e coerenza dei dati, analisi di trend e anomalie, integrazione con fonti indipendenti (ad esempio dati satellitari e studi scientifici) e revisione approfondita dei piani di implementazione e delle metodologie proposte per quantificazione e riconciliazione. Tale impianto rafforza l'affidabilità del reporting e ne aumenta la rilevanza per regolatori e stakeholder.

3.2. Le imprese italiane aderenti e il loro livello di reporting

Tabella 13: Imprese italiane aderenti all'OGMP 2.0

Azienda	Segmento	Anno di adesione OGMP	Gold standard	Livello di reporting medio 2025 (asset operati)	Livello di reporting medio 2025 (asset non operati)	Emissioni di metano rendicontate 2024 (kt)
2I RETE GAS S.P.A.	Downstream	2022	Sì (reporting)	5		10,3
ADRIATIC LNG	Midstream	2023	No	3,2		0,1
ADRIGAS SPA	Downstream	2020	Sì (reporting)	4		0,02
ENI	Upstream	2020	Sì (reporting)	4,2	3,7	14,5
G.E.I. GESTIONE ENERGETICA IMPIANTI SPA	Downstream	2020	Sì (reporting)	4		0,1
ITALGAS S.P.A.	Downstream	2020	Sì (reporting)	5	4	2,9
RETIPIU	Downstream	2025	Sì (pathway)	3		0,6
RETRAGAS SRL	Midstream	2020	No	3,1		0,04
SNAM S.P.A.	Midstream	2020	Sì (reporting)	4,7	4,2	11,6
UNARETI S.P.A.	Downstream	2020	Sì (reporting)	4		2,4

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati e informazioni OGMP 2.0. “Gold Standard Reporting” indica imprese che soddisfano i criteri OGMP 2.0 per il livello più elevato di reporting; “Gold Standard Pathway” indica imprese che hanno presentato un piano di miglioramento formalmente riconosciuto per il raggiungimento del Gold Standard entro le tempistiche previste.

La partecipazione di imprese italiane all’Oil & Gas Methane Partnership 2.0 coinvolge diversi segmenti della filiera del gas naturale, includendo attività upstream, midstream e downstream. Tale articolazione riflette la struttura del sistema gas nazionale, caratterizzato da una forte integrazione tra infrastrutture di trasporto, rigassificazione e distribuzione e da una presenza più limitata, ma non trascurabile, di attività di produzione.

L’adesione all’OGMP 2.0 da parte di operatori italiani assume un rilievo particolare nel contesto dell’attuazione del Regolamento (UE) 2024/1787, in quanto il framework OGMP costituisce il principale riferimento metodologico per la rendicontazione delle emissioni di metano basata su misurazioni e per la valutazione della qualità dei dati comunicati dagli operatori. Analizzare il perimetro delle imprese aderenti, il segmento di attività in cui operano e il livello di reporting raggiunto consente quindi di fornire una prima indicazione sul grado di preparazione del sistema industriale italiano rispetto ai nuovi obblighi europei in materia di monitoraggio, comunicazione e riduzione delle emissioni di metano.

Il quadro che emerge mostra una partecipazione concentrata soprattutto nei segmenti midstream e downstream, dove operano i principali gestori delle infrastrutture gas nazionali, affiancata dalla presenza di un grande operatore upstream attivo anche a livello internazionale. I diversi livelli di reporting raggiunti dalle imprese aderenti riflettono sia le specificità dei segmenti di attività sia il grado di maturità delle metodologie di quantificazione adottate, offrendo un utile punto di osservazione sulle pratiche di monitoraggio del metano oggi in uso in Italia.

3.2.1. Aziende italiane upstream

Le schede che seguono sono state ricostruite sulla base delle informazioni pubbliche contenute nel rapporto OGMP 2.0 – An Eye on Methane 2025 e riorganizzate secondo una struttura uniforme, al fine di facilitare il confronto tra le imprese italiane aderenti.

3.2.1.1. Eni

ENI è il principale operatore italiano attivo nel segmento upstream della filiera del gas naturale, con attività di esplorazione e produzione sia in Italia sia all’estero. L’azienda ha aderito all’OGMP 2.0 nel 2020 e partecipa al framework con riferimento agli asset operati e non operati inclusi nel perimetro di rendicontazione.



Il reporting OGMP 2.0 di ENI copre prevalentemente asset upstream operati, con un perimetro che include attività di produzione onshore e offshore. Il perimetro di rendicontazione riflette l'ampia diversificazione geografica e operativa delle attività del gruppo.

Nel reporting 2025, ENI presenta un livello medio di reporting pari a Level 4–5 per gli asset operati, con una quota significativa delle emissioni quantificate tramite misurazioni dirette e metodologie measurement-based, integrate, per alcuni asset, da processi di riconciliazione con approcci top-down. Gli asset non operati risultano rendicontati a livelli mediamente inferiori, in linea con le limitazioni di accesso ai dati.

Nel 2025 ENI ha ottenuto lo status di Gold Standard Reporting nell'ambito dell'OGMP 2.0, confermando il raggiungimento dei requisiti richiesti per la rendicontazione avanzata delle emissioni di metano.

Le emissioni di metano rendicontate da ENI nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 14,5 kt CH₄, con riferimento al perimetro di reporting dichiarato e agli asset inclusi nel framework.

Il profilo di reporting di ENI evidenzia un elevato livello di maturità metodologica, con un utilizzo esteso di misurazioni dirette e processi di miglioramento continuo della qualità del dato, risultando pienamente coerente con l'approccio measurement-based adottato dal Regolamento (UE) 2024/1787.

3.2.2. Aziende italiane midstream

3.2.2.1. Adriatic LNG

Adriatic LNG è un operatore attivo nel segmento midstream della filiera del gas naturale, responsabile della gestione del terminale di rigassificazione offshore localizzato al largo della costa veneta. L'azienda ha aderito all'OGMP 2.0 nel 2023 e partecipa al framework con riferimento agli asset operati in Italia.

Il reporting OGMP 2.0 di Adriatic LNG riguarda il terminale di rigassificazione, includendo le principali fonti emissive associate alle operazioni di ricezione del GNL, rigassificazione e immissione del gas nella rete nazionale. Il perimetro di rendicontazione riflette la natura infrastrutturale e circoscritta delle attività svolte dall'operatore.

Nel reporting 2025, Adriatic LNG presenta un livello medio di reporting pari a 3,2 per gli asset operati, basato su una combinazione di stime specifiche e metodologie strutturate di quantificazione delle emissioni, con un ricorso ancora limitato a misurazioni dirette.

Nel 2025 Adriatic LNG non ha raggiunto lo status di Gold Standard nell'ambito dell'OGMP 2.0.

Le emissioni di metano rendicontate nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 0,1 kt CH₄, in coerenza con il perimetro limitato degli asset inclusi nel reporting.

Nel complesso, il profilo di reporting di Adriatic LNG evidenzia una fase iniziale di implementazione del framework OGMP 2.0, con margini di miglioramento soprattutto nell'estensione delle metodologie measurement-based, in linea con il percorso di rafforzamento progressivo della qualità del dato previsto dal Regolamento (UE) 2024/1787.

3.2.2.2. Retragas S.r.l.

Retragas S.r.l., società del Gruppo A2A S.p.A., è un operatore attivo nel segmento midstream della filiera del gas naturale, specializzato nel trasporto regionale del gas nel Nord Italia. L'azienda ha aderito all'OGMP 2.0 nel 2020 e partecipa al framework con riferimento agli asset operati.

Il reporting OGMP 2.0 di Retragas riguarda la propria rete di trasporto regionale, interconnessa a valle della rete nazionale del principale operatore di trasporto. L'azienda gestisce oltre 400 km di rete e 8 cabine primarie di interconnessione, operando in Lombardia e Trentino-Alto Adige e movimentando nel 2022 oltre 360 milioni di metri cubi di gas naturale.



Nel reporting 2025, Retragas presenta un livello medio di reporting pari a 3,1 per gli asset operati, basato su metodologie di stima strutturate per le diverse fonti emissive, coerenti con le caratteristiche operative della rete regionale gestita.

Nel 2025 Retragas non risulta Gold Standard ai sensi del framework OGMP 2.0.

Le emissioni di metano rendicontate nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 0,04 kt CH₄, riflettendo il perimetro circoscritto delle infrastrutture incluse nel reporting.

Il profilo di reporting di Retragas evidenzia un livello intermedio di maturità metodologica, coerente con il segmento di attività e con un potenziale di miglioramento legato all'evoluzione verso un maggiore utilizzo di misurazioni dirette, in linea con le indicazioni del quadro regolatorio europeo.

3.2.2.3. Snam S.p.A.

Snam S.p.A. è uno dei principali operatori europei nel segmento midstream della filiera del gas naturale, attivo nel trasporto, nello stoccaggio e nella rigassificazione. L'azienda ha aderito all'OGMP 2.0 nel 2020 e partecipa al framework con riferimento agli asset operati e non operati inclusi nel perimetro di rendicontazione.

Il reporting OGMP 2.0 di Snam copre un ampio perimetro infrastrutturale, comprendente una rete di trasporto che supera i 40.000 km in Italia e all'estero, significative capacità di stoccaggio e attività di rigassificazione, per una capacità annua complessiva stimata di 28 miliardi di metri cubi, incluse le navi rigassificatrici di Piombino e Ravenna.

Nel reporting 2025, Snam presenta un livello medio di reporting pari a 4,7 per gli asset operati e 4,2 per gli asset non operati, con un'ampia applicazione di metodologie measurement-based. La società ha sviluppato da oltre vent'anni una metodologia di contabilizzazione delle emissioni di metano basata su fattori di emissione derivanti da misurazioni in campo, progressivamente rafforzata nel tempo.

Nel 2025 Snam ha ottenuto lo status di Gold Standard Reporting nell'ambito dell'OGMP 2.0.

Le emissioni di metano rendicontate da Snam nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 11,6 kt CH₄, con riferimento al perimetro di reporting dichiarato.

Il profilo di reporting di Snam evidenzia un elevato livello di maturità metodologica, supportato da obiettivi di riduzione delle emissioni assolute di metano progressivamente più ambiziosi e coerenti con le raccomandazioni OGMP 2.0 e con l'approccio measurement-based previsto dal Regolamento (UE) 2024/1787.

3.2.3. Aziende italiane downstream

3.2.3.1. 2i Rete Gas S.p.A.

2i Rete Gas S.p.A. è stata uno dei principali operatori italiani nel segmento downstream della filiera del gas naturale, attiva nella distribuzione del gas su larga scala. L'azienda ha aderito all'OGMP 2.0 nel 2022 e ha partecipato al framework con riferimento agli asset operati sul territorio nazionale. Nel 2025, 2i Rete Gas è confluita in Italgas.

Il reporting OGMP 2.0 di 2i Rete Gas ha riguardato la rete di distribuzione gestita dall'azienda fino al completamento dell'operazione di integrazione, comprendente oltre 72.000 km di rete, più di 2.200 comuni serviti e circa 4,9 milioni di clienti, per un volume di gas distribuito pari a 5,3 miliardi di metri cubi nel 2024.

Nel reporting 2025, 2i Rete Gas presenta un livello medio di reporting pari a 5 per gli asset operati, con un'ampia applicazione di metodologie measurement-based supportate da campagne estese di rilevamento e riparazione delle perdite (LDAR), condotte con tecnologie avanzate.

Nel 2025 l'azienda ha ottenuto lo status di Gold Standard Reporting nell'ambito dell'OGMP 2.0.



Le emissioni di metano rendicontate nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 10,3 kt CH₄, con riferimento al perimetro di reporting dichiarato.

Nel complesso, il profilo di reporting di 2i Rete Gas evidenzia un elevato livello di maturità metodologica, caratterizzato da un uso sistematico dei dati di campo per migliorare la quantificazione delle emissioni e definire obiettivi di riduzione di lungo periodo, in coerenza con l'approccio measurement-based del Regolamento (UE) 2024/1787.

3.2.3.2. Adrigas S.p.A.

Adrigas S.p.A., società appartenente al Gruppo SGR, è un operatore attivo nel segmento downstream della filiera del gas naturale, specializzato nella distribuzione del gas. L'azienda ha aderito all'OGMP 2.0 nel 2020 e partecipa al framework con riferimento agli asset operati.

Il reporting OGMP 2.0 di Adrigas riguarda una rete di distribuzione estesa per oltre 2.700 km, localizzata principalmente nelle regioni Emilia-Romagna e Marche, con più di 800 impianti di riduzione e circa 175.000 punti di riconsegna.

Nel reporting 2025, Adrigas presenta un livello medio di reporting pari a 4 per gli asset operati, basato su metodologie strutturate di quantificazione delle emissioni e su un progressivo rafforzamento delle pratiche di monitoraggio della rete.

Nel 2025 Adrigas ha ottenuto lo status di Gold Standard Reporting nell'ambito dell'OGMP 2.0.

Le emissioni di metano rendicontate nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 0,02 kt CH₄, in relazione al perimetro degli asset inclusi nel reporting.

Il profilo di reporting di Adrigas evidenzia un buon livello di maturità metodologica, coerente con le dimensioni dell'operatore e con un impegno più ampio del gruppo di appartenenza verso la transizione energetica e il miglioramento dell'efficienza ambientale delle infrastrutture.

3.2.3.3. GEI Gestione Energetica Impianti S.p.A.

GEI Gestione Energetica Impianti S.p.A. è un operatore italiano attivo nel segmento downstream della filiera del gas naturale, con oltre 70 anni di esperienza nella distribuzione del gas nel Nord Italia. L'azienda ha aderito all'OGMP 2.0 nel 2020 e partecipa al framework con riferimento agli asset operati.

Il reporting OGMP 2.0 di GEI riguarda una rete di distribuzione di circa 2.600 km, comprendente oltre 1.000 stazioni di riduzione e misura e circa 150.000 punti di riconsegna, localizzati principalmente in Lombardia, Piemonte e Veneto.

Nel reporting 2025, GEI presenta un livello medio di reporting pari a 4 per gli asset operati, basato su metodologie di stima consolidate e su un'attenzione crescente alla qualità del servizio, alla sicurezza e alla sostenibilità ambientale.

Nel 2025 GEI ha ottenuto lo status di Gold Standard Reporting nell'ambito dell'OGMP 2.0.

Le emissioni di metano rendicontate nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 0,1 kt CH₄, con riferimento al perimetro di reporting dichiarato.

Nel complesso, il profilo di reporting di GEI evidenzia un livello di maturità metodologica consolidato, coerente con le caratteristiche operative dell'azienda e con l'approccio di miglioramento continuo promosso dal framework OGMP 2.0.

3.2.3.4. Italgas S.p.A.

Italgas S.p.A. è il principale operatore italiano nel segmento downstream della filiera del gas naturale e, a seguito dell'acquisizione di 2i Rete Gas nel 2025, il maggiore distributore europeo per numero di punti di



riconsegna. L'azienda ha aderito all'OGMP 2.0 nel 2020 e partecipa al framework con riferimento agli asset operati e non operati.

Il reporting OGMP 2.0 di Italgas copre una rete di distribuzione che supera i 156.000 km, servendo circa 13 milioni di utenti in oltre 4.200 comuni e distribuendo nel 2024 oltre 13 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Nel reporting 2025, Italgas presenta un livello medio di reporting pari a 5 per gli asset operati e 4 per gli asset non operati, con un'ampia adozione di metodologie measurement-based supportate da processi avanzati di digitalizzazione e monitoraggio della rete.

Nel 2025 Italgas ha ottenuto lo status di Gold Standard Reporting nell'ambito dell'OGMP 2.0.

Le emissioni di metano rendicontate nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 2,9 kt CH₄, con riferimento al perimetro di reporting dichiarato.

Il profilo di reporting di Italgas evidenzia un elevato livello di maturità metodologica, sostenuto da investimenti in innovazione tecnologica, digitalizzazione delle infrastrutture e sviluppo di pratiche avanzate di monitoraggio delle emissioni, in linea con i requisiti del Regolamento (UE) 2024/1787.

3.2.3.5. RetiPiù

RetiPiù S.p.A., società del Gruppo A2A, è un operatore attivo nel segmento downstream della filiera del gas naturale. L'azienda ha aderito all'OGMP 2.0 nel 2025 e partecipa al framework con riferimento agli asset operati.

Il reporting OGMP 2.0 di RetiPiù riguarda una rete di distribuzione estesa per circa 2.900 km, composta per il 70% da condotte in acciaio e per il 30% da condotte in polietilene, organizzata in 58 impianti operativi e al servizio di 107 comuni nelle province di Milano, Monza e Brianza, Como e Bergamo.

Nel reporting 2025, RetiPiù presenta un livello medio di reporting pari a 3 per gli asset operati, coerente con una fase iniziale di partecipazione al framework OGMP 2.0.

Nel 2025 RetiPiù risulta inserita nel Gold Standard Pathway, avendo presentato un piano di miglioramento formalmente riconosciuto per il raggiungimento del Gold Standard entro le tempistiche previste.

Le emissioni di metano rendicontate nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 0,6 kt CH₄.

Nel complesso, il profilo di reporting di RetiPiù riflette una fase iniziale di sviluppo delle metodologie di quantificazione, con un potenziale di miglioramento legato all'estensione delle attività di monitoraggio e all'introduzione progressiva di misurazioni dirette.

3.2.3.6. Unareti S.p.A.

Unareti S.p.A. è un operatore attivo nel segmento downstream della filiera del gas naturale, operante in diverse regioni del Nord Italia. L'azienda ha aderito all'OGMP 2.0 nel 2020 e partecipa al framework con riferimento agli asset operati.

Il reporting OGMP 2.0 di Unareti riguarda una rete di distribuzione che supera i 5.130 km, attraverso la quale l'azienda fornisce ogni anno oltre 480 milioni di metri cubi di gas naturale a circa un milione di utenti.

Nel reporting 2025, Unareti presenta un livello medio di reporting pari a 4 per gli asset operati, supportato da un'intensificazione delle attività di monitoraggio e da un miglioramento delle metodologie di quantificazione delle emissioni.

Nel 2025 Unareti ha ottenuto lo status di Gold Standard Reporting nell'ambito dell'OGMP 2.0.

Le emissioni di metano rendicontate nell'ambito OGMP 2.0 per l'anno 2024 ammontano a circa 2,4 kt CH₄.

Il profilo di reporting di Unareti evidenzia un buon livello di maturità metodologica, caratterizzato dall'utilizzo di tecnologie avanzate di rilevamento delle perdite (tra cui sistemi mobili ad alta sensibilità) e da programmi



strutturati di ispezione e rinnovo delle reti, in coerenza con gli obiettivi di riduzione del metano definiti nel piano di implementazione OGMP.

3.2.4. Le buone pratiche OGMP2.0 in Italia

Nel complesso, l'analisi delle imprese italiane aderenti all'OGMP 2.0 evidenzia un livello di partecipazione articolato lungo l'intera filiera del gas naturale, con profili di reporting differenziati in funzione del segmento di attività, delle dimensioni operative e della maturità delle metodologie di quantificazione adottate. La presenza di un grande operatore upstream con un livello avanzato di rendicontazione, affiancata da una partecipazione significativa di operatori midstream e downstream responsabili della gestione delle principali infrastrutture gas nazionali, riflette in modo coerente la struttura del sistema gas italiano.

I livelli medi di reporting raggiunti mostrano come una parte rilevante degli operatori, in particolare nei segmenti della distribuzione e del trasporto, abbia già intrapreso un percorso di rafforzamento della qualità del dato, con un ricorso crescente a metodologie measurement-based e a programmi strutturati di monitoraggio e riparazione delle perdite. Al tempo stesso, la variabilità osservata tra le imprese aderenti segnala margini di miglioramento ancora presenti, soprattutto per gli operatori con adesione più recente al framework o con perimetri infrastrutturali più frammentati.

Nel rapporto *An Eye on Methane 2025* alcune società con attività in Italia sono richiamate come esempi di applicazione di approcci measurement-based e di miglioramento della qualità del dato, inclusi casi riferiti a campagne avanzate di individuazione e riparazione delle perdite e al rafforzamento del reporting nelle joint venture non operate (OGMP 2.0, 2025, pp. 4 e 10):

- **Italgas** viene menzionata come *case study* per aver ridotto del 40% le perdite grazie a campagne di misura avanzate su tutta la rete.
- **Snam** figura tra le aziende che hanno accelerato la qualità dei dati e accompagnato anche i partner in joint venture non operative verso il reporting OGMP 2.0.
- **Eni** è riportata come esempio di significativo miglioramento del reporting delle NOJV in Nord Africa, con campagne di misura di sito e supporto metodologico ai partner locali.



4. Le emissioni dei Paesi da cui l'Italia importa gas naturale e petrolio

L'analisi delle emissioni di metano associate alla filiera del gas naturale non può limitarsi al solo perimetro territoriale nazionale, soprattutto nel caso di Paesi caratterizzati da un'elevata dipendenza dalle importazioni. Come illustrato nel Capitolo 1, l'Italia soddisfa stabilmente oltre il 90% del proprio fabbisogno di gas naturale attraverso forniture estere, mentre le emissioni di metano contabilizzate negli inventari nazionali, in linea con le regole della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), includono esclusivamente le emissioni generate all'interno dei confini nazionali.

Questa asimmetria tra luogo di consumo e luogo di produzione comporta che una parte rilevante delle emissioni di metano associate all'utilizzo del gas naturale in Italia sia generata al di fuori del territorio nazionale, lungo le fasi a monte della filiera – in particolare estrazione, trattamento, trasporto e, nel caso del GNL, liquefazione e trasporto marittimo. Tali emissioni, pur non rientrando negli obblighi di rendicontazione territoriale previsti dagli inventari nazionali, contribuiscono all'impatto climatico complessivo del sistema energetico italiano.

Per questo motivo, l'analisi delle emissioni di metano dei Paesi esportatori di gas naturale verso l'Italia rappresenta un complemento necessario alla lettura dei dati nazionali. Essa consente di collocare le emissioni territoriali all'interno di un quadro più ampio, coerente con l'approccio di filiera adottato a livello internazionale e con l'evoluzione del quadro normativo europeo in materia di riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia.

L'analisi sviluppata in questo capitolo ha una finalità conoscitiva e comparativa: mettere in evidenza gli ordini di grandezza delle emissioni di metano associate alle diverse catene di approvvigionamento, la loro variabilità e le principali determinanti strutturali che ne influenzano l'intensità emissiva.

In questo contesto, le stime disponibili a livello internazionale (elaborate da organismi quali l'International Methane Emissions Observatory, IMEO, l'Agenzia internazionale dell'energia, IEA, e da studi indipendenti di settore) costituiscono strumenti utili per costruire un quadro indicativo delle emissioni upstream e midstream nei principali Paesi produttori ed esportatori di gas naturale. Tali informazioni, pur caratterizzate da margini di incertezza significativi e da approcci metodologici differenti, consentono di evidenziare la forte eterogeneità delle performance emissive tra Paesi, tra bacini produttivi e persino all'interno di uno stesso contesto nazionale.

Questa eterogeneità rappresenta uno degli elementi chiave alla base dell'impostazione del Regolamento (UE) 2024/1787, che introduce per la prima volta obblighi di trasparenza e rendicontazione delle emissioni di metano associate alle importazioni di combustibili fossili.

4.1. I principali Paesi fornitori dell'Italia: quadro generale delle emissioni di metano

I Paesi analizzati in questo paragrafo sono stati selezionati in base alla loro rilevanza nel mix di approvvigionamento energetico dell'Italia, con particolare riferimento alle importazioni di gas naturale e petrolio greggio, come illustrato nel Capitolo 1.

Nel complesso, Algeria, Azerbaijan, Qatar, Russia, Stati Uniti, Norvegia, Paesi Bassi e Libia rappresentano la quasi totalità delle importazioni italiane di gas naturale nel periodo più recente, includendo sia forniture via gasdotto sia sotto forma di gas naturale liquefatto (GNL).

Per quanto riguarda il petrolio greggio, i principali Paesi fornitori dell'Italia includono Libia, Azerbaijan, Kazakistan, Iraq, Stati Uniti, Arabia Saudita e Nigeria, cui si aggiungono contributi minori provenienti da Norvegia, Algeria e Angola. Anche in questo caso, un numero relativamente ristretto di Paesi concentra una quota significativa delle importazioni complessive di greggio destinate al sistema di raffinazione italiano.

La selezione dei Paesi considerati mira, inoltre, a rappresentare un insieme eterogeneo di contesti produttivi e infrastrutturali, caratterizzati da differenti condizioni geologiche, tipologie di asset (onshore e offshore, convenzionali e non convenzionali), livelli di maturità delle infrastrutture e quadri regolatori. I Paesi analizzati presentano anche gradi diversi di disponibilità e qualità dei dati sulle emissioni di metano, riflettendo



differenti livelli di trasparenza, capacità di monitoraggio e adesione a iniziative internazionali di rendicontazione.

L'analisi non ha l'obiettivo di coprire in modo esaustivo l'insieme dei Paesi esportatori di gas naturale e petrolio verso l'Italia, né di formulare valutazioni comparative di tipo prescrittivo. Essa intende piuttosto fornire un quadro indicativo degli ordini di grandezza delle emissioni di metano associate alle principali catene di approvvigionamento, evidenziando la variabilità tra Paesi e all'interno dei singoli contesti nazionali, nonché i fattori strutturali che influenzano l'intensità emissiva delle diverse filiere energetiche.

4.1.1. Le emissioni dei principali Paesi da cui l'Italia importa gas naturale e petrolio

Le stime internazionali disponibili indicano che le emissioni di metano associate alle attività del settore energetico variano in modo significativo tra i principali Paesi da cui l'Italia importa gas naturale e petrolio. Tali differenze riflettono una combinazione di fattori, tra cui la tipologia e l'età degli asset produttivi, le pratiche operative adottate (in particolare in relazione a flaring e venting), il grado di manutenzione delle infrastrutture, la presenza di programmi sistematici di individuazione e riparazione delle perdite (LDAR) e la qualità dei sistemi di monitoraggio e rendicontazione.

Nei Paesi caratterizzati da produzioni consolidate e da quadri regolatori stringenti, come Norvegia e Paesi Bassi, le emissioni di metano associate alle attività upstream risultano generalmente contenute e supportate da una buona disponibilità di dati. Al contrario, contesti caratterizzati da infrastrutture più mature o da condizioni operative più complesse, come alcune aree di produzione in Algeria, Libia o Russia, mostrano livelli emissivi più elevati e una maggiore incertezza associata alle stime disponibili.

Nel caso dei fornitori di gas naturale liquefatto (GNL), in particolare Qatar e Stati Uniti, alle emissioni upstream si aggiungono quelle legate alle fasi di liquefazione e al trasporto marittimo. Queste componenti possono contribuire in modo significativo all'impronta emissiva complessiva della filiera e introducono ulteriori fattori di variabilità legati all'efficienza degli impianti di liquefazione, alle distanze percorse dalle navi metaniere e alle tecnologie utilizzate lungo la catena logistica.

L'analisi delle stime elaborate dalla IEA per il settore energetico evidenzia inoltre come i profili emissivi dei principali Paesi fornitori dell'Italia differiscano non solo in termini di livelli assoluti, ma anche per la composizione delle fonti emissive. In diversi casi, una quota rilevante delle emissioni di metano è associata alle attività di produzione di petrolio piuttosto che al gas naturale. Questo aspetto è particolarmente evidente in alcuni grandi Paesi produttori, dove le emissioni del segmento oil upstream risultano predominanti rispetto a quelle legate al gas.

La forte integrazione tra le filiere petrolifera e del gas rende infatti spesso difficile attribuire le emissioni di metano a singole catene di approvvigionamento. Per questo motivo, l'analisi presentata nei paragrafi successivi considera separatamente le emissioni associate al gas naturale e al petrolio importati in Italia, pur riconoscendo che tali emissioni derivano frequentemente da sistemi produttivi integrati.

Tabella 14: Stime delle emissioni di metano del settore oil&gas nei principali Paesi fornitori dell'Italia (kt CH₄), 2024

Paese	Fornitori Gas/Petrolio	Gas upstream	Infrastrutture gas	Oil upstream	Altre fonti*
Algeria	Gas e petrolio	615	184	1.603	135
Angola	Petrolio	17	6	803	2
Arabia Saudita	Petrolio	169	79	1.389	51
Azerbaijan	Gas e petrolio	46	26	178	13
Iraq	Petrolio	29	26	2.128	37
Kazakistan	Petrolio	113	41	561	199
Libia	Gas e petrolio	35	20	1.250	31
Nigeria	Petrolio	0	0	30	0
Norvegia	Gas e petrolio	8	1	8	0
Paesi Bassi	Gas	5	8	1	2
Qatar	Gas	550	60	421	3
Russia	Gas	2.417	937	5.515	1.316
Stati Uniti	Gas e petrolio	6.723	2.080	6.284	2.469
Italia		2	70	9	2

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati IEA. *Altre fonti = impianti abbandonati + grandi emissioni satellitari

Libia. La Libia rappresenta uno dei principali fornitori di petrolio greggio per il sistema di raffinazione italiano e fornisce inoltre gas naturale tramite il gasdotto Greenstream. La produzione è concentrata in giacimenti onshore e offshore caratterizzati da infrastrutture mature e da un contesto operativo complesso.

Le stime disponibili indicano per la Libia livelli di emissioni di metano relativamente elevati nel settore energetico, in particolare nel segmento oil upstream, mentre le emissioni associate alla filiera del gas risultano più contenute. Le stime disponibili sono inoltre caratterizzate da un elevato grado di incertezza, riconducibile alla complessità del contesto operativo, all'età delle infrastrutture e alla limitata disponibilità di dati pubblici sistematici sulle pratiche di gestione delle emissioni.

Algeria. L'Algeria rappresenta da decenni uno dei principali fornitori di gas naturale dell'Italia, con volumi significativi trasportati prevalentemente tramite il gasdotto Transmed e, in misura minore, sotto forma di GNL. La produzione di gas naturale è concentrata in larga parte in giacimenti onshore di grandi dimensioni, molti dei quali in esercizio da lungo tempo.

I dati IEA indicano che, nel settore energia, una quota rilevante delle emissioni di metano in Algeria è associata alle attività oil upstream, mentre le emissioni legate al gas risultano più contenute ma comunque significative, in particolare lungo le infrastrutture di trasporto.

Azerbaijan. L'Azerbaijan è divenuto un fornitore strategico per l'Italia a partire dall'entrata in esercizio del gasdotto TAP, che convoglia gas dal bacino del Caspio al mercato europeo. Oltre al gas naturale, il Paese rappresenta anche un fornitore rilevante di petrolio greggio per il mercato europeo.

La produzione destinata all'esportazione proviene principalmente da grandi giacimenti offshore, sviluppati relativamente di recente e gestiti da consorzi internazionali. Le stime IEA indicano livelli di emissioni di metano upstream generalmente inferiori rispetto ad altri grandi Paesi produttori, coerenti con la presenza di asset relativamente moderni e con il coinvolgimento di operatori internazionali.

Stati Uniti. Gli Stati Uniti sono un fornitore rilevante di gas naturale liquefatto (GNL) per il mercato europeo e italiano e rappresentano al contempo un importante produttore ed esportatore di petrolio.

La produzione di gas naturale è altamente diversificata, includendo sia giacimenti convenzionali sia, in misura significativa, produzioni non convenzionali da shale gas. Le stime IEA mostrano per gli Stati Uniti livelli assoluti elevati di emissioni sia nel segmento gas upstream sia in quello oil upstream, accompagnati da un contributo rilevante di grandi emissioni rilevate via satellite, a conferma dell'elevata eterogeneità delle pratiche operative tra bacini produttivi.



Norvegia. La Norvegia rappresenta uno dei principali fornitori di gas naturale per il mercato europeo e italiano e contribuisce inoltre, seppure in misura più limitata, alle forniture di petrolio greggio. La produzione avviene prevalentemente offshore nel Mare del Nord e nel Mare di Norvegia.

Le stime IEA indicano per la Norvegia livelli molto contenuti di emissioni di metano sia nel segmento gas upstream sia in quello oil upstream. Questo risultato è generalmente attribuito alla combinazione di infrastrutture relativamente moderne, elevati standard operativi e sistemi avanzati di monitoraggio e gestione delle perdite.

Qatar. Il Qatar è uno dei principali esportatori mondiali di gas naturale liquefatto e rappresenta una quota rilevante delle importazioni italiane via terminali di rigassificazione. La produzione di gas naturale è fortemente concentrata nel giacimento North Field, uno dei più grandi al mondo, caratterizzato da economie di scala e da infrastrutture altamente integrate.

Le emissioni di metano upstream stimate da IEA per il Qatar risultano generalmente contenute in termini di intensità, anche grazie alla forte concentrazione della produzione in un unico grande giacimento e all'elevato livello di integrazione delle infrastrutture. Nel caso del GNL, tuttavia, l'impronta emissiva complessiva risente anche delle fasi di liquefazione e trasporto marittimo.

Russia. Fino al 2021 la Russia ha rappresentato il principale fornitore di gas naturale dell'Italia. Sebbene il suo peso nelle importazioni si sia drasticamente ridotto negli ultimi anni, il gas russo continua a essere rilevante ai fini di un'analisi storica e comparativa delle emissioni associate alle catene di approvvigionamento.

Le stime IEA indicano per la Russia livelli molto elevati di emissioni nel settore energetico, con un contributo particolarmente significativo delle attività oil upstream e delle infrastrutture di trasporto del gas. Una parte delle emissioni è inoltre associata a grandi rilasci individuati tramite osservazioni satellitari, elemento che contribuisce ad ampliare l'incertezza complessiva delle stime.

Paesi Bassi. I Paesi Bassi hanno storicamente rappresentato uno dei principali produttori di gas naturale in Europa. Negli ultimi anni, tuttavia, la produzione nazionale è stata progressivamente ridotta, in particolare a seguito della chiusura del giacimento di Groningen.

Nonostante il calo della produzione domestica, i Paesi Bassi continuano a svolgere un ruolo rilevante nel sistema europeo del gas come hub commerciale e infrastrutturale. Le stime IEA indicano livelli di emissioni di metano relativamente contenuti, con contributi limitati dalle attività upstream e valori modesti associati alle infrastrutture del gas.

Kazakistan. Il Kazakistan rappresenta uno dei principali fornitori di petrolio greggio per il mercato europeo e per il sistema di raffinazione italiano. La produzione è concentrata in alcuni grandi giacimenti, tra cui Tengiz, Karachaganak e Kashagan, sviluppati negli ultimi decenni con il coinvolgimento di operatori internazionali.

Le stime IEA indicano che una quota significativa delle emissioni di metano del settore energetico kazako è associata alle attività oil upstream, mentre le emissioni legate al gas risultano più contenute. La presenza di grandi giacimenti integrati e l'eterogeneità delle pratiche operative tra i diversi consorzi contribuiscono a una certa variabilità nelle stime disponibili.

Iraq. L'Iraq è uno dei maggiori produttori di petrolio del Medio Oriente e rappresenta una fonte rilevante di approvvigionamento per il mercato internazionale del greggio. La produzione è fortemente concentrata in grandi campi onshore, in particolare nelle regioni meridionali del Paese.

Le stime IEA indicano che le emissioni di metano nel settore energetico iracheno sono dominate dalle attività oil upstream, spesso associate a livelli significativi di flaring e venting legati alla gestione del gas associato alla produzione petrolifera.

Arabia Saudita. L'Arabia Saudita è uno dei principali produttori ed esportatori mondiali di petrolio greggio e rappresenta una fonte stabile di approvvigionamento per numerosi mercati internazionali, inclusi quelli europei. La produzione è caratterizzata da giacimenti di grandi dimensioni e da infrastrutture altamente integrate.



Le stime IEA indicano livelli relativamente contenuti di emissioni di metano rispetto ai volumi di produzione, in parte grazie alla forte integrazione delle infrastrutture e alla gestione centralizzata delle operazioni di produzione.

Nigeria. La Nigeria è uno dei principali produttori di petrolio dell'Africa subsahariana e una fonte significativa di greggio per il mercato europeo. La produzione è concentrata prevalentemente nel delta del Niger e comprende sia attività onshore sia offshore.

Le stime disponibili indicano livelli relativamente contenuti di emissioni di metano attribuite al settore energetico, anche se l'incertezza associata ai dati rimane significativa a causa del contesto operativo complesso e della presenza di infrastrutture eterogenee.

Angola. L'Angola rappresenta uno dei principali produttori di petrolio dell'Africa e un fornitore consolidato per il mercato internazionale del greggio. La produzione è prevalentemente offshore e concentrata in grandi progetti sviluppati negli ultimi decenni con il contributo di operatori internazionali.

Le stime IEA indicano che le emissioni di metano del settore energetico angolano sono principalmente associate alle attività oil upstream, mentre il contributo delle infrastrutture del gas risulta più limitato.

Nel loro insieme, questi dati evidenziano come i profili emissivi dei principali Paesi fornitori dell'Italia non siano omogenei, ma riflettano modelli produttivi e infrastrutturali differenti. In alcuni contesti le emissioni di metano risultano dominate dalle attività petrolifere e dalla gestione del gas associato alla produzione di greggio, mentre in altri Paesi sono distribuite tra più segmenti della filiera energetica o risultano relativamente contenute grazie alla presenza di infrastrutture più moderne e a sistemi di monitoraggio più sviluppati.

Questa eterogeneità conferma come l'intensità emissiva delle catene di approvvigionamento dipenda non solo dai volumi di produzione, ma anche dalle caratteristiche tecniche delle infrastrutture, dalle pratiche operative adottate e dal grado di trasparenza dei sistemi di rendicontazione. Per un Paese fortemente dipendente dalle importazioni di combustibili fossili come l'Italia, tali differenze rappresentano un elemento rilevante per comprendere la variabilità delle emissioni associate alle diverse filiere di approvvigionamento.

4.1.2. Le emissioni associate alle importazioni di gas naturale

A partire dalle stime internazionali disponibili e dai dati sui flussi di importazione, il presente paragrafo propone una quantificazione indicativa delle emissioni di metano associate al gas naturale importato in Italia, con l'obiettivo di confrontare ordini di grandezza tra le principali aree di approvvigionamento.

Tabella 15: Stima preliminare delle emissioni di metano associate al gas naturale importato in Italia (approccio allocativo semplificato)

	Gas prodotto (bcm)	Stima IEA emissioni - base (kt CH ₄)	Stima IEA emissioni - alta (kt CH ₄)	Intensità media - base (ktCH ₄ /bcm)	Intensità media - alta (ktCH ₄ /bcm)	Gas importato Italia (bcm)	Quota sul totale importato in Italia (%)	Emissioni attribuite all' Italia - base (kt CH ₄)	Emissioni attribuite all' Italia - alto (kt CH ₄)
Algeria	94,72	798,77	933,52	8,43	9,86	23,27	39%	196,21	229,31
Azerbaijan	37,76	71,93	85,30	1,90	2,26	10,13	17%	19,30	22,89
Qatar	179,45	610,63	614,00	3,40	3,42	6,90	12%	23,49	23,62
Russia	629,86	3.354,39	4.670,26	5,33	7,41	5,70	10%	30,33	42,23
Stati Uniti	1.033	8.803,29	1.1271,87	8,52	10,91	5,19	9%	44,20	56,59
Norvegia	113,2	8,68	8,68	0,08	0,08	3,60	6%	0,28	0,28
Olanda	8,07	13,10	15,50	1,62	1,92	2,40	4%	3,90	4,61
Libia	14,26	55,30	86,20	3,88	6,04	1,41	2%	5,46	8,51
Emissioni totali attribuibili all'Italia								323,16	388,04

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Energy Institute, IEA, MASE. Nota: le emissioni attribuite all'Italia sono stime indicative ottenute applicando un'intensità media nazionale ai volumi importati; non rappresentano misure puntuali delle emissioni effettivamente associate alle singole forniture.

La **Tabella 15** presenta una stima preliminare delle emissioni di metano associate al gas naturale importato in Italia, costruita attraverso un approccio allocativo semplificato, coerente con la disponibilità dei dati a livello internazionale. L'obiettivo dell'esercizio non è fornire una quantificazione puntuale dell'impronta emissiva del gas importato, bensì individuare ordini di grandezza comparabili e mettere in evidenza differenze tra le principali aree di approvvigionamento, a partire da stime nazionali aggregate.

La stima si basa sulle emissioni di metano del settore energetico per il 2024 elaborate dalla IEA per i Paesi di origine (selezionando esclusivamente i segmenti riconducibili alla filiera del gas naturale: emissioni fuggitive e vented della produzione onshore e offshore, emissioni delle infrastrutture di trasporto e trattamento del gas all'interno dei confini nazionali) e sui volumi di produzione di gas (in bcm) riportati dall'Energy Institute sempre per il 2024. Per ciascun Paese esportatore è stata calcolata un'intensità media nazionale (kt CH₄ per bcm di gas prodotto) come rapporto tra le emissioni stimate e la produzione nazionale. Tale intensità emissiva è stata quindi applicata ai volumi di gas importati in Italia (in bcm), desunti dai dati del MASE (Relazione sulla Situazione Energetica Nazionale nel 2024), ottenendo una stima delle emissioni attribuibili all'Italia per ciascuna area di provenienza.

Sono state considerate due varianti: una stima "base" e una stima "alta", definite sulla base dell'aggregazione per segmenti adottata nelle stime IEA (la stima alta include anche categorie aggiuntive: infrastrutture abbandonate ed emissioni rilevate da satellite) e utilizzate qui per costruire un intervallo indicativo. L'utilizzo di un intervallo tra scenario base e alto consente di tenere conto, in modo prudentiale, dell'elevata incertezza che caratterizza le stime aggregate delle emissioni di metano, in particolare nei contesti con minore disponibilità di dati verificabili.

In entrambi i casi, il perimetro dell'analisi è limitato alle emissioni stimate nei Paesi di origine e associate alle fasi a monte della filiera (produzione e trasporto nazionale). Restano pertanto escluse le emissioni legate al trasporto internazionale del gas verso l'Italia, sia via gasdotto sia sotto forma di gas naturale liquefatto (GNL), nonché quelle relative alle attività e alle infrastrutture sul territorio italiano. Di conseguenza, i risultati non rappresentano una stima complessiva dell'impronta emissiva del gas importato, ma una valutazione parziale utile a fini esplorativi e comparativi.

Nel quadro così definito, l'**Algeria**, che copre circa il **39%** delle importazioni di gas naturale italiane, risulta il principale contributore alle emissioni attribuite all'Italia, con valori stimati pari a circa **196–229 kt di CH₄** (scenari base–alto). Un contributo significativo emerge anche per gli **Stati Uniti**, che, pur incidendo per una



quota inferiore sui volumi importati, presentano intensità emissive elevate e determinano emissioni attribuite pari a circa **44–57 kt di CH₄**.

La **Russia** mostra un'intensità media stimata non trascurabile (circa **5,33–7,41 kt/bcm**) e, di conseguenza, emissioni attribuite all'Italia nell'ordine di circa **30–42 kt di CH₄**, a fronte di una quota di importazioni pari a circa il **10%**. Questo risultato evidenzia come, nell'approccio adottato, non sia sufficiente considerare i soli volumi importati: anche Paesi con quote simili possono presentare profili emissivi differenti in funzione delle intensità medie stimate.

Tra gli altri fornitori, il **Qatar** presenta intensità relativamente stabili tra scenario base e alto e un contributo attribuito pari a circa **23,5 kt di CH₄** in entrambi gli scenari, mentre l'**Azerbaijan** mostra intensità più contenute e un contributo attribuito nell'ordine di circa **19–23 kt di CH₄**. **Norvegia** e **Olanda** risultano associate a emissioni attribuite molto più basse (nell'ordine di pochi kt o meno), mentre la **Libia**, pur con volumi ridotti, presenta intensità elevate e quindi emissioni attribuite proporzionalmente più rilevanti rispetto alla propria quota di importazioni.

A titolo di confronto, applicando lo stesso approccio metodologico utilizzato per i Paesi esportatori, le stime della IEA indicano per l'**Italia** emissioni di metano associate al settore gas pari a circa **71,96–73,53 kt CH₄**. Tali valori, riferiti alla sola filiera nazionale, risultano nettamente inferiori alle emissioni complessivamente attribuite alle importazioni di gas naturale, stimate, anche limitandosi alle sole fasi upstream nei Paesi di origine, su ordini di grandezza significativamente più elevati.

Questo confronto evidenzia come, per un Paese caratterizzato da una forte dipendenza dalle importazioni di gas, la considerazione delle sole emissioni domestiche fornisca una rappresentazione parziale e potenzialmente fuorviante dell'impatto climatico complessivo associato al consumo di gas naturale. Una quota rilevante delle emissioni di metano connesse al gas utilizzato in Italia si colloca infatti al di fuori dei confini nazionali, nelle fasi di produzione e di trasporto nei Paesi esportatori, e non emerge dalle statistiche nazionali sulle emissioni.

In questo senso, l'esercizio svolto, pur nella sua natura preliminare e basata su stime aggregate, mette in evidenza l'importanza di affiancare all'analisi delle emissioni nazionali una valutazione delle emissioni "incorporate" nelle importazioni, in linea con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo in materia di emissioni di metano nel settore dell'energia. Per Paesi importatori netti come l'Italia, l'attenzione alle emissioni lungo le catene di approvvigionamento internazionali rappresenta un elemento essenziale per comprendere e affrontare in modo efficace l'impatto climatico complessivo del gas naturale.

4.1.3. Le emissioni associate alle importazioni di petrolio

Analogamente a quanto illustrato per il gas naturale, è possibile elaborare una stima preliminare delle emissioni di metano associate al petrolio greggio importato in Italia, combinando i dati sui flussi di approvvigionamento con le stime internazionali delle emissioni nel settore oil upstream. L'obiettivo dell'esercizio è fornire un ordine di grandezza comparabile tra le principali aree di provenienza del greggio utilizzato nel sistema energetico nazionale.

Tabella 16: Stima preliminare delle emissioni di metano associate al petrolio greggio importato in Italia (approccio allocativo semplificato)

	Petrolio prodotto (ktep)	Stima IEA emissioni - base (kt CH ₄)	Stima IEA emissioni - alta (kt CH ₄)	Intensità media - base (ktCH ₄ /ktep)	Intensità media - alta (ktCH ₄ /ktep)	Petrolio importato Italia (ktep)	Quota sul totale importato in Italia (%)	Emissioni attribuite all'Italia - base (kt CH ₄)	Emissioni attribuite all'Italia - alto (kt CH ₄)
Libia	63.306,2304	1.250,48	1.281,38	0,02	0,02	11.916	21%	235,38	241,19
Azerbaijan	31.868,3664	178,31	191,68	0,006	0,006	9.282	16%	51,93	55,83
Kazakistan	97.821,5472	561,3	759,81	0,006	0,008	8.331	15%	47,80	64,71
Iraq	234.330,2352	2.128,47	2.165,49	0,009	0,009	5.310	9%	48,23	49,07
Stati Uniti	1.072.799,194	6.283,73	8.752,31	0,006	0,008	4.887	9%	28,62	39,87
Arabia Saudita	578.410,8768	1.389,15	1.439,72	0,002	0,002	3.956	7%	9,50	9,85
Nigeria	87.422,3568	29,65	29,65	0,0003	0,0003	3.874	7%	1,31	1,31
Norvegia	97.657,9776	8,34	8,34	0,0001	0,0001	1.442	3%	0,12	0,12
Algeria	73.551,4416	1.602,85	1.737,6	0,02	0,02	1.087	2%	23,69	25,68
Angola	62.921,016	802,9	804,54	0,01	0,01	915	2%	11,68	11,70
Emissioni totali attribuibili all'Italia								446,60	487,63

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Energy Institute, IEA, MASE. Nota: le emissioni attribuite all'Italia sono stime indicative ottenute applicando un'intensità media nazionale ai volumi di petrolio importati; non rappresentano misure puntuali delle emissioni effettivamente associate alle singole forniture. I valori di produzione, espressi nella fonte in kb/d, sono stati convertiti in ktep/anno utilizzando il fattore 1 kb/d = 53,3 ktep/anno, basato sulle equivalenze energetiche standard (1 toe = 41,868 GJ; circa 6,1 GJ/barile). I dati sulle importazioni di petrolio sono espressi nella fonte in kilotonnellate (kt), ai fini del confronto con i dati di produzione sono considerati equivalenti (1 kt ≈ 1 ktep), in linea con la convenzione utilizzata nei bilanci energetici internazionali per il petrolio.

La **Tabella 16** presenta una stima preliminare delle emissioni di metano associate al petrolio greggio importato in Italia, costruita attraverso un approccio allocativo semplificato analogo a quello utilizzato per il gas naturale. L'obiettivo dell'analisi non è fornire una quantificazione puntuale dell'impronta emissiva delle singole catene di approvvigionamento, bensì individuare ordini di grandezza comparabili e mettere in evidenza differenze tra i principali Paesi fornitori, a partire da stime nazionali aggregate.

La stima si basa sulle emissioni di metano del settore petrolifero upstream per il 2024 elaborate dalla IEA per i Paesi di origine e sui dati di produzione nazionale di petrolio greggio riportati dall'Energy Institute. Per ciascun Paese esportatore è stata calcolata un'intensità emissiva media nazionale (kt CH₄ per ktep di petrolio prodotto), ottenuta come rapporto tra le emissioni stimate e la produzione nazionale. Tale intensità è stata successivamente applicata ai volumi di petrolio greggio importati in Italia, espressi in ktep e desunti dalla Relazione sulla Situazione Energetica Nazionale del MASE, al fine di stimare le emissioni attribuibili all'Italia associate ai diversi Paesi di provenienza.

Anche in questo caso sono state considerate due varianti, una stima "base" e una stima "alta", derivate dalle diverse categorie di emissioni considerate nelle elaborazioni IEA. La stima alta include componenti aggiuntive, quali emissioni da infrastrutture abbandonate e grandi emissioni rilevate tramite osservazioni satellitari, e consente quindi di rappresentare un intervallo indicativo che tenga conto dell'elevata incertezza associata alle stime aggregate delle emissioni di metano.

Il perimetro dell'analisi è limitato alle emissioni stimate nei Paesi produttori e associate alla fase upstream della filiera petrolifera. Restano quindi escluse le emissioni legate al trasporto internazionale del greggio verso l'Italia (via mare o oleodotto), nonché quelle associate alle attività di raffinazione e alle infrastrutture presenti sul territorio nazionale. I risultati devono pertanto essere interpretati come una valutazione parziale, utile a fini comparativi ed esplorativi.



Nel quadro delineato, **la Libia emerge come il principale contributore alle emissioni attribuite all'Italia**, in ragione sia dell'elevata quota di greggio importato (circa il 21% del totale) sia dell'intensità emissiva relativamente elevata stimata per il settore oil upstream del Paese. Le emissioni attribuite risultano comprese tra circa **235 e 241 kt di CH₄**.

Contributi significativi emergono anche per **Azerbaigian, Kazakistan e Iraq**, che rappresentano quote rilevanti delle importazioni italiane di greggio. Per questi Paesi le emissioni attribuite risultano comprese, a seconda degli scenari considerati, tra circa **48 e 65 kt di CH₄**, evidenziando come, anche nel caso del petrolio, l'intensità emissiva media stimata possa influenzare in modo rilevante il contributo complessivo associato ai flussi di importazione.

Gli **Stati Uniti**, pur rappresentando una quota relativamente più contenuta delle importazioni italiane di petrolio greggio, mostrano emissioni attribuite comprese tra circa **29 e 40 kt di CH₄**, riflettendo i livelli assoluti elevati delle emissioni upstream stimati dalla IEA per il settore petrolifero statunitense.

Per altri fornitori rilevanti, come **Arabia Saudita e Nigeria**, le emissioni attribuite risultano significativamente inferiori, sia per effetto di intensità emissive stimate più contenute sia per i volumi relativamente più ridotti importati dall'Italia. Analogamente, la **Norvegia** presenta valori estremamente bassi, coerenti con le stime internazionali che indicano per il settore petrolifero norvegese livelli di emissioni di metano tra i più contenuti a livello globale.

Complessivamente, le emissioni di metano associate al petrolio greggio importato in Italia risultano pari a circa **423–462 kt di CH₄** negli scenari base e alto considerati, a fronte di un valore decisamente inferiore delle stime IEA relative alla filiera italiana (**0,51-2,91 kt CH₄**). Si tratta di un ordine di grandezza rilevante, che evidenzia come una quota significativa delle emissioni connesse al consumo nazionale di prodotti petroliferi si collochi nelle fasi upstream della filiera e al di fuori dei confini nazionali.

Analogamente a quanto osservato per il gas naturale, questo esercizio mostra come, per un Paese fortemente dipendente dalle importazioni di fonti fossili, la considerazione delle sole emissioni domestiche non sia sufficiente a rappresentare l'impatto climatico complessivo associato al sistema energetico nazionale. Una parte significativa delle emissioni di metano si genera infatti nei Paesi produttori durante le fasi di estrazione e trattamento delle risorse.

Il confronto tra le stime relative al gas naturale e al petrolio evidenzia come, nel caso italiano, le emissioni di metano associate alle importazioni di petrolio possano risultare comparabili o persino superiori a quelle attribuibili alle importazioni di gas. Questo risultato riflette il ruolo predominante delle emissioni generate nelle attività oil upstream, in particolare nei contesti in cui la gestione del gas associato alla produzione petrolifera comporta pratiche di flaring, venting o dispersione.

Pur trattandosi di una stima preliminare basata su dati aggregati nazionali, l'analisi mette in evidenza l'importanza di considerare le emissioni lungo l'intera catena di approvvigionamento delle fonti fossili. In questo senso, l'attenzione crescente del quadro regolatorio europeo alle emissioni di metano nel settore energetico, inclusi gli approvvigionamenti internazionali, rappresenta un passaggio rilevante per migliorare la trasparenza e la comparabilità delle informazioni sulle emissioni lungo le filiere energetiche globali.

4.2. Qualità del reporting OGMP 2.0 delle aziende upstream dei Paesi fornitori

A integrazione delle stime aggregate basate sui dati della IEA, è utile considerare le informazioni disponibili nell'ambito dell'International Methane Emissions Observatory (IMEO).

L'IMEO sviluppa una piattaforma di dati aperta, "Eye on Methane", che integra emissioni da fonti satellitari, report aziendali OGMP 2.0 e studi scientifici con l'obiettivo di migliorare la trasparenza sulle emissioni di



metano a scala globale. Sebbene la piattaforma comprenda viste interattive aggregabili anche per Paese, attualmente non esiste un inventario nazionale completo di emissioni di metano comparabile a quelli pubblicati da IEA o UNFCCC.

I dati OGMP 2.0 forniscono tuttavia informazioni dettagliate sulla qualità del reporting aziendale nel settore oil & gas nei Paesi che riforniscono il mercato energetico italiano.

Tabella 17: Aziende upstream di alcuni Paesi fornitori di gas naturale e petrolio che aderiscono all'OGMP 2.0

Azienda	Paese	Anno di adesione	Emissioni 2024 (kt)	L1	L2	L3	L4	L5	Gold Standard
Azule Energy	Angola	2023	6			100			Pathway
SOCAR	Azerbaijan	2024	197			83	17		No GS
Karachaganak Petroleum Operating	Kazakhstan	2024	0,5			2	98		Pathway
KazMunayGas	Kazakhstan	2023	117		14	35	51		No GS
North Caspian Operating Company N.V.	Kazakhstan	2023	0,6			21	79		Pathway
ONE-Dyas B.V.	Netherlands	2023	0,4			100			Pathway
Shell	Netherlands	2020	28,3			5	16	79	Reporting
NNPC	Nigeria	2024	41,1	100					No GS
akerbp	Norway	2023	1			4	96		Pathway
Equinor	Norway	2020	8,4			2	67	31	Reporting
Vår Energi	Norway	2024	0,6			21	57	22	Pathway
QatarEnergy	Qatar	2021	2,2			100			No GS
APA Corporation	USA	2023	12			78	22		Pathway
Chevron	USA	2024	69,5			100			No GS
Civitas Resources	USA	2022	12,6			50		50	Reporting
ConocoPhillips	USA	2022	123			2	5	93	Reporting
Coterra Energy	USA	2023	11,1			10	90		Pathway
Crescent Energy	USA	2022	11,8			31	24	44	Reporting
Devon Energy	USA	2022	99,5					100	Reporting
Diamondback Energy	USA	2023	15,2			100			No GS
Diversified Energy Company, PLC	USA	2022	21			1	61	38	Reporting
Encino Energy	USA	2024	6,3			94	6		Pathway
EOG Resources	USA	2023	11,4			85	15		Pathway
EQT Corporation	USA	2021	29,6			9	17	74	Reporting
Expand Energy	USA	2025	16,3			81	19		Pathway
ExxonMobil	USA	2024	106			100			Pathway
Jonah Energy LLC	USA	2020	3,9					100	Reporting
Oxy	USA	2022	26,5			17	33	50	Reporting
Presidio Petroleum LLC	USA	2023	2,5			100			Pathway
QB Energy Operating, LLC	USA	2024	10,7			100			Pathway
Triple Crown Resources	USA	2023	4,6					100	Reporting
Vital Energy	USA	2024	5,8			100			Pathway
Wapiti Energy	USA	2023	3,5			95	5		Pathway

Fonte: elaborazione AdT su dati IMEO

L'analisi dei dati OGMP 2.0 relativi agli operatori attivi nei principali Paesi fornitori dell'Italia evidenzia una marcata eterogeneità sia nella copertura sia nella qualità del reporting delle emissioni di metano lungo la filiera upstream del settore oil & gas. Tale eterogeneità contribuisce a spiegare le differenze osservate nelle stime aggregate e rappresenta un elemento rilevante per interpretare i risultati delle valutazioni preliminari sulle emissioni associate alle importazioni energetiche.

Nel caso degli **Stati Uniti**, che rappresentano un fornitore importante sia di gas naturale liquefatto sia di petrolio greggio per il mercato europeo, è presente un numero particolarmente elevato di operatori aderenti all'OGMP 2.0. La qualità del reporting appare tuttavia disomogenea: accanto a imprese che riportano prevalentemente dati basati su misurazioni dirette ai livelli più avanzati (livelli 4 e 5), permangono operatori collocati in percorsi di miglioramento ("Pathway") o non ancora allineati al Gold Standard. Nel complesso, il



contesto statunitense mostra una disponibilità informativa relativamente ampia rispetto ad altri Paesi fornitori, ma non ancora uniforme tra operatori e bacini produttivi.

La **Norvegia** rappresenta invece un caso di elevata maturità del reporting. Gli operatori presenti nella tabella (tra cui Equinor, Aker BP e Vår Energi) presentano livelli di reporting generalmente elevati, con una quota significativa di dati basati su misurazioni dirette ai livelli 4 e 5. Questo profilo è coerente con le basse intensità emissive stimate a livello nazionale e riflette un contesto regolatorio stringente, caratterizzato da sistemi avanzati di monitoraggio e gestione delle emissioni.

Per i **Paesi Bassi**, la partecipazione all'OGMP 2.0 riguarda alcuni operatori upstream e grandi compagnie internazionali, tra cui Shell. I livelli di reporting risultano generalmente elevati, con una quota significativa di dati basati su misurazioni dirette. Tuttavia, il ruolo dei Paesi Bassi nel sistema energetico europeo è oggi sempre più legato alle infrastrutture di trasporto e al ruolo di hub commerciale del gas, mentre la produzione domestica è stata progressivamente ridotta negli ultimi anni.

Nel caso del **Kazakistan**, uno dei principali fornitori di petrolio greggio per il mercato europeo, la presenza nell'OGMP 2.0 riguarda alcuni grandi operatori attivi nei principali giacimenti del Paese, tra cui Karachaganak Petroleum Operating e North Caspian Operating Company. I livelli di reporting risultano generalmente collocati nei livelli intermedi e avanzati, ma la copertura complessiva rimane limitata rispetto alla dimensione complessiva del settore petrolifero nazionale.

Per **Azerbaijan** e **Qatar**, entrambi fornitori rilevanti di gas naturale per il mercato europeo, la partecipazione all'OGMP 2.0 è concentrata su un numero molto ristretto di operatori nazionali, rispettivamente SOCAR e QatarEnergy. Sebbene siano presenti forme di reporting, la copertura rimane parziale e non ancora pienamente allineata agli standard più avanzati del programma, rendendo ancora necessario il ricorso a stime aggregate per valutare le emissioni associate alle esportazioni.

La copertura del reporting risulta ancora più limitata in alcuni importanti Paesi esportatori di petrolio. Nel caso della **Nigeria**, ad esempio, l'adesione all'OGMP 2.0 riguarda attualmente la compagnia nazionale NNPC, con livelli di reporting ancora nelle fasi iniziali del percorso di miglioramento. Situazioni analoghe si osservano in altri contesti produttivi, come **Angola**, dove la partecipazione è rappresentata da un numero molto limitato di operatori.

Nel complesso, questi elementi mostrano come, per una quota significativa delle fonti fossili importate in Italia, la conoscenza delle emissioni di metano lungo la filiera a monte rimanga ancora incompleta o eterogenea. La copertura del reporting OGMP 2.0 appare infatti più avanzata nei Paesi caratterizzati da contesti regolatori consolidati o da una maggiore presenza di operatori internazionali, mentre rimane più limitata in diversi grandi Paesi esportatori di petrolio e gas.

Il rafforzamento dei requisiti di monitoraggio, reporting e verifica lungo le catene di approvvigionamento internazionali rappresenta pertanto un passaggio essenziale per migliorare la trasparenza e la comparabilità delle informazioni sulle emissioni di metano associate al consumo energetico nazionale.



5. Stato di attuazione del Regolamento in Italia

5.1. Attuazione delle principali scadenze per le istituzioni e le imprese in Italia

In questo paragrafo si analizza il modo in cui gli attori italiani interessati hanno affrontato il quadro delle molteplici scadenze previste nel primo anno di attuazione del Regolamento (UE) 2024/1787 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia. Il quadro di queste scadenze è sintetizzato nella **Tabella 18** in cui sono riportate cronologicamente le principali undici scadenze, di cui cinque a carico delle istituzioni italiane e sei a carico delle imprese operanti in Italia nelle filiere energetiche dei combustibili fossili coinvolte dalla fase iniziale di attuazione del Regolamento. La struttura della **Tabella 18** è coerente con l'impostazione del Tracker di monitoraggio dell'attuazione del Regolamento nei diversi paesi UE sviluppato dall'Osservatorio della società civile sulle emissioni di metano del settore energetico (CSO-M).

A livello istituzionale gli adempimenti del Regolamento, in assenza della designazione formale delle specifiche autorità competenti, sono stati gestiti tramite iniziative del Governo e in particolare da parte degli uffici interessati del Dipartimento Energia del Ministero dell'Ambiente e la Sicurezza Energetica (MASE).

Dal lato delle imprese il rispetto delle scadenze del regolamento ha coinvolto gli operatori dei diversi segmenti oggetto di intervento tra cui: quelli di tutte le principali articolazioni della filiera del gas naturale che gestiscono impianti (upstream, trasporto e distribuzione); gli operatori dell'upstream petrolifero; e gli importatori di gas naturale, petrolio e carbone.

Va evidenziato che in questo primo anno di attuazione del Regolamento l'impegno degli uffici interessati del MASE e degli operatori in quasi tutti i segmenti interessati ha consentito all'Italia di far registrare un livello avanzato di rispetto per molti adempimenti previsti dal regolamento. Uno dei livelli avanzati tra i paesi europei come si può vedere del **paragrafo 7.2**.

Tabella 18: Scadenze 2025 per l'attuazione Regolamento (UE) 2024/1787 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia

Adempimento	Soggetti Responsabili	Ambito Applicazione	Scadenza
Designazione Autorità Competenti (AA.CC.) che monitorano e garantiscono il rispetto del reg.to	Stato Membro	Designazione delle AA.CC. a livello nazionale previste dal regolamento	05/02/2025
Presentazione dei Programmi di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite (LDAR) alle AA.CC.	Imprese che gestiscono in Italia impianti delle filiere oil & gas che richiedono attività LDAR	Siti di impianti della filiera gas (pozzi, processing, trasporto, stoccaggi e distribuzione) e oil (pozzi e raffinerie)	05/05/2025
Presentazione delle informazioni richieste sui flussi di importazioni dall'art.27 del reg.to alle AA.CC.	Importatori di gas, petrolio e carbone	Flussi di importazione di gas, petrolio e carbone verso l'Italia	05/05/2025
Pubblicazione inventari dei pozzi inattivi, tappati temporaneamente e tappati permanentemente e abbandonati; e delle miniere sotterranee chiuse o abbandonate	Stato Membro	Pozzi di gas e petrolio inattivi, tappati temporaneamente e tappati permanentemente e abbandonati; e miniere di carbone chiuse o abbandonate	05/08/2025
Adozione norme relative alle sanzioni da applicare in caso di violazione del reg.to	Stato Membro	Disciplina delle sanzioni previste dall'art.33	05/08/2025
Presentazione della Relazione con la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte alle AA.CC.	Imprese che gestiscono in Italia impianti delle filiere gas, petrolio e carbone	Siti di impianti della filiera gas (pozzi, processing, trasporto, stoccaggi e distribuzione), oil (pozzi e raffinerie) e miniere di carbone attive	05/08/2025
Svolgimento prima indagine LDAR di tipo 2	Imprese che gestiscono in Italia impianti delle filiere petrolio e gas che richiedono attività LDAR di tipo 2	Siti di impianti della filiera gas (pozzi, processing, trasporto, stoccaggi e distribuzione) e oil (pozzi e raffinerie)	05/08/2025
Trasmissione alla Commissione delle informazioni ricevute dagli importatori ai sensi dell'art.27 e All.IX	Stato Membro	Flussi di importazione di gas, petrolio e carbone verso l'Italia	05/08/2025
Pubblicazione informazioni (relazioni ex artt.12 e 20) su sito web previsto dall'art.5, c.4	Autorità Competente	Relazioni su emissioni dei siti di impianti della filiera gas (pozzi, processing, trasporto, stoccaggi e distribuzione), oil (pozzi e raffinerie) e miniere di carbone	05/11/2025
Presentazione del calendario di riparazioni e monitoraggio, e relazione sui risultati delle indagini LDAR dell'anno precedente alle AA.CC.	Imprese che gestiscono in Italia impianti delle filiere oil & gas che richiedono attività LDAR	Siti di impianti della filiera gas (pozzi, processing, trasporto, stoccaggi e distribuzione) e oil (pozzi e raffinerie)	31/12/2025
Presentazione della Relazione annuale sugli eventi di rilascio e combustione in torcia alle AA.CC.	Imprese che gestiscono in Italia impianti delle filiere oil & gas	Relazione su eventi di rilascio (venting) e combustione in torcia (flaring)	31/12/2025

Fonte: Elaborazione Amici della Terra su Regolamento (UE) 2024/1787 del 13 giugno 2024 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia

5.1.1. Designazione Autorità competenti (5/2/2025)

Entro il 5 febbraio 2025, il Regolamento 2024/1787 ha previsto a carico degli Stati membri l'obbligo della nomina delle Autorità Competenti (AA.CC.), responsabili dell'applicazione e controllo delle misure di monitoraggio, comunicazione e riduzione delle emissioni di metano del settore energetico. A distanza di più di un anno dalla scadenza indicata, l'Italia non ha ancora completato l'iter formale di tale adempimento.



Il Consiglio dei Ministri ha approvato, in via preliminare il 30 giugno 2025, una norma che individua le AA.CC. per l'attuazione del Regolamento, ma il provvedimento non è stato ancora trasmesso al Parlamento per l'avvio dell'iter legislativo. Per questo ritardo, la Commissione europea ha avviato nei confronti dell'Italia una preliminare procedura d'infrazione. Successivamente, pur mancando ancora la designazione formale mediante specifica norma, il MASE ha assunto, *de facto*, le funzioni di Autorità Competente, partecipando alle riunioni europee dell'*Expert Group* formato dalle varie AA.CC. degli Stati membri. Ciò ha determinato la sospensione della procedura d'infrazione.

La proposta di legge è stata inviata dal Governo al Parlamento per la sua approvazione a metà marzo 2026. Il testo presentato definisce la struttura organizzativa delle AA.CC., prevedendo il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), con il supporto di ISPRA, del Sistema nazionale per la protezione dell'ambiente (SNPA – ARPA/APPA) e di Acquirente Unico, nonché delle due Province autonome di Trento e Bolzano. La bozza delinea un assetto istituzionale nei suoi elementi essenziali, ma la sua perdurante mancata formalizzazione impedisce la piena operatività del sistema previsto dal Regolamento.

Il ritardo assume una particolare rilevanza alla luce dell'estensione e della complessità delle attività interessate dal Regolamento in Italia, che riguardano decine di migliaia di chilometri di gasdotti, migliaia di pozzi di gas e petrolio e numerosi impianti di trattamento, coinvolgendo produttori, trasportatori, distributori e importatori. In prospettiva, questi ultimi saranno inoltre chiamati a dimostrare che le forniture importate presentano una qualità emissiva conforme ai requisiti europei, sulla base di criteri di *MRV* (Monitoring, Reporting and Verification) *equivalence*⁶.

Sebbene il sistema del gas nazionale presenti livelli di emissione relativamente contenuti e le imprese abbiano dimostrato un approccio in larga parte proattivo nell'adeguamento agli obblighi del Regolamento, la mancata designazione formale delle AA.CC. rischia di compromettere la credibilità complessiva del Paese. In particolare, essa indebolisce il ruolo del Governo italiano nelle interlocuzioni in corso a livello europeo sulla definizione delle tecnologie e delle procedure tecniche di monitoraggio e quantificazione delle emissioni di metano.

Nel complesso, il ritardo nella designazione delle AA.CC. rappresenta una criticità significativa e difficilmente giustificabile, soprattutto considerando che l'assetto istituzionale risulta già individuato e che un rapido completamento dell'iter normativo consentirebbe all'Italia di rafforzare la governance nazionale del processo di attuazione del Regolamento.

5.1.2. Presentazione programmi LDAR

Entro il 5 maggio 2025, le imprese soggette agli obblighi di rilevamento e riparazione delle perdite di metano (Leak Detection and Repair – LDAR) avrebbero dovuto presentare alle AA.CC. i programmi delle attività previste, in conformità alle disposizioni dell'articolo 14 del Regolamento.

In assenza della formale designazione delle AA.CC., il MASE ha adottato misure transitorie, attivando specifiche caselle funzionali di posta elettronica certificata, suddivise per segmenti di attività, al fine di consentire alle imprese di rispettare la scadenza regolatoria. Secondo le informazioni disponibili, circa un centinaio di imprese operanti nei settori dell'estrazione, del trattamento, del trasporto, dello stoccaggio e della distribuzione del gas naturale, nonché nell'estrazione e raffinazione del petrolio, hanno trasmesso i propri programmi LDAR entro i termini previsti.

Nel complesso, la risposta delle imprese è apparsa significativa e ha dimostrato una capacità di adattamento agli obblighi del Regolamento, pur in un contesto caratterizzato dall'assenza di indicazioni tecniche pienamente armonizzate a livello europeo.

⁶ L'art.28 stabilisce che le misure di monitoraggio, comunicazione e verifica cui è soggetto il gas importato sono equivalenti a quelle cui è soggetto il gas prodotto all'interno dell'Unione. Per i contratti stipulati prima dell'entrata in vigore del reg.to (4 agosto 2024), gli importatori compiono ogni ragionevole sforzo (all reasonable effort) per esigere che il gas sia soggetto a misure equivalenti a quelle stabilite nel reg.to.

5.1.3. Presentazione informazioni sui flussi di importazione

Il Regolamento ha previsto che gli importatori di gas naturale, petrolio e carbone trasmettano alle AA.CC., entro il 5 maggio 2025 e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno, le informazioni sui flussi di importazione ai sensi dell'articolo 27 e dell'Allegato IX. Anche per questo adempimento, il MASE ha messo a disposizione caselle di posta elettronica certificata dedicate alla ricezione della documentazione. Il MASE, inoltre, nel rispetto della scadenza del 5 agosto 2025⁷, ha inoltrato le informazioni ricevute dagli importatori alla Commissione EU.

Sulla base delle informazioni disponibili, circa trenta importatori hanno trasmesso le informazioni richieste entro la scadenza prevista. Considerata la complessità dei dati e la novità degli obblighi introdotti dal Regolamento, il livello di adesione registrato in questa prima fase può essere valutato positivamente, pur in assenza di un quadro di riferimento pienamente strutturato a livello istituzionale.

5.1.4. Presentazione Inventari dei Pozzi inattivi, tappati e abbandonati

Il Regolamento ha stabilito, all'art.18, c.1, che entro il 5 agosto 2025 gli Stati membri elaborino e trasmettano alla Commissione Europea l'inventario di tutti i pozzi di petrolio e gas inattivi, tappati temporaneamente, tappati permanentemente e abbandonati, per i quali è richiesta una valutazione delle possibili emissioni di metano. L'inventario deve comprendere una serie di elementi, così come indicato nella parte 1 dell'Allegato V, fornendo un livello di dettaglio elevato, con informazioni quali denominazione, giacimento di riferimento, titolare dell'attività, localizzazione geografica (latitudine e longitudine), profondità, orientamento e anno di perforazione, oltre ad altri parametri tecnici rilevanti.

In Italia, gli uffici UNMIG⁸ del MASE hanno predisposto, nei tempi previsti, tale inventario, trasmettendolo entro la scadenza e pubblicandolo sul proprio sito istituzionale a partire dal 1° agosto 2025 ([Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica – Comunicato Ministeriale 1° agosto 2025](#)). In questo caso l'Italia è stato uno dei pochi Paesi a rispettare la scadenza.

L'elaborazione dell'inventario si è basata, oltre che sull'All.V, sui criteri indicati nei *considerando* (46) e (47) del Regolamento ed il MASE ha assunto come arco temporale di riferimento gli ultimi 30 anni. Sono, pertanto, inclusi i pozzi chiusi minerariamente a partire dal 1° gennaio 1994, relativi a 346 giacimenti (titoli minerari)⁹.

Dall'analisi dei dati emerge che i pozzi non operativi censiti sono complessivamente 1.614, di cui 538 in ambiente marino e 1.067 a terra, prevalentemente in aree rurali. I pozzi risultano suddivisi in 866 pozzi inattivi, 123 pozzi tappati temporaneamente e 625 pozzi tappati permanentemente e abbandonati.

⁷ Dopo la prima scadenza del 5/8/25, gli Stati membri trasmettono le informazioni entro il 31 agosto di ogni anno.

⁸ Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse.

⁹ Il MASE dispone di un proprio inventario, ma ha richiesto agli operatori informazioni aggiornate sui pozzi chiusi (abbandonati, chiusi definitivamente e temporaneamente), per effettuare un *matching* dei dati. Il MASE, inoltre, dispone di due banche dati:

1. quella dei pozzi storici, ca. 7.000, che censisce tutta l'attività di perforazione che risale ai primi del '900 (riguarda tutti i pozzi al momento della perforazione, senza aggiornamenti successivi);
2. quella dei pozzi attivi, i cui dati vengono comunicati dagli operatori ogni 6 mesi e aggiornati e pubblicati dal Ministero.

L'analisi sui pozzi chiusi, che ha permesso la compilazione dell'inventario entro la scadenza, ha evidenziato una serie di difficoltà:

- questione dei *side-track*: quando da una testa di pozzo originaria partono nuovi tracciati, cioè varie ed altre perforazioni laterali, determinando potenziali cambiamenti nel conteggio dei pozzi stessi. Per il conteggio ufficiale, il MASE considera l'ultimo pozzo perforato. Inoltre, le chiusure minerarie delle parti più basse dei pozzi, che hanno subito successive altre perforazioni più in alto, non sono considerate come chiusure minerarie vere e proprie, perché il pozzo ancora esiste o è ancora in produzione.
- Operatori diversi che si susseguono sullo stesso pozzo, per cambi di proprietà, con problemi di individuazione univoca dello stesso pozzo.
- Oltre a confrontare i dati con quelli forniti dagli operatori, il confronto è stato fatto anche con i dati dell'URIG (Ufficio Regionale per gli Idrocarburi e la Geotermia) siciliano.



La numerosità e la distribuzione dei pozzi non operativi evidenziano la complessità organizzativa e tecnologica delle attività di monitoraggio e verifica della loro tenuta, in particolare per i pozzi sottomarini. Come indicato dal Governo, tali attività coinvolgeranno, oltre al MASE, anche ISPRA, le Agenzie ambientali regionali e le due Province autonome. In questo contesto, il Regolamento prevede la possibilità di applicare approcci di semplificazione regolatoria, mentre risultano attese le indicazioni della Commissione Europea sulle procedure tecniche di intervento.

Nel complesso, la predisposizione e pubblicazione tempestiva dell'inventario rappresentano un elemento positivo e strutturante nell'attuazione del Regolamento in Italia, ponendo le basi conoscitive per la definizione dei piani di monitoraggio e mitigazione delle emissioni di metano associate ai pozzi non più operativi.

Inoltre, a partire dal 5 maggio 2026, e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno, i gestori dovranno produrre relazioni con informazioni relative alla quantificazione delle emissioni di metano da tali pozzi e presentarle alle AA.CC.

5.1.5. Adozione norme sulle sanzioni

L'art.33 del Regolamento disciplina le sanzioni. "Gli Stati membri stabiliscono le norme relative alle sanzioni da applicare in caso di violazione del Regolamento e adottano tutte le misure necessarie per assicurarne l'applicazione" (art.33, c.1). Il regime sanzionatorio dev'essere effettivo, proporzionato e dissuasivo, e include ammende proporzionate e penalità di mora per gli operatori.

Entro il 5 agosto 2025, gli Stati membri avrebbero dovuto notificare alla Commissione tali norme e misure relative alle sanzioni, provvedendo a dare immediata notifica delle eventuali modifiche successive.

In Italia, la disciplina delle sanzioni è inclusa nella proposta di legge governativa attualmente in fase di esame presso il Senato. Sebbene il testo contenga una regolazione articolata del regime sanzionatorio, l'assenza di un atto normativo vigente comporta che, alla data del presente rapporto, le sanzioni previste dal Regolamento non siano ancora operative. La situazione costituisce un limite significativo per l'effettivo funzionamento del sistema d'attuazione, soprattutto in vista delle scadenze successive previste dal Regolamento.

5.1.6. Presentazione della Relazione con la quantificazione delle emissioni di metano

Il 5 agosto 2025 costituiva una scadenza rilevante per le imprese soggette al Regolamento, chiamate a trasmettere alle AA.CC. *"una relazione contenente la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte, per tutte le fonti, **stimate** utilizzando almeno **fattori di emissione generici**. Tale relazione può contenere una quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte, per alcune o per tutte le fonti, conformemente alle prescrizioni di cui al paragrafo 2"* (art.12, c.1).

Le imprese interessate includono gli operatori dei segmenti petrolio (pozzi e raffinerie) e gas naturale (pozzi, impianti di trattamento, trasporto, stoccaggio e distribuzione).

Le relazioni devono riguardare l'ultimo anno civile disponibile e devono contenere (art.12, c.4) almeno le seguenti informazioni:

- tipo e ubicazione delle fonti di emissione;
- dati dettagliati per ciascun tipo di fonte di emissione (in ton di CH₄ e in ton di CO₂ equivalente)¹⁰;
- informazioni dettagliate sulle metodologie di quantificazione;
- tutte le emissioni di metano per gli attivi gestiti;

¹⁰ Utilizzando i potenziali di riscaldamento globale definiti da IPCC.



- la quota di proprietà e le emissioni di metano provenienti da attivi non gestiti moltiplicate per la quota di proprietà;
- un elenco dei soggetti che esercitano il controllo operativo sugli attivi non gestiti.

Secondo le informazioni disponibili, la risposta delle imprese è stata nel complesso significativa. In questa fase iniziale, è consentita una quantificazione delle emissioni basata su stime derivate da fattori di emissione generici, di letteratura, con l'obiettivo di una progressiva evoluzione verso approcci basati su misurazioni dirette. I dati trasmessi potranno contribuire anche al rafforzamento della base informativa dell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra elaborato annualmente da ISPRA.

L'art.12, c.4 specifica anche che: *“la Commissione, mediante atti di esecuzione, stabilisce un modello per le relazioni di cui al presente articolo, tenendo conto delle relazioni sugli inventari nazionali già esistenti e degli ultimi documenti tecnici di orientamento e modelli per le relazioni dell'OGMP [...]. Fino all'adozione dei pertinenti atti di esecuzione, i gestori e le imprese utilizzano i documenti tecnici di orientamento e i modelli per le relazioni dell'OGMP 2.0 [...].*

Come si diceva, la Commissione è inadempiente sulla pubblicazione degli atti d'esecuzione, mancando nella definizione di criteri di contesto e di documentazione tecnica necessari a svolgere le attività richieste agli operatori. Si fa riferimento alla perdurante mancata adozione di strumenti e norme, per i quali, secondo procedura consueta, serve mandato ufficiale al CEN (Comitato Europeo di Normazione). Al momento, ci sono almeno due criticità:

- la prima, è che per redigere le norme tecniche serve specifica richiesta della Commissione EU al CEN, la cosiddetta *“standardization request”*, che risale a fine 2024. Dato che il contratto prevede 3 anni per scrivere le norme, queste saranno disponibili non prima del 2028 (ma intanto gli adempimenti e le scadenze del Regolamento seguono il proprio calendario; in particolare, quelle più stringenti entreranno in vigore nel 2027).
- La seconda, è che il Regolamento si è sobbarcato l'onere di determinare in modo puntuale anche diversi requisiti tecnici; il che crea un ulteriore blocco operativo. La norma, infatti, prevede che la Commissione EU pubblichi un atto delegato in cui indicare gli MDL (*Minimum Detection Limit*) sulle tecnologie da utilizzare; atto che dia indicazioni anche sui limiti per operare la prelocalizzazione¹¹. Valori, al momento, non ancora definiti¹².

Il MASE, anche per questo adempimento, ha rispettato la scadenza, con la raccolta delle relazioni ex art.12 e con la successiva pubblicazione sul proprio sito¹³.

Dopo la prima scadenza del 5 agosto 2025, sempre l'art.12 prevede successive scadenze che impongono relazioni con un maggior grado di approfondimento. In particolare, gli operatori devono comunicare alle rispettive AA.CC. una relazione con la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte:

- per gli attivi gestiti entro il 5 febbraio 2026;
- per quelli non gestiti entro il 5 febbraio 2027.

In questo caso, la quantificazione presupporrebbe una **misurazione diretta** delle emissioni; qualora non fosse possibile, *“per la comunicazione è necessario ricorrere a fattori di emissione specifici basati sulla*

¹¹ La prelocalizzazione delle emissioni di gas è una fase della manutenzione delle reti, che serve a restringere l'area di ricerca prima di procedere allo scavo (localizzazione puntuale). Le tecnologie moderne spaziano da metodi tradizionali a soluzioni digitali avanzate.

¹² Ad oggi, la situazione è la seguente:

- le norme tecniche non sono ancora disponibili per il ritardo nell'emissione dei documenti da parte della Commissione EU.
- Al contempo, gli operatori hanno in carico obblighi che non possono rimandare; per essere conformi sono necessarie azioni pratiche, misurazioni e rilievi, che richiedono investimenti su tecnologie e strumentazioni scelte senza avere ancora una chiara, e univoca, indicazione. Esistono investimenti che rappresentano una scommessa, con la speranza che le *best practises* industriali vengano ricomprese in tale atto delegato. Permane l'incertezza.

¹³ Nel successivo paragrafo “Pubblicazione delle relazioni con la quantificazione delle emissioni” viene riportata l'attività del MASE di raccolta e pubblicazione delle relazioni.



quantificazione o sul campionamento a livello di fonte” (art.12, c.2). Rispetto alla scadenza del 5/8/25, la stima con fattori di emissione generici non è più contemplata.

L'art.12, c.3 impone altre scadenze agli operatori, obbligandoli a redigere relazioni con quantificazione delle emissioni a livello di fonte, integrate da **misurazioni a livello di sito**, così da valutare e confrontare le stime a livello di fonte aggregate per sito. L'obbligo prevede due scadenze:

- per gli attivi gestiti entro il 5/2/27, e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno;
- per gli attivi non gestiti entro il 5/8/28, e successivamente entro il 31 maggio di ogni anno.

5.1.7. Trasmissione alla Commissione delle informazioni ricevute dagli importatori

Il Regolamento prevede che gli Stati membri trasmettano alla Commissione EU le informazioni ricevute dagli importatori sui flussi di importazione di gas naturale, petrolio e carbone. Secondo quanto comunicato dal MASE, l'Italia ha rispettato la scadenza del 5 agosto 2025, provvedendo alla trasmissione alla Commissione delle informazioni ricevute dagli importatori nei termini previsti.

Nel complesso, nonostante le criticità legate al ritardo nella designazione delle AA.CC., l'Italia ha dimostrato una capacità operativa sufficiente a garantire il rispetto delle principali scadenze informative previste dal Regolamento in questa prima fase di attuazione.

5.1.8. Pubblicazione delle relazioni con la quantificazione delle emissioni

Il Regolamento stabilisce che, entro il 5 novembre 2025, gli Stati membri rendano pubbliche le relazioni sulla quantificazione delle emissioni di metano trasmesse dalle imprese del settore energetico. In Italia, tale scadenza è stata rispettata dal MASE, che ha pubblicato il 5 novembre 2025 sul [proprio sito istituzionale](#) le relazioni ricevute.

Le 86 relazioni raccolte (fino a febbraio 2026) sono state suddivise per settore: upstream (petrolio e gas), stoccaggio, rigassificazione, trasporto e distribuzione. In particolare, risultano pubblicate le relazioni trasmesse da 66 imprese della distribuzione del gas, 5 imprese del trasporto, un operatore della rigassificazione, un operatore dello stoccaggio e 11 operatori dell'upstream oil and gas¹⁴.

Rappresentano il primo esercizio di rendicontazione delle emissioni di metano nella filiera italiana del gas e costituiscono un indicatore rilevante sia della copertura del sistema, sia della maturità metodologica degli operatori.

Pur con le differenze tra le sezioni della catena, le relazioni coprono una quota molto ampia e offrono una solida base informativa per il monitoraggio e la progressiva armonizzazione delle metodologie di quantificazione delle emissioni di metano. La valutazione della copertura infrastrutturale e volumetrica consente di inquadrare la rappresentatività delle relazioni; tuttavia, la qualità informativa dei dati dipende in misura determinante dalle metodologie adottate dagli operatori. Ma questo è un altro aspetto, che impone approfondimenti ulteriori.

La pubblicità delle relazioni è un passaggio rilevante per la trasparenza ed il monitoraggio dell'attuazione del Regolamento. Consente, per la prima volta, un accesso sistematico ai dati sulle emissioni di metano del nostro settore energetico, sebbene le informazioni siano ancora in larga parte basate su stime fondate su fattori di emissione. Nel complesso, la pubblicazione nei tempi previsti costituisce un elemento positivo nel percorso d'attuazione del Regolamento in Italia e fornisce una base informativa essenziale per il successivo rafforzamento della qualità e dell'accuratezza dei dati.

¹⁴ Il numero delle singole sezioni non corrisponde al totale complessivo a causa di operatori che compaiono in più settori della filiera.

5.1.9. Presentazione del Calendario e dei risultati delle attività LDAR

Il Regolamento prevede la comunicazione alle AA.CC. dei calendari e dei risultati delle attività LDAR. Nella fase iniziale d'attuazione, le imprese hanno presentato i programmi LDAR, mentre la comunicazione dei risultati delle prime campagne è strettamente connessa allo svolgimento delle indagini previste e alla definizione, a livello europeo, dei requisiti tecnici di riferimento.

L'assenza dell'atto d'esecuzione della Commissione sui limiti di rilevamento e sulle tecniche LDAR ha comportato una gestione transitoria basata sull'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili. Con la speranza che tali tecnologie vengano incluse in tale atto e che gli operatori non siano stati costretti a investire in tecnologie che poi non saranno riconosciute come valide nell'atto stesso.

5.1.10. Presentazione delle relazioni annuali sugli eventi di venting e flaring

In termini generali, l'art.15 disciplina le restrizioni al rilascio e alla combustione in torcia, vietandoli, proibendo la pratica della routine e consentendone il ricorso soltanto in caso di emergenza e malfunzionamento.

Il Regolamento introduce obblighi specifici di comunicazione sugli eventi di *venting & flaring*. I gestori devono notificare alle AA.CC. gli eventi di rilascio e di combustione in torcia causati da un'emergenza o da un malfunzionamento e di durata complessiva, per singolo evento, di 8 ore o più entro un periodo di 24 ore (art.16, c.1). Nella prima fase di attuazione, questi obblighi s'inseriscono nel quadro più ampio delle relazioni sulla quantificazione delle emissioni di metano presentate dalle imprese entro il 5 agosto 2025. Dal 5 febbraio 2026 sono entrate in vigore le norme del regolamento che impongono limiti stringenti agli eventi di *venting & flaring*.

La piena strutturazione del reporting annuale su tali eventi è tuttavia anch'essa condizionata dalla definizione delle norme tecniche europee e dai modelli di comunicazione che la Commissione è chiamata a predisporre. Dubbi permangono sui requisiti tecnici minimi richiesti per l'efficienza della combustione in torcia, che non dev'essere inferiore a certi limiti¹⁵.

5.2. Valutazioni sullo stato di attuazione: analisi delle relazioni ex art. 12

Una valutazione quantitativa dell'attuazione del Regolamento (UE) 2024/1787 può essere effettuata, in questa fase, attraverso l'analisi delle 87 relazioni trasmesse dagli operatori della filiera del gas naturale e del petrolio ai sensi dell'art. 12¹⁶.

Tabella 19: Relazioni art. 12 presentate al MASE ed emissioni dichiarate

SEGMENTO	Relazioni presentate (n.)	Emissioni dichiarate per il 2024 (t CH ₄ /anno)
Upstream (oil&gas)	12	3.265
Stoccaggio (gas)	2	3.041

¹⁵ L'art.17 disciplina i requisiti in materia di efficienza della combustione in torcia. Nel dettaglio, i gestori "installano soltanto camini di torcia o dispositivi di combustione dotati di autoaccensione o bruciatore pilota continuo e con un livello di efficienza di distruzione e rimozione fin dalla progettazione pari almeno al 99%" (art.17, c.1). Inoltre, "i gestori garantiscono che entro il 5/2/26 tutti i camini di torcia o altri dispositivi di combustione siano conformi ai requisiti di cui al §1" (art.17, c.2). Ogni 15 giorni, i gestori ispezionano tali dispositivi, in conformità alle indicazioni dell'All.IV, secondo il quale le ispezioni comprendono l'ispezione visiva esterna, l'ascolto per la ricerca delle perdite di pressione e fuoriuscite di liquido e il rilevamento di odori insoliti e forti.

¹⁶ Le 87 relazioni analizzate rappresentano l'insieme delle comunicazioni pubblicate dal MASE alla data di aggiornamento del presente rapporto (maggio 2026). AIMAG ha presentato una relazione che copre l'attività sia upstream che nella distribuzione, ed è stato pertanto considerato due volte.



SEGMENTO	Relazioni presentate (n.)	Emissioni dichiarate per il 2024 (t CH ₄ /anno)
Rigassificazione (gas)	2	2.377
Trasporto (gas)	7	7.297
Distribuzione (gas)	65	29.538

Fonte: elaborazione AdT su dati MASE

Tali relazioni rappresentano il primo esercizio sistematico di rendicontazione delle emissioni di metano lungo la filiera nazionale del gas e costituiscono quindi un indicatore rilevante sia del livello di copertura del sistema, sia del grado di maturità metodologica raggiunto dagli operatori.

L'analisi è stata sviluppata lungo due direttrici complementari:

- copertura sistemica della filiera, valutata non solo in termini di numero di operatori, ma anche attraverso grandezze rappresentative del peso infrastrutturale e operativo dei diversi segmenti;
- profilo metodologico delle stime dichiarate, con particolare riferimento al grado di allineamento all'approccio OGMP 2.0.

5.2.1. Copertura sistemica della filiera

Per prima cosa è stato valutato il grado di copertura effettiva del sistema gas nazionale. La sola percentuale di operatori che hanno presentato la relazione può infatti risultare poco rappresentativa, soprattutto nei segmenti caratterizzati da elevata concentrazione industriale. Per tale ragione, la copertura è stata analizzata anche rispetto a grandezze sistemiche (quali numero di pozzi, capacità di stoccaggio, estensione della rete o volumi movimentati) idonee a rappresentare il peso infrastrutturale e operativo dei diversi comparti.

La valutazione è stata condotta, per ciascun segmento della filiera, utilizzando le fonti ufficiali disponibili più coerenti con il perimetro del Regolamento (UE) 2024/1787.

5.2.1.1. Upstream oil&gas

Per quanto riguarda l'upstream, l'obbligo di rendicontazione previsto dal Regolamento si applica sia al settore del gas naturale che a quello del petrolio. L'analisi è stata sviluppata a partire dai dati pubblicati dal MASE relativi ai titoli minerari, ai pozzi censiti e alla produzione nazionale di gas naturale (Sm³), e prodotti petroliferi (kg) ottenuta nelle concessioni di coltivazione di idrocarburi in terraferma e nell'offshore italiano nel 2024.

Dall'incrocio di tali dataset sono stati individuati gli operatori attivi nel segmento. La copertura è stata stimata utilizzando come proxy il numero di titoli, il numero di pozzi e la produzione associata a ciascun operatore.

Tabella 20: Copertura del segmento upstream oil&gas

Indicatore	Totale nazionale	Coperto da relazioni	Copertura (%)	Fonte
Operatori (n.)	19	11	58%	MASE
Titoli (n.)	175	155	89%	MASE
Pozzi (n.)	1.490	1.413	95%	MASE
Produzione gas 2024 (MSmc)	2.868	2.828	99%	MASE
Produzione prodotti petroliferi 2024 (kt)	4.455	4.455	100%	MASE

Fonte: elaborazione AdT su dati MASE

Nel segmento upstream hanno presentato la relazione 11 operatori su 19 (58%). Tali operatori rappresentano tuttavia:

- l'89% dei titoli di coltivazione;

- il 95% dei pozzi censiti
- il 99% della produzione di gas
- quasi il 100% della produzione di prodotti petroliferi.

La copertura sistemica del segmento risulta pertanto molto elevata, nonostante una copertura numerica pari circa alla metà degli operatori.

5.2.1.2. Stoccaggio

Gli operatori attivi nel 2024 sono stati individuati sulla base della Relazione annuale ARERA sullo stato dei servizi, mentre la capacità complessiva è stata stimata a partire dai dati dichiarati sui siti istituzionali degli operatori, con riferimento alla capacità tecnica espressa in miliardi Smc.

Tabella 21: Copertura del segmento stoccaggio gas

Indicatore	Totale nazionale	Coperto da relazioni	Copertura (%)	Fonte
Operatori (n.)	3	2	67%	ARERA
Capacità stimata (Mld Smc)	18	17	94%	Siti aziendali

Fonte: elaborazione AdT su dati MASE e siti aziendali

Nel 2024 risultavano attivi tre operatori, di cui due hanno presentato la relazione (67%).

In termini di capacità complessiva stimata, gli operatori che hanno trasmesso la relazione coprono il 94% della capacità nazionale.

La copertura sistemica del segmento può pertanto considerarsi sostanzialmente completa.

5.2.1.3. Rigassificazione

Gli operatori attivi nel 2024 sono stati individuati tramite la Relazione annuale ARERA, mentre i volumi effettivamente rigassificati sono stati ricavati dai dati pubblicati dal MASE.

Tabella 22: Copertura del segmento rigassificazione GNL

Indicatore	Totale nazionale	Coperto da relazioni	Copertura (%)	Fonte
Operatori (n.)	3	2	67%	ARERA
Impianti (n.)	4	3	75%	ARERA
Volumi rigassificati 2024 (Mld Smc)	14716	5658	38%	MASE

Fonte: elaborazione AdT su dati MASE e ARERA

Nel segmento risultano tre operatori attivi, di cui due hanno presentato la relazione (67%), corrispondente a tre impianti su quattro (75%).

In termini di volumi rigassificati nel 2024, la copertura si attesta circa al 38% del totale nazionale.

A differenza degli altri comparti della filiera, la copertura sistemica della rigassificazione appare significativamente più contenuta a causa della mancata presentazione della relazione di Terminale Gnl Adriatico S.R.L. che copre il 62% dei volumi rigassificati nel 2024.

5.2.1.4. Trasporto

Gli operatori attivi e la lunghezza complessiva delle reti (km) sono stati ricavati dalla Relazione annuale ARERA sul 2024.

Tabella 23: Copertura segmento trasporto gas

Indicatore	Totale nazionale	Coperto da relazioni	Copertura (%)	Fonte
Operatori (n.)	8	4	50%	ARERA
Lunghezza rete (km)	35.436	35.132	99%	ARERA

Fonte: elaborazione AdT su dati MASE e ARERA

Nel segmento trasporto hanno presentato la relazione quattro operatori su otto (50%). Tuttavia, in termini di estensione infrastrutturale, gli operatori che hanno trasmesso la relazione coprono circa il 99% della rete nazionale.

Il comparto risulta quindi quasi integralmente coperto sotto il profilo infrastrutturale.

5.2.1.5. Distribuzione

Per il segmento distribuzione, gli operatori sono stati ricavati dagli elenchi ARERA. Nella Relazione sullo stato dei servizi, inoltre, ARERA fornisce un elenco dei principali operatori aggregati per gruppo industriale, unitamente ai volumi di gas distribuiti (Mm³). L'analisi è stata pertanto condotta a livello di gruppo: un gruppo è stato considerato coperto qualora almeno una società appartenente allo stesso abbia presentato la relazione ex art. 12.

Tabella 24: Copertura del segmento distribuzione gas

Indicatore	Totale nazionale	Coperto da relazioni	Copertura (%)	Fonte
Operatori (n.)	184	65	35%	ARERA
Gruppi principali (n.)	20	20	100%	ARERA
Volumi distribuiti 2024 (Mld Smc)	25.801	22.896	89%	ARERA

Fonte: elaborazione AdT su dati MASE e ARERA

Nel segmento distribuzione hanno presentato la relazione 65 operatori su 184 (35%).

Considerando tuttavia i principali 20 gruppi industriali individuati da ARERA, che rappresentano oltre l'88% dei volumi distribuiti, risultano coperti tutti i gruppi.

In termini di volumi complessivi nazionali, la copertura si attesta all'89% del totale.

Anche nel segmento maggiormente frammentato della filiera, la copertura sistemica risulta dunque elevata, pur in presenza di una significativa dispersione numerica degli operatori.

5.2.1.6. Sintesi complessiva

L'analisi evidenzia un quadro differenziato lungo la filiera del gas.

Nei segmenti caratterizzati da maggiore concentrazione industriale (in particolare trasporto e stoccaggio) la rappresentatività sistemica risulta prossima alla totalità delle infrastrutture. Nell'upstream, pur a fronte di una copertura numerica limitata degli operatori, la quota di titoli e di pozzi ricompresa nelle relazioni appare elevata.

Nel segmento della distribuzione, la frammentazione societaria si traduce in una bassa incidenza numerica degli operatori che hanno presentato la relazione; tuttavia, considerando i principali gruppi industriali, la quota di volumi effettivamente rappresentata risulta ampia.

La rigassificazione costituisce l'unico comparto, in questa prima fase di attuazione, in cui la rappresentatività sistemica appare significativamente inferiore rispetto agli altri segmenti della filiera.

Nel complesso, pur in presenza di differenze tra comparti, le relazioni ex art. 12 coprono una quota molto ampia delle infrastrutture e dei volumi del sistema nazionale del gas, offrendo una base informativa solida per il monitoraggio e la progressiva armonizzazione delle metodologie di quantificazione delle emissioni di metano lungo l'intera filiera.

La valutazione della copertura infrastrutturale e volumetrica consente di inquadrare la rappresentatività delle relazioni; tuttavia, la qualità informativa dei dati dipende in misura determinante dalle metodologie adottate, oggetto dell'analisi seguente.

5.2.2. Profilo metodologico delle relazioni

Accanto alla valutazione del grado di copertura, è utile valutare il profilo metodologico delle relazioni trasmesse entro il 5 agosto ai sensi dell'art. 12 del Regolamento (UE) 2024/1787 sulle emissioni del 2024.

Al fine di rendere comparabile l'eterogeneità delle metodologie dichiarate dagli operatori nelle relazioni, è stata adottata una classificazione analitica coerente con l'impostazione dell'OGMP 2.0.

La classificazione non si è limitata al livello OGMP formalmente dichiarato dagli operatori, ma ha considerato congiuntamente:

- la presenza o assenza di misurazioni dirette delle emissioni;
- il grado di copertura delle sorgenti emmissive;
- l'eventuale implementazione di campagne LDAR strutturate;
- l'utilizzo di fattori emissivi generici o specifici;
- il ricorso a modelli ingegneristici;
- il livello di rendicontazione (asset-level, site-level).

Sulla base di tali criteri, le relazioni sono state ricondotte a cinque categorie metodologiche:

A – Measurement-based sistematico (Livelli 4–5 OGMP 2.0): Comprende operatori che adottano misurazioni dirette sistematiche delle emissioni, con copertura ampia delle sorgenti e rendicontazione a livello di sito. L'approccio non si limita a campionamenti parziali ma si fonda su un framework measurement-based strutturato.

B – Measurement-based campionario (Livello 4 OGMP 2.0): Include operatori che effettuano misurazioni dirette su campioni rappresentativi di sorgenti o asset, estendendo successivamente i risultati mediante fattori emissivi specifici. Il framework OGMP è dichiarato, ma la copertura non è estesa all'intero perimetro operativo.

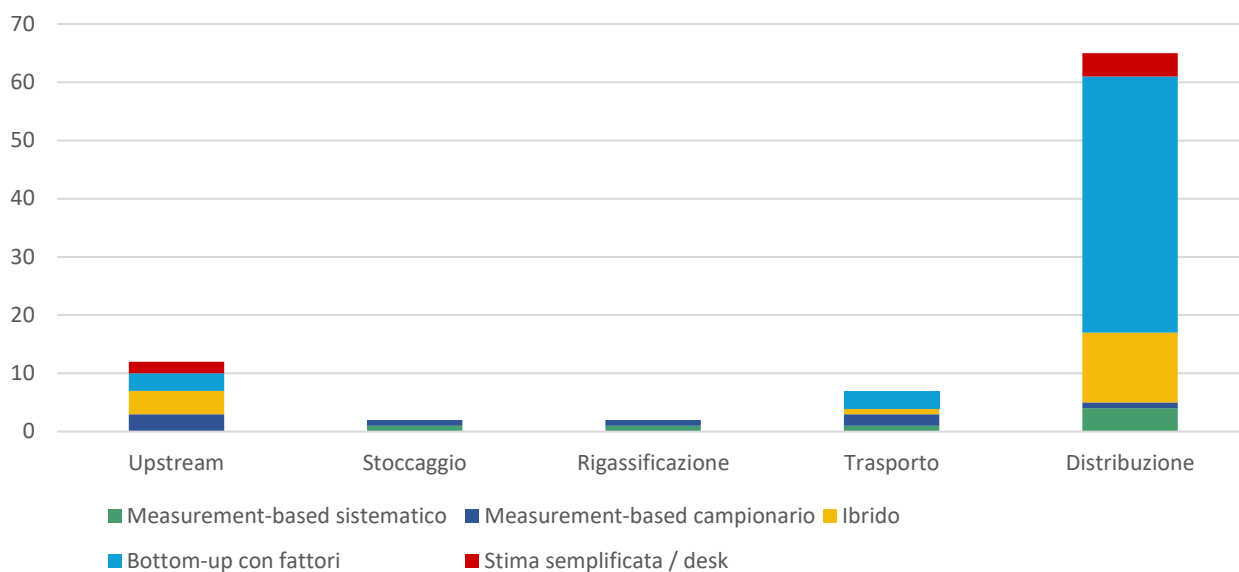
C – Ibrido (Livelli 3–4 OGMP 2.0): Raccoglie relazioni caratterizzate da campagne LDAR sistematiche e inventario per sorgente, integrate con fattori emissivi e calcoli ingegneristici. Non sono presenti misurazioni massicce dirette estese, ma l'approccio supera la semplice applicazione di fattori generici.

D – Bottom-up con fattori (Livello 3 OGMP 2.0): Comprende stime per sorgente basate su fattori emissivi standard (es. MARCOGAZ, EPA, UNI EN), eventualmente accompagnate da LDAR non quantificato o di natura qualitativa. L'approccio è coerente con il Livello 3 OGMP ma non prevede misurazioni dirette sistematiche.

E – Stima semplificata / desk (Livelli 1–2 OGMP 2.0): Include relazioni prive di inventario dettagliato per sorgente o basate su percentuali di perdita o tabelle aggregate, senza evidenza di LDAR strutturato né descrizione metodologica completa.

È importante precisare che la classificazione adottata ha finalità analitiche e comparative nell'ambito del presente rapporto e non costituisce una valutazione di conformità formale al Regolamento. L'inquadramento è stato effettuato esclusivamente sulla base delle informazioni rese disponibili dagli operatori nelle relazioni trasmesse.

Figura 35: Distribuzione delle categorie metodologiche delle relazioni ex art. 12 per segmento della filiera del gas naturale



Fonte: elaborazione Amici della Terra su relazioni ex art.12 pubblicate dal MASE

La classificazione delle 87 relazioni analizzate evidenzia una significativa eterogeneità metodologica lungo la filiera. Nel complesso:

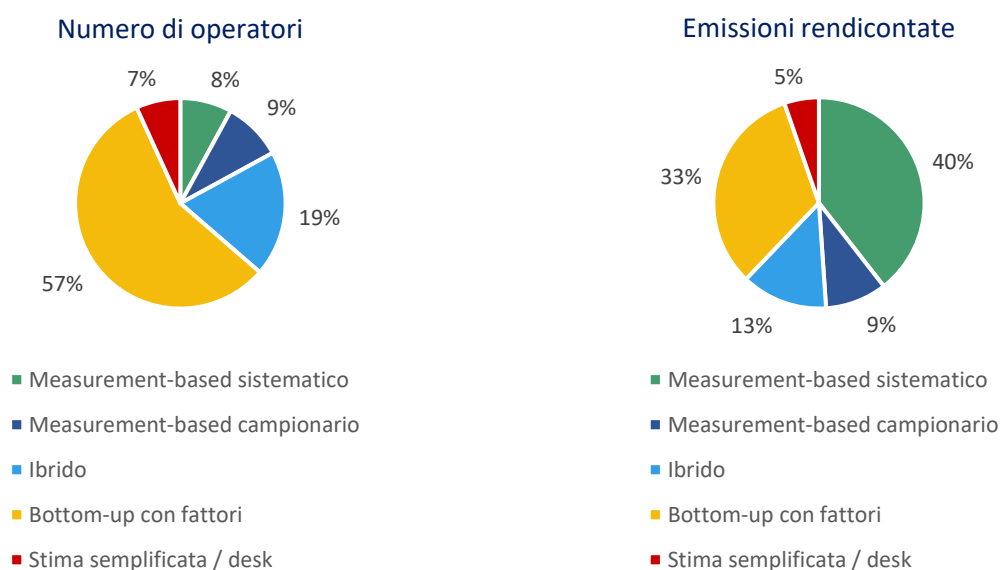
- 7 relazioni (8%) rientrano nella categoria Measurement-based sistematico;
- 8 relazioni (9%) adottano un approccio Measurement-based campionario;
- 17 relazioni (19%) presentano un profilo ibrido con LDAR strutturato;
- 50 relazioni (57%) si basano su un approccio bottom-up con fattori emissivi;
- 6 relazioni (7%) risultano riconducibili a stime semplificate o desk.

La distribuzione varia sensibilmente tra i segmenti.

Nei segmenti a maggiore concentrazione industriale (stoccaggio, rigassificazione e trasporto), le relazioni risultano prevalentemente riconducibili alle categorie measurement-based (A e B), mentre nella distribuzione, caratterizzata da forte frammentazione societaria, prevale l'approccio bottom-up fattoriale (44 relazioni su 65).

Nel segmento upstream emerge una situazione intermedia, con presenza di operatori di grandi dimensioni che adottano approcci di livello 4 (categoria B), affiancati da operatori di minore dimensione che ricorrono prevalentemente a metodologie L3 o stime semplificate.

Nel complesso, il quadro evidenzia un processo di transizione metodologica già in atto presso i principali operatori, ma non ancora pienamente uniforme lungo l'intera filiera nazionale.

Figura 36: Ripartizione degli operatori e delle emissioni dichiarate per categoria metodologica

Fonte: elaborazione Amici della Terra su relazioni ex art.12 pubblicate dal MASE

L'analisi congiunta del numero di relazioni e delle emissioni rendicontate evidenzia uno scarto significativo tra peso numerico degli operatori e peso emissivo delle diverse categorie metodologiche.

Le relazioni riconducibili a un approccio measurement-based sistematico (7 operatori, pari all'8% del totale) rappresentano il 39% delle emissioni complessivamente dichiarate.

Le relazioni classificate come measurement-based campionario (8 operatori, 9%) coprono un ulteriore 9% delle emissioni.

La categoria ibrida con LDAR strutturato, fattori emissivi non generici e calcoli ingegneristici (17 operatori, 19%) incide per il 13% delle emissioni complessive.

Nel complesso, gli approcci riconducibili ai livelli avanzati dell'OGMP 2.0 (categorie A, B e C) rappresentano quindi oltre il 60% delle emissioni totali rendicontate, pur coinvolgendo solo il 36% degli operatori. Ciò conferma che le emissioni sono concentrate presso operatori di maggiori dimensioni, i quali risultano anche quelli con maggiore maturità metodologica.

Al contrario, le relazioni basate su un approccio bottom-up con fattori emissivi costituiscono la maggioranza numerica (50 operatori, 57%), ma rappresentano il 33% delle emissioni dichiarate.

Le stime semplificate o desk (5 operatori, 7%) incidono per il 5% del totale.

Il dato complessivo evidenzia come, pur in presenza di una prevalenza numerica di approcci fattoriali, una quota significativa delle emissioni del sistema nazionale sia già quantificata mediante metodologie measurement-based, adottate principalmente dagli operatori di maggiori dimensioni infrastrutturali.

5.2.2.1. Focus sul segmento della distribuzione

Il segmento della distribuzione, che secondo l'inventario nazionale delle emissioni di gas serra costituisce la principale fonte di emissioni fuggitive lungo la filiera del gas naturale, presenta una configurazione metodologica distinta rispetto agli altri comparti della filiera.

Su 64 operatori che hanno presentato la relazione:

- 4 (6%) adottano un approccio measurement-based sistematico;
- 1 (2%) rientra nella categoria measurement-based campionario;

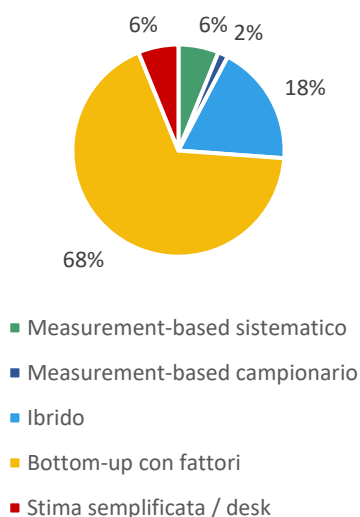
- 12 (18%) presentano un profilo ibrido con LDAR strutturato;
- 44 (68%) ricorrono a stime bottom-up fondate su fattori emissivi;
- 4 (6%) risultano riconducibili a stime semplificate o desk.

In termini emissivi, il quadro risulta solo parzialmente differente. Le relazioni measurement-based (A+B) rappresentano il 26% delle emissioni complessive del segmento, mentre gli approcci ibridi incidono per il 20%. Le stime bottom-up con fattori coprono il 46% delle emissioni dichiarate, confermandosi categoria prevalente anche sotto il profilo emissivo. Tale configurazione riflette la struttura industriale del comparto, caratterizzato da un elevato numero di operatori di dimensione medio-piccola.

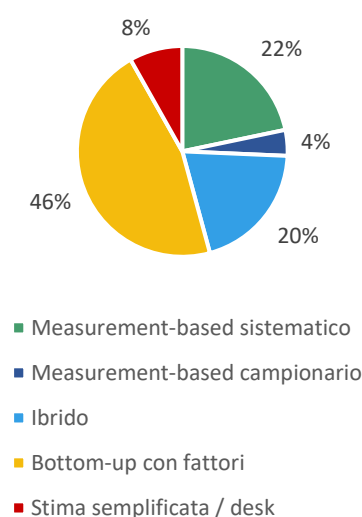
Il dato evidenzia come, nella distribuzione, la transizione verso metodologie measurement-based sia ancora in fase di consolidamento. A differenza dei segmenti a maggiore concentrazione industriale, nei quali i principali operatori hanno già adottato approcci di livello 4–5, la frammentazione societaria della distribuzione si riflette in una maggiore diffusione di metodologie L3 basate su fattori emissivi standardizzati.

Figura 37: Ripartizione degli operatori della distribuzione e delle relative emissioni dichiarate per categoria metodologica

Numero operatori distribuzione



Emissioni distribuzione rendicontate



Fonte: elaborazione Amici della Terra su relazioni ex art.12 pubblicate dal MASE

5.2.3. Valutazione della disaggregazione delle emissioni per tipologia emissiva: fuggitive, venting e combustione incompleta

Sulla base delle relazioni ex art. 12 analizzate, si identifica un sottogruppo di operatori che fornisce una disaggregazione completa delle emissioni di metano per tutte e tre le macro-categorie previste dal framework OGMP 2.0: emissioni fuggitive, emissioni da venting e emissioni da combustione incompleta (tra cui flaring).

Tale disaggregazione rappresenta un elemento rilevante di qualità del reporting, in quanto consente di analizzare la composizione delle emissioni lungo la filiera e di individuare le principali sorgenti emissive per ciascun segmento.

Tabella 25: Ripartizione percentuale delle emissioni di metano tra fuggitive, venting e combustione incompleta per operatore e segmento della filiera, 2024 (operatori con reporting completo)

Gestore	Segmento	Emissioni (t)	Fuggitive (%)	Venting (%)	Combustione incompleta (%)
ENERGEAN ITALY (oil&gas)	Upstream	363	74%	22%	4%
ENERGEAN SICILIA (gas)	Upstream	12	100%	0%	0%
TOTALENERGIES EP ITALIA (oil&gas)	Upstream	56	3%	1%	96%
STOGIT	Stoccaggio	2.963	55%	44%	0%
ITAL GAS STORAGE (IGS)	Stoccaggio	78	18%	82%	0%
SNAM Energy Terminals	Rigassificazione	2.133	1%	50%	49%
OLT OFFSHORE LNG TOSCANA S.p.A.	Rigassificazione	244	0%	99%	0%
ITG S.p.A	Trasporto	12	90%	10%	0%
SGI	Trasporto	793	90%	10%	0%
SNAM Rete Gas	Trasporto	6.450	38%	61%	0%
Retragas S.r.l.	Trasporto	37	25%	75%	0%
Acegas	Distribuzione	740	99%	1%	0%
ASM Vercelli S.p.A	Distribuzione	107	100%	0%	0%
EROGASMET S.p.A	Distribuzione	727	99%	1%	0%
Giudicarie Gas S.p.A	Distribuzione	6	0%	100%	0%
INRETE Distribuzione Energia S.p.A	Distribuzione	3.759	93%	7%	0%
IRETIGasSpA	Distribuzione	2.465	94%	6%	0%
Italgas S.p.A (include 2i Rete Gas)	Distribuzione	3.844	96%	4%	0%
Martesana Reti Srl	Distribuzione	12	74%	26%	0%
MMS-Marche Multiservizi	Distribuzione	446	99%	1%	0%
Molise Gestioni s.r.l	Distribuzione	109	98%	2%	0%
Novareti	Distribuzione	160	2%	98%	0%
SEAB	Distribuzione	230	100%	0%	0%
Südtirolgas S.p.A. (STG)	Distribuzione	1.607	100%	0%	0%

Fonte: elaborazione Amici della Terra su relazioni ex art.12 pubblicate dal MASE

La tabella considerata, che include esclusivamente gli operatori che riportano tutte e tre le categorie (emissioni fuggitive, venting e combustione incompleta), rappresenta un sottoinsieme significativo e, pur non essendo rappresentativo dell'intero sistema, consente un confronto coerente tra le diverse tipologie emissive.

Un primo elemento che emerge riguarda la relazione tra completezza del reporting e metodologia adottata. La disponibilità di dati disaggregati si riscontra prevalentemente in operatori che adottano il framework OGMP 2.0 e che si collocano prevalentemente in livelli metodologici medio-alti (categorie A, B e C), pur con alcune eccezioni in cui una disaggregazione completa è fornita anche con approcci più semplificati (categoria D). Questo suggerisce che la standardizzazione del reporting stia procedendo anche indipendentemente dal livello di accuratezza delle metodologie di stima.

Dal punto di vista settoriale, il segmento upstream conferma una marcata eterogeneità dei profili emissivi anche in funzione dell'attività prevalente nell'estrazione di petrolio o gas. Energean Italy presenta una prevalenza di emissioni fuggitive, accompagnate da una quota significativa di venting e una presenza non trascurabile di combustione incompleta. Energean Sicilia mostra invece un profilo quasi esclusivamente fuggitivo. TotalEnergies EP Italia evidenzia una configurazione opposta, in cui la combustione incompleta rappresenta la componente dominante, mentre le altre categorie risultano marginali. Questo conferma come, nel segmento upstream, non esista un profilo emissivo uniforme e come la struttura delle emissioni dipenda fortemente dalle caratteristiche degli impianti e dai processi operativi.



Nel segmento dello stoccaggio si osserva una distribuzione più equilibrata tra le diverse componenti emissive. Stogit presenta volumi elevati sia per le emissioni fuggitive sia per quelle da venting, con una quota residuale di combustione incompleta, coerente con la presenza di turbine e sistemi di riscaldamento. Ital Gas Storage (IGS) mostra invece una prevalenza delle emissioni da venting e l'assenza di combustione incompleta, indicando differenze nelle configurazioni impiantistiche e nelle modalità operative.

Il segmento della rigassificazione presenta una configurazione particolarmente significativa. Le emissioni degli impianti di rigassificazioni risultano quasi interamente attribuibili a venting e combustione incompleta per SNAM (dove presentano valori molto simili tra loro) e quasi totalmente al venting nel caso di OLT, mentre le emissioni fuggitive sono trascurabili. Questo dato evidenzia il ruolo centrale dei processi operativi e dei sistemi di combustione nella determinazione delle emissioni in questo tipo di infrastrutture.

Nel trasporto emerge una variabilità significativa tra operatori. SNAM Rete Gas presenta i volumi complessivi più elevati, con una componente dominante di venting e una quota rilevante di emissioni fuggitive, mentre la combustione incompleta rimane marginale. SGI mostra invece una prevalenza di emissioni fuggitive, mentre Retragas presenta un profilo opposto, con emissioni concentrate nel venting. Il caso di TAP, che riporta valori nulli per tutte le categorie, evidenzia come l'assenza di emissioni possa essere esplicitamente rendicontata nell'ambito del framework OGMP.

Il segmento della distribuzione presenta nel complesso un quadro più uniforme, ma con alcune differenze interessanti. Nella maggior parte dei casi, tra cui Italgas, Inrete, Iretigas, Acegas e Südtirolgas, le emissioni risultano quasi interamente riconducibili a perdite fuggitive, che rappresentano sistematicamente la componente dominante. Tuttavia, emergono alcune eccezioni rilevanti: Novareti e Giudicarie Gas presentano una prevalenza di emissioni da venting rispetto alle fuggitive, indicando il peso delle operazioni di esercizio e manutenzione in specifiche configurazioni di rete. Nel complesso, la combustione incompleta rimane marginale in tutti gli operatori della distribuzione, con valori generalmente prossimi allo zero.

Nel complesso, l'analisi dei dati delle relazioni conferma che la combustione incompleta rappresenta una componente rilevante solo in specifici contesti, in particolare nel segmento upstream e nella rigassificazione, mentre nei segmenti di trasporto e distribuzione il suo contributo risulta trascurabile. Al contrario, le emissioni fuggitive costituiscono la componente strutturale delle emissioni nella distribuzione e, in molti casi, anche nel trasporto, mentre il venting assume un ruolo significativo soprattutto nelle attività operative e di manutenzione.

5.2.3.1. Relazioni con disaggregazione parziale: analisi delle emissioni fuggitive e da venting

Accanto agli operatori che forniscono una disaggregazione completa delle emissioni nelle tre categorie previste dal framework OGMP 2.0, si osserva un ulteriore gruppo di relazioni in cui sono riportate esclusivamente le emissioni fuggitive e da venting, mentre la componente di combustione incompleta non è quantificata o non è esplicitamente riportata.

La mancata inclusione della combustione incompleta può riflettere diverse situazioni: l'effettiva assenza di sorgenti emissive di questo tipo negli asset considerati, la difficoltà di quantificazione oppure una scelta di rendicontazione che privilegia le componenti ritenute più rilevanti. Tuttavia, tale assenza limita la comparabilità con le relazioni che forniscono una disaggregazione completa, in quanto non consente di escludere che una quota, anche se ridotta, di emissioni sia associata a sistemi di combustione non contabilizzati.

Tabella 26: Ripartizione percentuale delle emissioni di metano tra fuggitive e venting per operatore e segmento della filiera, 2024 (operatori con disaggregazione parziale)

Gestore	Segmento	Emissioni (t)	Fuggitive (%)	Venting (%)
ENI – Distretto centro settentrionale (oil&gas)	Upstream	2.046	15%	85%
ENI – Distretto meridionale (oil&gas)	Upstream	319	63%	37%
ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (oil&gas)	Upstream	434	27%	73%
Transmediterranean Pipeline Company L.t.d	Trasporto	4	20%	80%
ADRI GAS	Distribuzione	17	93%	7%
Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. (ASVT)	Distribuzione	7	20%	80%
DOLOMITI GNL SRL	Distribuzione	1	0%	100%
G.E.I. S.p.a	Distribuzione	57	100%	0%
Lereti S.p.A	Distribuzione	134	62%	38%
Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. (Re.V.V.)	Distribuzione	42	95%	5%
RetiPiù S.r.l.	Distribuzione	26	31%	69%
UNARETI spa	Distribuzione	2.499	91%	9%

Fonte: elaborazione Amici della Terra su relazioni ex art.12 pubblicate dal MASE

Questo gruppo comprende operatori attivi in diversi segmenti della filiera, tra cui upstream (distretti ENI), trasporto (Transmediterranean Pipeline Company) e soprattutto distribuzione, dove si concentra la maggior parte dei casi. La presenza trasversale di questa configurazione suggerisce che la mancata rendicontazione della combustione incompleta non è limitata a uno specifico segmento, ma riflette piuttosto differenze nei livelli di dettaglio e impostazione del reporting.

Dal punto di vista quantitativo, nei segmenti upstream rappresentati dai distretti ENI emerge una chiara predominanza del venting rispetto alle emissioni fuggitive, in particolare nel distretto centro-settentrionale, dove i rilasci operativi costituiscono la componente principale. Questo risultato è coerente con la natura delle attività upstream, in cui le operazioni di gestione del gas possono comportare rilasci intenzionali più rilevanti.

Nel segmento del trasporto, il caso della Transmediterranean Pipeline Company evidenzia una struttura emissiva dominata dal venting, seppur su volumi complessivi contenuti, confermando il ruolo delle operazioni di esercizio anche in questo ambito.

Il segmento della distribuzione presenta invece una maggiore variabilità. In molti casi, come per UNARETI, ADRI GAS e Reti Valtellina Valchiavenna, le emissioni risultano prevalentemente fuggitive, in linea con quanto osservato per gli operatori con reporting completo. Tuttavia, emergono anche configurazioni diverse: aziende come RetiPiù e ASVT mostrano una prevalenza di venting, mentre Lereti presenta una distribuzione più equilibrata tra le due componenti. Questi risultati indicano che, anche all'interno del segmento della distribuzione, il peso relativo delle emissioni operative può variare significativamente in funzione delle pratiche di gestione e delle caratteristiche delle reti.

5.2.4. Confronto preliminare con l'inventario nazionale (NID)

Un ulteriore elemento di analisi consiste nel confronto tra le emissioni dichiarate dagli operatori e le stime nazionali riportate da ISPRA nel National Inventory Document (NID), con riferimento alla categoria 1.B.2 – Fugitive emissions from fuels.

A differenza di quanto presentato nel capitolo 2, che si basa sulle stime ISPRA del NID 2025 (dati fino al 2023), il presente confronto utilizza le più recenti stime contenute nel NID 2026 (dati aggiornati al 2024), che tengono conto per la prima volta delle informazioni derivanti dalle relazioni ex art. 12 del Regolamento (UE) 2024/1787. Tali informazioni sono state utilizzate da ISPRA per migliorare la rappresentazione delle emissioni nel settore oil & gas, in particolare per la riallocazione tra categorie emmissive e segmenti della filiera, integrando i dati dichiarati dagli operatori all'interno del modello inventariale.

Tabella 27: Confronto emissioni dichiarate nelle relazioni art. 12 e stime riportate nel NID

SEGMENTO	Emissioni relazioni (t CH ₄ , 2024)		Emissioni NID (t CH ₄ , 2024)	
Upstream	3.265	<i>Emissioni dichiarate dagli operatori oil&gas upstream</i>	3.263	<i>Emissioni stimate da ISPRA voci: Oil - Exploration + Production and upgrading. Natural gas - Exploration + Production and gathering + Processing. Venting and flaring</i>
Trasporto, rigassificazione e stoccaggio	12.710	<i>Emissioni dichiarate dagli operatori gas della rigassificazione, stoccaggio e trasporto</i>	12.747	<i>Emissioni stimate da ISPRA voce: Natural gas - Transmission and storage</i>
Distribuzione	29.538	<i>Emissioni dichiarate dagli operatori gas della distribuzione</i>	64.221	<i>Emissioni stimate da ISPRA voce: Natural gas - Distribution</i>
TOTALE	45.513		80.232	

Fonte: elaborazione AdT su dati MASE e ISPRA

Tale confronto deve essere interpretato come un esercizio di coerenza sistemica e non come una verifica di corrispondenza puntuale del dato. I due sistemi di quantificazione rispondono infatti a logiche differenti.

Il NID è elaborato secondo le linee guida IPCC e si basa prevalentemente su fattori emissivi medi (IPCC, CORINAIR, country-specific) applicati a dati di attività nazionali (approccio top-down o Tier 1–2), con finalità di reporting internazionale e di coerenza temporale delle serie storiche.

Le relazioni ex art. 12, invece, sono redatte a livello aziendale secondo l'impostazione OGMP 2.0 e si fondano su inventari per sorgente, campagne LDAR e, in alcuni casi, misure dirette (approccio bottom-up o measurement-based). Anche nei casi in cui le relazioni adottano un approccio basato su fattori emissivi (livello 3 OGMP), i coefficienti utilizzati (ad esempio MARCOGAZ, GERG/MEEM, UNI EN, EPA/API o fattori derivati da campagne proprie) non coincidono necessariamente con quelli impiegati da ISPRA nell'inventario nazionale, che risponde a criteri IPCC e a esigenze di omogeneità temporale. Differenze nei fattori applicati possono determinare scostamenti anche in presenza di impostazioni metodologiche formalmente analoghe.

Occorre inoltre considerare che le categorie del *Common Reporting Format* (CRF 1.B.2) non coincidono perfettamente con la segmentazione adottata dal Regolamento (UE) 2024/1787 né con la struttura OGMP 2.0. Le voci CRF aggregano attività secondo la classificazione IPCC (esplorazione, produzione, processing, trasporto e stoccaggio, distribuzione), mentre le relazioni sono organizzate per operatore e per asset, con dettaglio a livello di singola sorgente emissiva. Ciò comporta inevitabili differenze di perimetro e di allocazione delle emissioni tra categorie.

Alla luce di tali elementi, il confronto deve essere letto in termini di ordine di grandezza.

Sotto questo profilo, il quadro che emerge è il seguente:

- **Upstream** – Le emissioni dichiarate (3.265 t CH₄) risultano sostanzialmente coincidenti con le stime NID (3.263 t CH₄), evidenziando un allineamento quasi completo tra i due sistemi di quantificazione.
- **Trasporto, rigassificazione e stoccaggio** – Permane un elevato livello di coerenza tra dati dichiarati (12.710 t CH₄) e inventario nazionale (12.747 t CH₄), con uno scostamento molto contenuto.
- **Distribuzione** – Nel segmento della distribuzione si conferma una divergenza significativa: le emissioni dichiarate (29.538 t CH₄) risultano inferiori a metà delle stime NID (64.221 t CH₄). Alla luce delle informazioni fornite da ISPRA, tale scostamento sarebbe tuttavia riconducibile principalmente alla **copertura incompleta delle dichiarazioni**, dovuta alla presenza di operatori non dichiaranti, piuttosto che a differenze metodologiche o di fattori emissivi, che rivestono un ruolo secondario. In questo senso, le stime inventariali risultano integrate da valutazioni che tengono conto dell'intero perimetro del settore.



Secondo ISPRA, nel complesso, diversi indicatori suggeriscono una **buona coerenza tra le stime dell'inventario nazionale e i dati dichiarati dagli operatori**, una volta considerati i limiti di copertura del reporting.

Il confronto non costituisce quindi una verifica di accuratezza del dato, ma fornisce un'indicazione preliminare della coerenza strutturale tra reporting aziendale e inventario nazionale, evidenziando i segmenti in cui sarà opportuno approfondire l'allineamento metodologico e il miglioramento della copertura nei prossimi cicli di rendicontazione.

5.2.5. Considerazioni conclusive

Nel complesso, l'analisi delle relazioni ex art. 12 per l'attività dell'anno 2024, presentate nel 2025, restituisce l'immagine di un sistema che, pur caratterizzato da differenze tra segmenti e da una marcata eterogeneità metodologica, presenta una copertura infrastrutturale e quantitativa ampiamente significativa lungo l'intera filiera del gas.

Accanto a questo primo livello di lettura, l'analisi evidenzia tuttavia un ulteriore elemento di complessità, legato non solo alle metodologie adottate, ma anche alla struttura e al grado di dettaglio del reporting. In particolare, la distinzione tra relazioni che forniscono una disaggregazione completa delle emissioni nelle tre categorie previste dal framework OGMP 2.0 e relazioni che riportano esclusivamente le componenti fuggitive e da venting consente di mettere in luce differenze rilevanti nella qualità informativa dei dati.

Dal punto di vista della composizione delle emissioni, emerge un quadro fortemente differenziato lungo la filiera. La distribuzione si conferma come il segmento in cui le emissioni sono prevalentemente riconducibili a perdite fuggitive, pur con alcune eccezioni in cui il venting assume un ruolo significativo. Nei segmenti di trasporto e stoccaggio si osserva una maggiore variabilità, con un contributo rilevante sia delle emissioni fuggitive sia di quelle operative. Il segmento upstream presenta i livelli più elevati di eterogeneità tra operatori, mentre la rigassificazione evidenzia configurazioni specifiche in cui le emissioni sono dominate da processi di combustione incompleta e gestione operativa.

L'analisi congiunta delle relazioni con disaggregazione completa e parziale evidenzia inoltre come la variabilità nella struttura delle emissioni sia accompagnata da una analoga variabilità nella completezza del reporting, confermando che il processo di implementazione del framework OGMP 2.0 è ancora in fase di consolidamento. In diversi casi, l'assenza della componente di combustione incompleta non può essere interpretata univocamente come assenza della sorgente emissiva, ma può riflettere limiti nella quantificazione o scelte di rendicontazione. Ciò introduce un elemento di incertezza nella comparabilità dei dati tra operatori e segmenti.

Il profilo metodologico conferma che le emissioni sono concentrate presso operatori di maggiori dimensioni, che risultano anche quelli con livelli più avanzati di maturità (approcci measurement-based o ibridi), mentre nei segmenti più frammentati, in particolare nella distribuzione, permane una prevalenza di metodologie bottom-up basate su fattori emissivi. Tuttavia, la composizione delle emissioni risulta determinata principalmente dalle caratteristiche tecniche degli asset e dalle pratiche operative, mentre il livello metodologico incide soprattutto sulla completezza e sulla robustezza del dato.

Il confronto preliminare con l'inventario nazionale, aggiornato alle stime ISPRA 2026, evidenzia una sostanziale coerenza negli ordini di grandezza nei segmenti upstream e midstream. Nel segmento della distribuzione permane invece una divergenza significativa tra emissioni dichiarate e stime inventariali; tuttavia, alla luce delle informazioni disponibili, tale scostamento appare riconducibile principalmente alla copertura incompleta del reporting, legata alla presenza di operatori non dichiaranti, piuttosto che a



differenze metodologiche o di fattori emissivi. Considerando questo elemento, emerge un quadro complessivamente coerente tra dati dichiarati e stime nazionali.

Nel complesso, il primo ciclo di rendicontazione evidenzia l'esistenza di una base informativa ampia e strutturata, ma ancora non pienamente omogenea. La fase attuativa del Regolamento appare quindi orientata non tanto alla costruzione di un sistema ex novo, quanto al consolidamento delle pratiche di monitoraggio, alla progressiva estensione della disaggregazione per tipologia emissiva e al rafforzamento della comparabilità dei dati lungo l'intera filiera.

6. Iniziative di ambientalisti, CIG e Associazioni di operatori

6.1. La campagna degli Amici della Terra

6.1.1. Il Tavolo sulla riduzione delle emissioni di metano di Amici della Terra

Il Tavolo sul metano rappresenta un'iniziativa di AdT in collaborazione con Environmental Defense Fund Europe (EDFE). Nasce nel 2021, solitamente si riunisce con cadenza mensile, si articola in sessione plenaria e in diverse sessioni tematiche e rappresenta l'unico luogo d'incontro in Italia tra istituzioni, enti e operatori della filiera del gas e ambientalisti, volto a facilitare l'implementazione della norma. Le attività del Tavolo hanno approfondito e sviluppato il tema nel contesto nazionale e internazionale, permettendo all'Italia di essere protagonista nel panorama europeo nell'impegno della riduzione delle emissioni di metano.

A fine 2021, i lavori hanno portato alla stesura del documento "[Indirizzi per una Strategia italiana di riduzione delle emissioni di metano dalla filiera del gas naturale](#)", condiviso e sottoscritto da tutti i partecipanti. Si tratta del primo caso in cui imprese, associazioni ed ONG ambientaliste hanno sottoscritto un impegno comune nel ridurre le emissioni di metano, fissando anche precisi obiettivi qualitativi e quantitativi.

Nel 2022, il Tavolo ha visto nuove adesioni ed ha cominciato ad affrontare il tema del gas importato. Il 21 dicembre è stato presentato l'aggiornamento del documento "[Indirizzi per una Strategia italiana di riduzione delle emissioni di metano dalla filiera del gas naturale](#)".

Nel 2023, le attività sono proseguite ed hanno consentito la partecipazione alle consultazioni sul nuovo PNIEC dell'Italia, con una posizione condivisa dai partecipanti e basata sul documento di indirizzi aggiornato nel 2022. Le osservazioni sono state recepite e nell'aggiornamento del PNIEC è [stata riconosciuta l'importanza della riduzione delle emissioni di metano](#), così come la necessità d'intervenire anche su quelle legate alle importazioni. A novembre 2023, il Tavolo ha organizzato, presso il MASE, l'evento "[Le emissioni di metano nelle politiche climatiche dell'Italia](#)".

Nel 2024, il Tavolo, nel corso delle sue sette riunioni, ha affrontato vari temi, sia in modalità plenaria, sia nella modalità d'analisi di singoli aspetti specifici. In particolare, alcuni incontri sono stati dedicati alle emissioni di metano che si originano nel post-contatore, con un documento tecnico redatto e condiviso da tutto il Tavolo. Nelle plenarie, invece, i temi affrontati sono stati essenzialmente due:

- il primo, ha riguardato l'aggiornamento del PNIEC, sulla base di spunti dedotti dalla "Strategia" definita e condivisa dal Tavolo;
- il secondo, un'ampia serie di valutazioni preliminari sul futuro Regolamento sulle emissioni di metano e considerazioni, con relative criticità, una volta approvato. In particolare, a seguito della sua entrata in vigore, sono state organizzate due riunioni di approfondimento sulle ricadute della norma: una dedicata all'*upstream* ed una a tutte le tipologie di infrastrutture (distribuzione, trasporto, terminali, stoccaggi).

Nel 2025, il Tavolo, nel corso dei suoi sette incontri, ha affrontato temi rilevanti, cominciando dall'import. Nella riunione del 22 gennaio 2025, infatti, si è discusso delle criticità legate alle scadenze previste, partendo da quella del 5 maggio 2025. Questi i temi emersi:

- le scadenze sembrano troppo ravvicinate;
- difficoltà legate ai contratti di fornitura in corso, ma stipulati prima dell'entrata in vigore del Regolamento (4/8/24);
- *MRV equivalence* del gas importato (a partire dall'1/1/27) rispetto a quello estratto nell'UE, per il quale è richiesto *all reasonable effort* per renderlo comparabile;
- *methane intensity reporting* (a partire dall'agosto 2028) e il *methane intensity standard*, con l'obbligo di rispetto di un livello massimo (dal 2030);
- contratti vecchi e quelli "rinnovati", per i quali sembra prendere piede l'orientamento secondo cui si intendono per tali quelli nei quali "*several*" (più di 2) "*key elements*" (prezzo, durata, quantità) sono modificati (per adattarli alle richieste del reg.to);

- soggetti importatori che non hanno sede legale nell'UE e per i quali manca il riferimento delle necessarie AA.CC. cui inviare tutta la documentazione. Soluzione possibile: far riferimento alla figura del dichiarante, soggetto che nell'UE effettua le dichiarazioni doganali in vece dell'importatore.

Durante l'anno, tutte le riunioni hanno seguito gli aggiornamenti sull'implementazione costante del Regolamento.

Nelle ultime riunioni, le analisi si sono concentrate sugli aggiornamenti nell'attuazione del Regolamento, con focus particolare sulle relazioni per la quantificazione delle emissioni pervenute al MASE e da questo pubblicate sul proprio sito ufficiale. Si è, inoltre, cominciato a delineare un quadro sulle future criticità ancora irrisolte nell'attuazione della norma. I temi ritenuti rilevanti dal Tavolo, cui dedicare specifiche sessioni tematiche, riguarderanno:

- il **venting & flaring**, su cui spesso ci sono state discussioni e osservazioni, per esempio sui limiti minimi di efficienza delle torce e sulla disponibilità sul mercato di tecnologie adatte al rispetto di queste norme.
- Le **ispezioni** (art.6, con entrata a regime dal 5/5/26). Si avverte la necessità del coinvolgimento diretto del MASE e ancor più di ISPRA, oltre ad altri soggetti interessati al tema ispezioni, per capire come proseguire su questa linea d'intervento prevista dal Regolamento.
- Il sistema di **verifica e accreditamento** indipendente delle relazioni, che entrerà in vigore dal 2027. Sarà necessario il coinvolgimento di Accredia, quale ente preposto all'accREDITamento dei verificatori.
- Altro tema è quello dell'**import**, connesso alla sicurezza degli approvvigionamenti. Che oggi dipende anche dall'affidabilità, diversificazione e trasparenza e non più solo dai volumi. Il Regolamento migliora il quadro: riduce i rischi nascosti e impone agli operatori di monitorare, segnalare e verificare le emissioni di metano. Introduce, di fatto, una regola di mercato che permette la comparazione delle prestazioni dei fornitori.

6.1.2. MonitorCH4

MonitorCH4¹⁷ è un evento organizzato dagli Amici della Terra a Bologna lo scorso 23 ottobre 2025. La manifestazione, articolata in uno spazio espositivo e in convegni specifici, rappresenta il primo esempio interamente dedicato alle tecnologie e ai sistemi per la riduzione delle emissioni di metano. La seconda edizione è prevista, sempre a Bologna, per il 9 luglio 2026. L'Italia è leader europeo nello sviluppo e gestione delle infrastrutture di settore e si candida ad essere in prima linea anche nella riduzione delle emissioni in atmosfera, in ambiente marino e nei trasporti terrestri e navali a metano liquido. Per facilitare l'incontro tra domanda, offerta e prospettive delle tecnologie dedicate al monitoraggio e alla riduzione delle emissioni di metano, AdT ha promosso questa giornata di esposizione e illustrazione di quanto offre il mercato e di discussione tra istituzioni, associazioni e imprese. Non secondarie l'attenzione alle attività di ricerca e sviluppo tecnologico, con l'obiettivo di mantenere un corretto rapporto tra costi e benefici, sia economici che ambientali delle attività di monitoraggio e riparazione.

6.2. Le attività del CIG per l'attuazione del Regolamento

In Italia, il Comitato Italiano Gas (CIG)¹⁸ elabora norme tecniche sui gas combustibili, in raccordo con gli enti europei di riferimento. Il Comitato sviluppa, inoltre, linee guida tecniche e attività di formazione. Le prime

¹⁷ [MONITORCH4](#)

¹⁸ Il Comitato studia i problemi scientifici e tecnici e redige documenti normativi tecnici per tutto il settore dei gas combustibili, inclusi idrogeno, gas naturale e sintetico, gas rinnovabili, etc. I temi riguardano: produzione, commercializzazione, rigassificazione, stoccaggio, trattamento, trasporto, distribuzione, odorizzazione, misura e qualità, telemisura e telegestione dei gas.

svolgono tradizionalmente un ruolo fondamentale nella gestione degli aspetti di sicurezza della filiera del gas naturale, aspetti strettamente legati a quelli ambientali, come nel caso specifico delle emissioni di metano.

Il CIG partecipa alla definizione delle norme tecniche rilevanti per le attività della filiera del gas naturale, strumenti essenziali per gli operatori del settore. In particolare, attraverso i suoi esperti sta partecipando ai lavori in corso nell'ambito del gruppo "CEN/TC 234/WG 14 *Methane emissions*" per l'elaborazione di 3 norme EN a supporto del Regolamento UE. Questi i temi:

- a) quantificazione e reportistica delle emissioni (**MRV**);
- b) ricerca dispersioni e loro riparazione (**LDAR**);
- c) sfiati e combustione in torcia (**Venting & Flaring**).

CIG ha elaborato, inoltre, una proposta di interpretazione applicativa del regolamento da condividere con l'Autorità Competente una volta nominata, al fine di consentirne l'implementazione "pratica" in Italia e renderla, per quanto possibile, coerente con la normativa e la regolazione nazionale già esistente. In questa prospettiva, il CIG sta svolgendo un fondamentale ruolo di supporto alle imprese delle filiere energetiche interessate dall'attuazione della norma europea e alle loro associazioni, partendo dall'elaborazione di linee guida tecniche per affrontare le criticità emerse in questa prima fase. Il lavoro è stato sviluppato in collaborazione con Assogas, Proxigas e Utilitalia.

6.3. Le iniziative delle Associazioni degli operatori

6.3.1. Assogas

[Assogas](#)¹⁹ ha fornito il proprio contributo, rappresentando le istanze e le difficoltà tecnico-operative incontrate in questa prima fase dai propri associati. Considerata anche l'eterogeneità, in particolare a livello organizzativo, dei propri membri, l'Associazione ha ritenuto opportuno proporre il suo supporto attraverso una guida all'interpretazione del regolamento e alle sue modalità operative, al fine di consentirne un'applicazione il più possibile omogenea. In quest'ottica, oltre al prezioso contributo delle aziende che hanno condiviso le proprie esperienze e modalità operative, è stato indubbiamente di rilevante importanza il supporto tecnico del CIG, realizzatosi mediante la partecipazione ai Gruppi di Lavoro dei membri dell'Associazione.

Assogas ha redatto un Vademecum ad uso e consumo dei propri associati, in gran parte piccole e medie imprese della distribuzione. Il documento, condiviso e fruibile da tutti, è stato realizzato sfruttando le competenze delle aziende più strutturate del comparto. È un documento tecnico, senza presunzioni di esaustività, nel quale si evidenziano criticità e si propongono soluzioni concrete e pratiche. I suoi contenuti sono, ovviamente, armonizzati ed in linea con quanto definito nell'ambito della linea guida redatta insieme al CIG. L'auspicio è che lo stesso documento possa essere una buona base tecnica per le varie interlocuzioni istituzionali, all'indomani della nomina formale delle AA.CC.

Il documento, inoltre, ha la finalità di rendere gli obblighi del Regolamento accessibili alle aziende più piccole, che sono quelle con le maggiori difficoltà, agevolandone la comprensione. È frutto di un lavoro condiviso, per consentire alle aziende meno strutturate di comprendere i principi base del regolamento e, soprattutto, di riuscire ad applicarli. È una guida operativa che:

- fornisce un quadro di riferimento chiaro e strutturato;
- evidenzia aree del Regolamento che comportano oggettive difficoltà di interpretazione;

¹⁹ Associazione nazionale di categoria che promuove e tutela gli interessi degli industriali del comparto del gas e dei servizi energetici. Rappresenta ca.60 associati, aziende che svolgono attività prevalentemente nel settore energetico del gas naturale (distribuzione e vendita ai clienti). Gli associati operano nel mercato senza vincoli o collegamenti con operatori dominanti italiani o europei, contribuendo così a determinare condizioni favorevoli allo sviluppo di dinamiche concorrenziali, in linea con la *mission* associativa di difesa della concorrenza.



- vuole essere una guida pratica per le aziende;
- intende promuovere la diffusione delle migliori pratiche esistenti;
- propone una modalità di riconciliazione delle modalità applicative del regolamento con le previsioni regolatorie vigenti;
- diffonde la cultura della tutela dell'ambiente e dell'efficienza operativa.

Il documento parte da una prima analisi sui contenuti del regolamento e riporta spunti di riflessione e fornisce suggerimenti utili, entrando nel dettaglio dei singoli articoli e della loro applicazione.

Vengono inoltre evidenziati i ruoli di due nuove figure introdotte dalla norma: le AA.CC. ed il Verificatore; quest'ultimo, in particolare, dovrà essere indipendente dai soggetti verificati e accreditato ai sensi dell'art.9, rivestendo un ruolo di rilevante impatto per il comparto.

Nel Vademecum, inoltre, vengono descritte le ulteriori attività da mettere in atto, legate alle scadenze previste dal regolamento, con particolare riferimento:

- alla definizione di modalità operative, secondo le quali svolgere le attività di LDAR (sviluppo di modelli standardizzati, tempistiche di riparazione, ...);
- all'individuazione di tecnologie e metodologie per la quantificazione delle emissioni.

Infine, si segnala che è previsto un aggiornamento del Vademecum sulla base delle esperienze maturate a quasi due anni dall'entrata in vigore del regolamento.

6.3.2. Proxigas

[Proxigas](#)²⁰ ha promosso la diffusione delle conoscenze e dell'esperienza maturata dalle società associate che hanno già da anni aderito al protocollo OGMP2.0. Il regolamento, infatti, prevede che gli operatori adottino le pratiche industriali più avanzate e utilizzino le migliori tecnologie disponibili per la quantificazione delle emissioni di metano, nonché i documenti guida tecnici di OGMP2.0. L'esperienza nella partecipazione ai gruppi di lavoro internazionali, che si occupano degli standard OGMP2.0, ha rappresentato un contributo importante per l'individuazione delle linee guida applicative del regolamento.

6.3.3. Utilitalia

[Utilitalia](#)²¹ ha dato il proprio contributo, nel quadro del supporto che offre ai propri associati della distribuzione del gas nell'attuazione del Regolamento. La sua attività si è concentrata nel favorire la comprensione degli obblighi esecutivi e nell'aiutare le imprese a tradurre le nuove disposizioni in azioni operative, pur in un quadro dai contorni ancora indefiniti. Nella fase iniziale, Utilitalia ha promosso momenti di confronto tecnico per chiarire il significato e la portata delle disposizioni già vincolanti, sostenendo i gestori nella definizione dei primi processi di adeguamento. Un contributo rilevante è stato fornito anche sul fronte del monitoraggio e del rilevamento delle perdite di metano, dove la Federazione ha favorito la diffusione di metodologie e strumenti avanzati, con l'obiettivo di rendere omogenei gli approcci e promuovere l'adozione di tecniche efficaci per l'individuazione tempestiva delle fughe.

Grazie al supporto del CIG, Utilitalia ha analizzato le principali implicazioni del nuovo quadro normativo per la distribuzione italiana, contribuendo a orientare le imprese verso l'utilizzo provvisorio di standard tecnici volontari, come OGMP2.0, in attesa della formalizzazione dei requisiti definitivi da parte della Commissione

²⁰ Associazione di Confindustria che rappresenta le principali imprese operanti nel settore del gas naturale in Italia, lungo l'intera filiera, dall'importazione e produzione fino al trasporto, stoccaggio e vendita.

²¹ È la Federazione che riunisce le aziende operanti nei servizi pubblici di acqua, ambiente, energia elettrica e gas, rappresentandole presso le Istituzioni nazionali ed europee. Nasce dalla fusione di Federutility (servizi energetici e idrici) e di Federambiente (servizi ambientali).



europea. L'attività ha incluso la definizione condivisa di criteri per la raccolta e la tracciabilità dei dati e la predisposizione della reportistica richiesta, permettendo ai DSO di operare in coerenza tra loro e di mantenere un livello adeguato di conformità anche in regime transitorio.

Un ambito particolarmente delicato ha riguardato gli investimenti in infrastrutture e tecnologie. La Federazione ha favorito lo scambio di esperienze tra le imprese e la condivisione di soluzioni operative, sostenendo il settore nel percorso di modernizzazione dei sistemi di misurazione diretta delle emissioni. In un quadro che resta incerto, senza riconoscimenti ufficiali di idoneità delle tecnologie in sede europea e con le difficoltà dell'eventuale riconoscimento in tariffa dei costi sostenuti.

6.3.4. Assorisorse

In questo contesto, [Assorisorse](#)²² ha creato un Gruppo di Lavoro, coordinato da RINA, con la partecipazione di fornitori di tecnologie, progettisti, costruttori, operatori, organismi di ispezione, testing e certificazione, e società di consulenza.

A fine 2024, inoltre, l'associazione ha avviato un Tavolo di confronto con il MASE, dedicato all'implementazione del Regolamento in ambito upstream, con l'obiettivo di condividere i comportamenti da seguire per essere conformi alla norma.

²² Associazione di Confindustria costituita da ca.80 aziende impegnate a valorizzare risorse naturali e competenze intellettuali attraverso l'innovazione tecnologica e l'economia circolare, che hanno come obiettivo la decarbonizzazione dei processi industriali e la sostenibilità ambientale, economica e sociale. Gli associati forniscono materie prime e sviluppano tecnologie.



7. Stato di attuazione a livello UE

7.1. Cosa ha fatto la Commissione, il CEN e le associazioni

Nell'ambito della Commissione europea, l'attuazione del Regolamento (UE) 2024/1787 è affidata alla Direzione Generale Energia (DG ENER), e in particolare all'Unità "Decarbonizzazione e sostenibilità delle fonti energetiche".

Tra i principali compiti attribuiti alla Commissione, particolarmente rilevanti nella prima fase di attuazione del Regolamento, vi sono: la costituzione della rete delle autorità competenti a livello nazionale; la definizione di norme e prescrizioni tecniche per le imprese operanti nell'Unione; la predisposizione di modelli per le comunicazioni delle imprese; l'attivazione di strumenti di trasparenza e informazione; nonché l'elaborazione di linee guida per l'applicazione delle disposizioni in materia di importazioni.

Le informazioni sulle attività di attuazione del Regolamento sono rese disponibili dalla Commissione anche attraverso una pagina web dedicata: [Methane emissions - European Commission](#).

7.1.1. Rete delle Autorità Competenti per l'attuazione del Regolamento

L'articolo 5 del Regolamento stabilisce che le Autorità competenti a livello nazionale cooperino tra loro, con la Commissione e con le autorità dei Paesi terzi interessati, in particolare per quanto riguarda le disposizioni in materia di importazioni.

A tal fine, la Commissione è incaricata di istituire una rete delle Autorità competenti, con l'obiettivo di promuovere lo scambio di informazioni su monitoraggio, regolamentazione e conformità, favorire la diffusione di buone pratiche e consentire consultazioni tra le parti.

La rete è stata istituita il 19 marzo 2025. Le informazioni sulle sue attività sono disponibili nel [registro dei gruppi di esperti della Commissione](#), che raccoglie anche la documentazione relativa alle riunioni ufficiali.

Fino a marzo 2026 si sono svolti quattro incontri: il 30 aprile 2025, il 20 settembre 2025, il 26 novembre 2025 e il 4 marzo 2026.

La rete delle Autorità competenti rappresenta uno strumento di governance essenziale per il coordinamento tra Commissione e Stati membri nell'attuazione del Regolamento.

7.1.2. Atti di normazione tecnica e definizione di modelli per le comunicazioni delle imprese

Il Regolamento prevede che le attività di rilevamento e riparazione delle perdite (LDAR) e la quantificazione delle emissioni di metano siano svolte sulla base di specifiche tecniche e soglie di accuratezza. Tali elementi sono in parte definiti direttamente dal Regolamento, ma in larga misura devono essere dettagliati attraverso:

1. norme tecniche europee da elaborare su mandato della Commissione dal CEN (Comitato Europeo di Normazione);
2. un atto di esecuzione della Commissione, in particolare per le attività LDAR.

La Commissione è inoltre responsabile della predisposizione di modelli standardizzati per le relazioni sulla quantificazione delle emissioni che gli operatori devono trasmettere alle Autorità competenti nazionali.

7.1.2.1. Incarico della Commissione al CEN per elaborazione delle norme tecniche

Ai sensi dell'articolo 32, la Commissione deve richiedere alle organizzazioni europee di normazione l'elaborazione di norme armonizzate in particolare per:

"a) la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano di cui all'articolo 12, paragrafo 5 (relazione annuale su quantificazione emissioni);

b) le indagini LDAR di cui all'articolo 14, paragrafo 1;

c) le apparecchiature di cui all'articolo 15, paragrafi 3 e 5 (venting e flaring);



- d) la quantificazione delle emissioni di metano di cui all'articolo 18, paragrafo 3 (pozzi abbandonati o inattivi);*
e) la misurazione e la quantificazione delle emissioni di metano di cui all'articolo 20, paragrafo 4, e all'articolo 25, paragrafo 2. (miniere)”

Per tali attività, la Commissione ha individuato correttamente nel CEN il riferimento tecnico europeo per la normazione nella filiera del gas naturale. Tuttavia, il mandato al CEN non è stato ancora formalizzato.

Considerati i tempi necessari per l'elaborazione delle norme tecniche, che prevedono il coinvolgimento di operatori e stakeholder, anche in caso di formalizzazione entro il primo semestre del 2026, è verosimile che le norme non siano disponibili prima della fine del 2028. Nel frattempo, il CEN ha comunque avviato attività preparatorie a livello di gruppi tecnici.

7.1.2.2. Atto di esecuzione della Commissione con prescrizioni tecniche in materia di attività LDAR

L'articolo 14 prevede che la Commissione adotti un atto di esecuzione per definire limiti minimi e tecniche di rilevamento nelle attività LDAR.

In particolare, il comma 7 dell'articolo 14 prevede che entro il 5 agosto 2025 la Commissione specifichi con tale atto:

- “a) i limiti di rilevamento minimi e le tecniche di rilevamento da utilizzare per i diversi dispositivi di rilevamento impiegati per soddisfare le prescrizioni di cui al paragrafo 8, per tutti i componenti;*
b) le soglie applicabili alla prima fase delle indagini LDAR, da utilizzare per soddisfare le prescrizioni di cui al paragrafo 8 per i componenti sotterranei.

Tali limiti di rilevamento minimi, tecniche e soglie si basano sulle migliori tecnologie disponibili e sulle migliori tecniche di rilevamento disponibili, tenendo conto dei diversi tipi di componenti e indagini LDAR”.

Tale atto non è stato ancora adottato. A oggi, la Commissione ha avviato attività preparatorie, tra cui la diffusione di un questionario agli stakeholder (aprile 2025), ma non ha ancora avviato una consultazione pubblica formale.

7.1.2.3. Atto di esecuzione della Commissione con modelli per le relazioni ex articolo 12

L'articolo 12, paragrafo 4, prevede l'adozione di un atto di esecuzione per definire un modello standard delle relazioni sulla quantificazione delle emissioni. Per questo adempimento non c'è scadenza.

L'assenza di tale modello genera rilevanti criticità: introduce incertezza per le imprese nella predisposizione delle relazioni, rende difficoltosa la trasmissione informatizzata alle Autorità competenti e limita la comparabilità dei dati. Inoltre, ostacola la successiva trasmissione delle informazioni alla Commissione, come previsto dall'articolo 12, paragrafo 8.

Nel complesso, i ritardi nell'adozione dell'atto di esecuzione sulle attività LDAR e nella formalizzazione del mandato al CEN stanno creando incertezza sia per gli operatori soggetti agli obblighi del Regolamento sia per i fornitori di tecnologie e servizi.

Inoltre, in assenza di tali elementi, non è possibile attivare pienamente il sistema di verifica indipendente delle relazioni ex articolo 12, previsto a partire dal 2027.

7.1.3. Banca dati della Commissione per la trasparenza sulle emissioni metano

L'articolo 30 del Regolamento prevede che la Commissione istituisca, a partire dal 5 febbraio 2026, una banca dati per la trasparenza sulle emissioni di metano nel settore energetico e sui relativi profili di prestazione.

La banca dati dovrebbe rendere disponibili informazioni sugli adempimenti previsti dal Regolamento, sia a livello nazionale sia per quanto riguarda le importazioni di gas naturale, petrolio e carbone.



Ad oggi, la banca dati non risulta ancora operativa. La Commissione ha indicato, nella pagina dedicata, un'entrata in funzione prevista per settembre 2026.

7.1.4. Linee guida della Commissione per l'attuazione delle norme in materia di import

Il Capo V del Regolamento disciplina le emissioni di metano associate alle importazioni di gas naturale, petrolio e carbone, con l'obiettivo di allineare gli standard ambientali dei Paesi fornitori a quelli previsti nell'Unione europea.

Il percorso di attuazione è articolato in più fasi. Nel periodo 2025–2026, gli importatori sono tenuti a comunicare alle Autorità competenti informazioni sulle emissioni e sugli standard ambientali associati ai prodotti importati.

A partire dal 2027 (art. 28), gli importatori dovranno dimostrare che i produttori nei Paesi terzi adottano sistemi di monitoraggio, comunicazione e verifica delle emissioni (MRV) equivalenti a quelli previsti nell'UE. Tale equivalenza dovrà essere dimostrata dagli importatori tramite i contratti di approvvigionamento, con modalità diverse a seconda che si tratti di contratti definiti a partire dal 4 agosto 2024 (data di entrata in vigore del Regolamento) o di contratti stipulati precedentemente.

Dal 2028 sarà richiesta la comunicazione dell'intensità emissiva di metano, mentre dal 2030 entreranno in vigore limiti massimi, che saranno definiti dalla Commissione entro il 2029.

In questa fase iniziale, la Commissione ha pubblicato [un documento di domande e risposte \(Q&A\)](#) a supporto dell'interpretazione delle disposizioni, aggiornato a marzo 2026.

L'articolo 28, comma 3, prevede inoltre l'adozione di raccomandazioni non vincolanti sulle clausole contrattuali relative ai requisiti MRV. Tali indicazioni sono particolarmente rilevanti per l'attuazione degli obblighi a partire dal 2027.

Nel dicembre 2025, la Commissione ha presentato una nota informativa sull'attuazione dei requisiti MRV per le importazioni. La nota, illustrata ad un incontro con la rete delle Autorità competenti e successivamente in occasione del Consiglio UE Energia del 15 dicembre, evidenzia che non sono necessarie modifiche al Regolamento e che spetta agli Stati membri definire le modalità di verifica dell'equivalenza dei requisiti MRV tenendo conto dei possibili approcci consentiti nel caso di rapporti diretti o indiretti tra importatori e produttori; o delle criticità di sicurezza negli approvvigionamenti.

All'inizio del 2026 è inoltre circolata una prima bozza informale di raccomandazioni, mentre il documento Q&A aggiornato il 24 marzo 2026 conferma che tali raccomandazioni sono ancora in fase di elaborazione.

7.2. Stato di attuazione nei 27 nell'EU Methane Regulation Implementation Tracker

Per comprendere lo stato di attuazione del Regolamento 1787/2024 nei diversi Stati Membri è utile partire dal contesto in cui nasce il lavoro di monitoraggio svolto dalla società civile a livello europeo.

Un ruolo importante è svolto dal Civil Society Observatory on Methane (CSO-M), un'iniziativa nata ad aprile 2025 che riunisce ONG ambientaliste e organizzazioni della società civile impegnate a livello europeo nel monitoraggio delle politiche sul metano e nella promozione di una maggiore trasparenza e responsabilità sul tema da parte dei governi e dell'industria. A sostegno dell'osservatorio è stata creata Time for CH4nge, anch'essa promossa da Environmental Defense Fund, una campagna di comunicazione e advocacy volta ad aumentare la consapevolezza pubblica sull'impatto delle emissioni di metano e sulla necessità di adottare politiche efficaci per la loro riduzione²³.

All'interno del Civil Society Observatory on Methane (CSO-M) è emersa fin da subito una questione centrale: comprendere in che modo la società civile potesse contribuire concretamente al monitoraggio

²³ <https://timeforch4nge.org/>

dell'attuazione del Regolamento europeo sulla riduzione delle emissioni di metano. Con la nascita di un osservatorio europeo della società civile sul metano, infatti, era fondamentale che questo potesse seguire in modo sistematico l'attuazione della normativa nei diversi Stati membri. In assenza di uno strumento di monitoraggio sistematico dei numerosi adempimenti e scadenze, risultava infatti difficile individuare quali Paesi stessero procedendo più rapidamente nell'attuazione della normativa, dove si registrassero ritardi e quali pratiche potessero costituire esempi replicabili.

È in risposta a questa necessità che, nel luglio 2025, è stato lanciato l'European Methane Regulation Tracker, una dashboard interattiva che mostra informazioni e aggiornamenti sull'implementazione del regolamento nei diversi Stati membri, offrendo allo stesso tempo una valutazione comparabile dello stato di attuazione²⁴. Lo strumento è pensato per essere utilizzato da diverse tipologie di stakeholder, tra cui istituzioni nazionali ed europee, imprese, organizzazioni della società civile, ricercatori e altri soggetti interessati al monitoraggio delle politiche europee sul metano. Fin dalle prime fasi, Amici della Terra è stata coinvolta attivamente nell'ideazione, nella progettazione e nell'aggiornamento dello strumento, che avrebbe consentito non solo di migliorare la trasparenza, ma anche di facilitare lo scambio di informazioni e l'identificazione di *best practices* tra i Paesi europei.

Il funzionamento del Methane Regulation Tracker si fonda su quattro elementi principali. Il primo riguarda la mappatura e la normalizzazione delle scadenze previste dal regolamento, necessaria per organizzare in modo sistematico gli obblighi previsti dalla normativa. Il secondo elemento riguarda la raccolta dei dati, che avviene attraverso un approccio ibrido. Da un lato vengono monitorati i siti istituzionali e i portali ufficiali dei vari Paesi e delle rispettive autorità competenti. Dall'altro lato la rete del CSO-M include referenti nazionali che contribuiscono a fornire aggiornamenti e verifiche sulle informazioni relative ai singoli Stati membri. Il terzo elemento riguarda la valutazione qualitativa delle informazioni raccolte. I dati vengono sintetizzati in valutazioni testuali che descrivono lo stato di attuazione dei diversi obblighi, secondo una griglia di valutazione prestabilita che ne garantisce la coerenza. Infine, a ogni obbligo viene assegnato un livello di implementazione, che indica il grado di adempimento rispetto a quanto previsto dal regolamento, da piena attuazione fino ai livelli più bassi di implementazione. Anche in questo caso l'assegnazione del livello segue criteri definiti e condivisi, con l'obiettivo di garantire coerenza e comparabilità tra i diversi Paesi.

Le informazioni raccolte vengono poi restituite attraverso l'interfaccia del tracker, organizzata in due pannelli principali. Il primo è il pannello della mappa, che consente di visualizzare rapidamente lo stato di implementazione di una determinata scadenza nei diversi Paesi europei. Il secondo è il pannello dei dati, dove le informazioni sono presentate sotto forma di schede. Ogni scheda contiene informazioni relative a uno specifico obbligo previsto dal regolamento, indicando lo Stato membro, il livello di implementazione, una breve descrizione dello stato di avanzamento, il riferimento normativo e la fonte delle informazioni utilizzate.

Sebbene ancora in fase di sviluppo, allo stato attuale il tracker consente comunque di effettuare una valutazione complessiva dello stato di implementazione del regolamento nei diversi Paesi europei. L'ultimo aggiornamento completo risale al 27 gennaio 2026, quando sono state aggiornate e verificate tutte le scadenze previste dal Regolamento per il 2025.

Come illustrato nella **Figura 38**, è stato costruito un sistema di classificazione che consente di rappresentare graficamente il livello di implementazione delle diverse disposizioni nei 27 Stati membri al 31 dicembre 2025. A ciascun obbligo è stato assegnato un punteggio su una scala da 1 a 4, dove:

- 4 Fully Met (piena attuazione, verde scuro)
- 3 Mostly Met
- 2 Moderate
- 1 Low (basso livello di implementazione, giallo)

²⁴ <https://tracker.timeforch4nge.org/>

Per le altre casistiche previste dal Tracker, come *No Data* o *Not Applicable*, è stato invece assegnato il valore 0 (colore grigio), al fine di distinguere chiaramente le situazioni in cui non è possibile effettuare una valutazione dell'implementazione. Questo sistema consente di rappresentare in modo sintetico e comparabile il livello di attuazione del regolamento nei diversi Paesi europei.

Figura 38: Matrice comparativa dello stato di attuazione del regolamento nei 27 Stati membri (2025)

Obligation	Hungary	Italy	Denmark	Poland	Germany	Sweden	Romania	Netherlands	Belgium	Lithuania	Croatia	Luxembourg	France	Austria	Czech Republic	Ireland	Slovakia	Spain	Greece	Slovenia	Malta	Estonia	Portugal	Bulgaria	Cyprus	Latvia	Finland
Adoption of sanctioning framework	4	3	4	0	0	1	3	3	0	2	3	3	3	0	2	0	4	0	0	0	2	0	0	0	0	0	
Conducting the first Type 2 LDAR investigation (oil and gas)	0	0	2	0	0	1	0	0	1	2	0	0	1	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
Designation of national competent authorities	4	3	4	4	2	4	3	4	3	4	3	3	3	1	3	2	4	3	3	3	3	2	3	1	3	3	
Publication of an inventory of closed or abandoned underground mines	4	1	0	2	2	2	1	1	2	0	1	0	1	4	2	2	1	2	0	2	0	0	1	1	0	0	
Publication of an inventory of inactive, plugged and abandoned oil and gas wells	4	4	4	2	1	3	3	1	2	1	4	0	1	3	2	2	1	2	1	2	4	0	1	2	1	1	
Publication of annual information on penalties imposed	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Publication of methane emissions reports (active coal mines)	4	0	0	4	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	
Publication of methane emissions reports (oil and gas)	4	4	1	4	1	1	1	1	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Submission of LDAR programmes (oil and gas)	3	3	2	0	1	3	2	3	1	2	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0	1	1	0	0	0	
Submission of LDAR repair and monitoring results (oil and gas)	0	3	2	0	2	2	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Submission of information on gas, oil and coal import flows	3	2	2	0	4	2	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Submission of the annual methane emissions report (active coal mines)	4	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Submission of the annual methane emissions report (oil and gas)	4	4	2	4	2	1	3	3	0	2	0	3	1	0	0	2	0	2	1	0	0	1	0	0	0	0	
Submission of the annual report on venting and flaring events	0	2	2	0	2	2	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Transmission of import flow information to the EU Commission	0	4	3	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	42	34	29	25	23	23	22	20	15	15	13	13	13	12	12	12	12	11	11	10	9	8	8	7	6	3	

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati Methane Regulation Tracker

Da una prima lettura dei dati è possibile osservare come, complessivamente, l'Italia si collochi al secondo posto di questa analisi, con 34 punti complessivi, preceduta dall'Ungheria (42 punti) e seguita da Danimarca (29), Polonia (25), Germania e Svezia (23). In fondo alla classifica si collocano Cipro e Lettonia (6 punti), mentre la Finlandia registra il punteggio più basso, con 3 punti.

I dati che emergono evidenziano tuttavia tre dinamiche distinte che incidono in modo significativo sul posizionamento dei diversi Paesi. Il primo elemento determinante riguarda la disponibilità delle informazioni. Una parte rilevante delle differenze tra i Paesi con punteggi più elevati e quelli collocati nella parte bassa della classifica è infatti legata alla mancanza di dati pubblicamente disponibili, più che a un'effettiva assenza di implementazione delle disposizioni del regolamento. In molti casi il punteggio basso non riflette necessariamente una scarsa attuazione delle misure previste, ma piuttosto la difficoltà di reperire informazioni ufficiali o aggiornamenti pubblici relativi alle attività svolte a livello nazionale. Ciò evidenzia quindi anche un problema di trasparenza e accessibilità delle informazioni, che costituisce una componente rilevante del monitoraggio. In Italia, la disponibilità di informazioni è stata facilitata anche dal lavoro di confronto tra istituzioni e le imprese, risultato dovuto in buona parte all'attività svolta da Amici della Terra attraverso il tavolo degli stakeholder, che ha visto la continuativa e sistematica partecipazione degli uffici interessati del MASE. La seconda dinamica che influisce sul posizionamento dei Paesi, così come emerge dalla lettura della **Figura 38**, riguarda invece la valutazione complessiva che è possibile effettuare sulla base delle informazioni disponibili. Tra i Paesi per i quali sono disponibili dati più completi, l'Italia mostra un livello di implementazione relativamente avanzato, che riflette sia il livello di preparazione tecnica del settore sia la capacità operativa del MASE, benché ancora non ufficialmente designato come autorità competente nazionale. Un terzo elemento riguarda infine la natura degli obblighi monitorati dal Tracker. Alcune delle scadenze previste dal regolamento consistono principalmente in obblighi di pubblicazione o trasmissione di informazioni. In questa fase il Tracker valuta se tali obblighi siano stati formalmente adempiuti, ma non entra ancora nel merito della qualità o della completezza delle informazioni pubblicate. Questo può generare situazioni in cui Paesi diversi ricevono la stessa valutazione pur avendo fornito informazioni di qualità differente. Ad esempio, nel caso della pubblicazione dei report sulle emissioni di metano, sia l'Italia sia la Polonia risultano pienamente adempienti rispetto all'obbligo formale di pubblicazione, anche se il contenuto e il livello di dettaglio dei report sono risultati molto diversi.

Questo limite metodologico è in parte legato alla natura dello strumento, che nella fase attuale è pensato principalmente per monitorare l'adempimento formale delle scadenze previste dal regolamento, fornendone



eventuali riferimenti, mentre una valutazione più approfondita della qualità delle informazioni pubblicate potrà essere sviluppata nelle fasi successive del progetto.

L'analisi puntuale delle principali scadenze del Regolamento è stata già sviluppata nel **paragrafo 5.1** con riferimento al contesto nazionale. In questa sezione, l'obiettivo è invece quello di collocare la performance italiana in una prospettiva comparata europea, evidenziando sia gli ambiti in cui emergono ritardi significativi rispetto agli altri Stati membri, sia quelli in cui si registrano livelli di attuazione più avanzati.

Un ambito in cui l'Italia mostra una performance significativamente migliore rispetto alla maggior parte degli altri Stati membri riguarda la pubblicazione degli inventari dei pozzi inattivi, tappati e abbandonati ai sensi dell'articolo 18 c.1. A differenza di molti Paesi europei, dove le informazioni sui pozzi esistono ma non sono state strutturate né pubblicate come inventari ufficiali conformi al regolamento, l'Italia ha rispettato pienamente l'obbligo entro la scadenza prevista, pubblicando un inventario nazionale completo e accessibile. Questo colloca il Paese nel ristretto gruppo di Stati membri pienamente adempienti, insieme a Danimarca, Croazia, Ungheria e Malta.

Un ulteriore ambito in cui l'Italia si colloca tra i Paesi più avanzati riguarda la pubblicazione delle relazioni sulle emissioni di metano ai sensi dell'articolo 12 c.8. A livello europeo, questo obbligo risulta uno dei meno implementati: nella grande maggioranza degli Stati membri non vi è alcuna evidenza pubblica della pubblicazione dei report a livello di fonte sui siti istituzionali delle autorità competenti, nonostante si tratti di un requisito esplicito del regolamento. In questo contesto, l'Italia si distingue insieme ad Ungheria e Polonia, caratterizzandosi però per un livello più elevato di trasparenza e completezza dei dati, anche grazie all'utilizzo dei formati e delle linee guida OGMP 2.0 in assenza dei template europei definitivi.

Accanto agli obblighi che prevedono esplicitamente la pubblicazione di informazioni su siti istituzionali e che hanno permesso una comparazione metodologicamente più solida, emergono anche altri ambiti in cui l'Italia mostra elementi di virtuosità legati alla disponibilità e accessibilità dei dati, pur in assenza di un obbligo formale di pubblicazione strutturata. In diversi casi, infatti, le informazioni necessarie per la valutazione dell'attuazione (ad esempio la trasmissione delle informazioni sull'import dall'autorità competente alla Commissione Europea) risultano comunque disponibili attraverso le attività del Tavolo e le interlocuzioni con le istituzioni competenti o gli operatori. Questo ha consentito di ricostruire in modo relativamente completo lo stato di avanzamento di molti adempimenti e pertanto di dare loro una valutazione complessiva ai fini del monitoraggio del Tracker.

Per quanto riguarda i principali ritardi, il confronto europeo evidenzia innanzitutto l'esistenza di un gruppo ristretto di Paesi che hanno già completato pienamente l'attuazione dell'articolo 4 c.1 relativo alla designazione formale delle Autorità Competenti. A fine 2025, Danimarca, Ungheria, Lituania, Paesi Bassi, Polonia, Slovacchia e Svezia risultano aver adottato atti normativi nazionali vincolanti che individuano in modo chiaro le autorità responsabili e ne definiscono i poteri per l'attuazione del Regolamento.

In questi casi, la designazione non si è limitata alla comunicazione alla Commissione europea, ma è stata formalizzata attraverso leggi o atti amministrativi, garantendo così un quadro istituzionale completo e operativo. Diversa è la situazione della maggior parte degli altri Stati membri, tra cui l'Italia, che si collocano in una fase intermedia: pur avendo in molti casi comunicato le autorità competenti alla Commissione Europea, non hanno ancora completato il processo formale attraverso un atto giuridico nazionale. Nel complesso, il confronto evidenzia come il principale elemento distintivo non sia tanto l'individuazione delle autorità competenti, ormai avvenuta in gran parte degli Stati membri, quanto la capacità di tradurre tale individuazione in un assetto normativo formalizzato e pienamente operativo.

Strettamente legata alla designazione dell'autorità competente c'è l'adozione dei regimi sanzionatori previsti dall'articolo 33.1, su cui alla data di analisi l'Italia risulta in ritardo rispetto ad alcuni Paesi europei. Tra questi si distinguono Danimarca, Slovacchia e Ungheria, quest'ultimo unico Paese in Europa ad aver anche pubblicato le informazioni annuali sulle sanzioni irrogate (Art. 33.8). Una seconda fascia di Paesi, tra cui Italia, Francia, Paesi Bassi, Romania, Croazia e Lussemburgo, si colloca in una fase intermedia: il quadro sanzionatorio è stato definito a livello di proposta normativa o di bozza legislativa, ma non è ancora entrato in vigore. In questi casi, pur essendo delineata la struttura del sistema sanzionatorio, manca ancora la sua effettiva operatività.



Un quadro analogo emerge anche per quanto riguarda la pubblicazione degli inventari delle miniere sotterranee chiuse o abbandonate ai sensi dell'articolo 25 c.1. In questo caso, tuttavia, il confronto europeo è fortemente influenzato dalla diversa rilevanza dell'obbligo tra gli Stati membri: una quota significativa di Paesi non è soggetta all'adempimento in quanto priva, storicamente, di attività estrattive di carbone in miniere sotterranee. Tra i Paesi per cui l'obbligo è applicabile, solo Austria e Ungheria risultano aver adempiuto pienamente, pubblicando inventari nazionali conformi ai requisiti del regolamento e accessibili pubblicamente. Nella maggior parte degli altri casi, pur in presenza di informazioni tecniche e archivi minerari anche dettagliati, questi non risultano strutturati né pubblicati come inventari ufficiali ai sensi del regolamento. L'Italia si colloca in questo gruppo di ritardo: nonostante la disponibilità di dati e competenze tecniche, non risulta ancora pubblicato un inventario ufficiale conforme a quanto previsto dal regolamento.

Considerazioni conclusive e proposte

L'attuazione del Regolamento per le emissioni in Italia e nella UE

L'analisi dell'attuazione del Regolamento UE 1787/2024 per la riduzione delle emissioni di metano del settore energetico in Italia mostra che le scadenze previste nel 2025 per gli impianti delle filiere interessate e per gli importatori di petrolio gas naturale e carbone, sono state rispettate in modo significativo anche in assenza della designazione formale delle autorità competenti e del regime sanzionatorio. Questi due adempimenti sono oggetto di un disegno di legge governativo attualmente all'esame del Parlamento e il ritardo su di essi costituisce la principale criticità.

il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha esercitato un ruolo attivo, garantendo il rispetto delle principali scadenze. In questo ambito, si segnala la tempestiva pubblicazione dell'inventario nazionale dei pozzi inattivi, tappati e abbandonati (agosto 2025), che ha censito 1.614 siti e costituisce una base informativa rilevante per le attività di monitoraggio.

Molto rilevanti le relazioni ex art. 12 sulla quantificazione delle emissioni trasmesse dagli operatori entro il 5 maggio, che sono state pubblicate sul sito del MASE. L'analisi delle relazioni evidenzia una copertura pressoché completa delle filiere nazionali (99% della produzione di gas e petrolio, 94% della capacità di stoccaggio gas, 99% delle reti di trasporto gas e il 90% dei volumi di gas distribuiti), con l'unica eccezione del segmento della rigassificazione che risulta coperto solo al **38% dei volumi rigassificati**. Significativa la risposta delle imprese anche alle scadenze 2025 su LDAR e importazioni.

Alcuni dei fattori che hanno reso possibili questi risultati sono: 1) l'impegno delle imprese italiane (di cui un gruppo significativo aderente all'iniziativa OGMP 2.0.) che hanno condiviso in modo proattivo gli obiettivi di riduzione delle emissioni di metano; 2) l'azione dell'autorità per l'energia (ARERA) che aveva già orientato il proprio intervento nei confronti degli operatori regolati verso la riduzione delle emissioni di metano; e 3) il ruolo del l'ente nazionale di normazione tecnica (CIG) già molto avanzato ai fini degli standard di sicurezza.

In Italia, i combustibili fossili pesano, nel 2024, per più dei tre quarti dei consumi di energia: 37% di petrolio e prodotti petroliferi, 36% di gas naturale e 3% di carbone.

La serie storica delle emissioni fuggitive di metano in Italia, provenienti dalle filiere del gas naturale e petrolio, mostra una riduzione del 72% dal 1990, passando da un valore iniziale di 358 kt di metano nel 1990 a circa 98 kt nel 2024.

In questa prima fase di attuazione del Regolamento in Italia un ruolo rilevante è stato svolto dalle iniziative di dialogo e collaborazione tra imprese, associazioni di categoria e organizzazioni ambientaliste. In particolare, il Tavolo sulla riduzione delle emissioni di metano promosso da Amici della Terra, in collaborazione con Environmental Defense Fund Europe, che si configura come un'esperienza unica a livello europeo, ha favorito il confronto strutturato tra istituzioni, operatori, stakeholder e ambientalisti contribuendo anche alla definizione di indirizzi condivisi. Parallelamente, il lavoro tecnico del Comitato Italiano Gas (CIG) e delle associazioni di settore (Proxigas, Assogas, Utilitalia e Assorisorse) ha consentito di sviluppare linee guida operative, strumenti applicativi e momenti di coordinamento fondamentali per accompagnare gli operatori in questa prima fase di attuazione del Regolamento.

Tra i paesi UE (come confermato anche dall'analisi del Methane Regulation Implementation Tracker del CSO-M), l'Italia si colloca tra i Paesi più avanzati nell'attuazione del Regolamento, grazie alla trasparenza dei dati resi disponibili dal MASE e al livello di coinvolgimento degli operatori.

Importanti sono anche i compiti attribuiti alla Commissione nella prima fase di attuazione del Regolamento: la costituzione della rete europea delle autorità competenti a livello nazionale, la definizione di norme e prescrizioni tecniche per le imprese interessate che operano nella UE, la predisposizione di un template per le comunicazioni da parte delle imprese, l'attivazione di strumenti di trasparenza e informazione e le linee guida per l'applicazione delle norme in materia di import. Ad oggi, la Commissione ha costituito la rete delle autorità competenti e attivato una pagina web con chiarimenti sull'attuazione del regolamento in materia di import. Mancano ancora: l'emanazione di norme e prescrizioni tecniche (in materia di LDAR e MRV), la



definizione di template per le comunicazioni delle imprese, l'attivazione degli strumenti di trasparenza e l'emanazione di linee guida in materia di import. La mancanza di questi strumenti previsti dal Regolamento costituisce una forte criticità per le attività richieste alle imprese e alle autorità competenti. Da questo quadro emerge una sottovalutazione del ruolo di governance della Commissione nell'attuazione del Regolamento.

L'attuazione del Regolamento per le emissioni connesse alle importazioni

L'obiettivo più impegnativo del Regolamento prevede che il gas naturale, petrolio e carbone importati nella UE siano prodotti nei paesi di origine con standard ambientali, in termini di emissioni di metano, allineati a quelli previsti per stesse attività nella UE (MRV equivalence). Per conseguire questo obiettivo il Regolamento definisce un percorso a tappe dal 2025 al 2030.

Oggi il processo strutturale di iniziative già in atto a livello globale per la riduzione delle emissioni di metano del settore energetico si deve confrontare anche con la criticità costituita dagli effetti della nuova crisi mediorientale. Questa nuova criticità rischia di compromettere in modo significativo alcune delle catene di approvvigionamento di combustibili fossili più rilevanti per la sicurezza energetica dell'UE e per le prospettive di attuazione del Regolamento in materia di import.

L'elevato grado di dipendenza europeo dalle importazioni di gas naturale (84,9%), di petrolio (96,9%) e carbone (34,2%)²⁵ è all'origine del problema. Nel caso dell'Italia (2024), il grado di dipendenza è particolarmente elevato (95 % per il gas naturale, 91% per il petrolio e 100% per il carbone). Nel caso del gas (2024) oltre tre quarti delle importazioni provengono da quattro paesi: Algeria (39%), Azerbaijan 17%, Qatar (12%) e Russia (10%). Il petrolio importato in Italia proviene per oltre tre quarti da 7 paesi: Libia (21%), Azerbaijan (16%), Kazakistan (15%), Iraq (9%), USA (9%), Arabia Saudita (7%) e Nigeria (7%).

Da questo quadro emerge che le emissioni di metano legate alla produzione del gas naturale e del petrolio importati in Italia possono essere stimate, sulla base dei dati IEA, tra 769 e 875 kt di CH₄, un valore di un ordine di grandezza superiore alle circa 93 kt di emissioni di metano delle filiere oil&gas in Italia secondo i dati ISPRA del NID.

Va evidenziato che l'obiettivo del Regolamento per le emissioni da import dei combustibili fossili formulato nel 2024 è basato sul processo che in questi anni ha visto crescere concretamente l'impegno della comunità internazionale per la riduzione delle emissioni di metano del settore energetico con una serie di iniziative ad adesione volontaria di stati e imprese come: il Global Methane Pledge (GMP); l'Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0); e l'Oil and Gas Decarbonization Charter (OGDC). Tutte iniziative a cui hanno aderito il Governo Italiano o i principali operatori italiani del settore interessati.

Per l'attuazione del Regolamento in materia di import è oggi decisivo il fatto che gli standard di MRV dell'OGMP 2.0 (iniziativa ad adesione volontaria delle imprese) siano già stati riconosciuti come conformi rispetto a quanto richiesto agli importatori a partire dal 2027. I dati più recenti mostrano un processo di crescita significativa sia degli operatori che aderiscono all'iniziativa, che delle quantità di produzione di gas naturale e petrolio immessi nei mercati internazionali che raggiungono i livelli necessari negli standard di MRV richiesti dal Regolamento.

Analizzando in particolare i dati 2024 dell'OGMP 2.0, per i paesi da cui importa l'Italia, emerge che produttori rilevanti di gas naturale in USA, Qatar, Azerbaijan e Norvegia, e di petrolio in Azerbaijan, Kazakistan e USA, hanno raggiunto o avviato il percorso di raggiungimento degli standard di MRV dell'OGMP 2.0, compatibili con quanto richiesto dal Regolamento. Da questo quadro emergono anche una serie di criticità come nel caso dell'import dell'Italia di petrolio dalla Libia e di gas naturale dall'Algeria. Per questo secondo caso sono in corso iniziative di cooperazione sia a livello governativo che degli operatori interessati, finalizzate ad individuare percorsi di introduzione di standard MRV coerenti con quanto richiesto dal Regolamento nelle attività upstream in Algeria.

²⁵ Fonte: dati Eurostat - UE27 Energy imports dependency, 2024

Proposte e linee di intervento

Alla luce dei punti di forza e delle criticità che stanno caratterizzando il processo di attuazione del Regolamento (1787/2024) si possono individuare una serie di indicazioni di intervento per favorire il conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di metano del settore energetico nella UE e a livello globale.

L'esperienza italiana mostra che l'attuazione della norma agli impianti presenti nel territorio dell'UE è possibile. Nel caso italiano, questo processo costituisce anche un'opportunità per valorizzare sia il know how delle imprese italiane del settore nella riduzione delle proprie emissioni di metano, che quello degli operatori che hanno sviluppato e offrono tecnologie e servizi per questo tipo di intervento.

Per l'Italia, è urgente l'approvazione della proposta di legge che individua formalmente il MASE come autorità competente e che lo renderà pienamente operativo, a partire dal coinvolgimento dei soggetti istituzionali da attivare a supporto delle nuove attività previste dal Regolamento come quelle di ispezioni e controlli ambientali che dovranno essere svolte dal (Sistema Nazionale di Protezione Ambientale) SNPA.

Insieme alla attivazione delle autorità è necessario che l'Italia valorizzi la propria esperienza, svolgendo un ruolo più incisivo e proattivo nei confronti della Commissione UE, spingendola ad assumere un ruolo guida più forte nel processo di attuazione del Regolamento. Questa iniziativa dovrà avere innanzitutto come oggetto la richiesta del Governo italiano di una maggiore funzionalità della rete delle autorità competenti.

Il Governo deve considerare prioritarie le iniziative di cooperazione con paesi produttori di petrolio e gas naturale per la riduzione delle emissioni di metano come una parte essenziale delle proprie politiche.

La Commissione Europea deve fare in tempi rapidi un salto di qualità nel ruolo che gli è attribuito per consentire una efficace attuazione del Regolamento 1787/2024.

Sono urgenti: 1) l'emanazione delle Norme tecniche richieste che dovrà elaborare il CEN; 2) L'atto di esecuzione della Commissione con le prescrizioni tecniche per le attività LDAR richieste dal Regolamento; 3) L'atto di esecuzione con i template per le comunicazioni richieste alle imprese, 4) l'attivazione della Banca dati europea per la trasparenza sulle emissioni di metano, e 5) le linee guida per l'attuazione delle norme in materia di import. Il ritardo della Commissione su questi adempimenti sta compromettendo la possibilità di un'efficace attuazione del Regolamento.

È necessario che venga rilanciato dalla Commissione il programma "you collect we buy" di sostegno alle iniziative di cooperazione con paesi produttori di idrocarburi finalizzate alla valorizzazione del gas naturale recuperato tramite le azioni di riduzione delle emissioni di metano negli impianti upstream.

È indispensabile che la Commissione, tramite linee guida per l'attuazione delle norme in materia di import, indichi i criteri di flessibilità che i paesi membri potranno utilizzare nell'attuale fase di emergenza per gestire le criticità di sicurezza energetica derivanti dalla crisi mediorientale, a partire dal regime sanzionatorio

Un altro intervento decisivo a livello della UE e il rafforzamento della rete delle autorità competenti come motore della governance necessaria al processo di attuazione del Regolamento.

L'esperienza dell'Italia e la crescente partecipazione a iniziative ad adesione volontaria del settore oil&gas globale costituiscono una realtà che conferma le politiche per la riduzione delle emissioni di metano del settore energetico come una delle forme più efficaci ed efficienti per la riduzione delle emissioni di gas climalteranti nel breve e medio periodo.

Oggi la principale sfida della UE nella gestione del processo di attuazione del Regolamento 1787/2024 è quella di dare risposte pragmatiche alla nuova crisi nella sicurezza degli approvvigionamenti energetici senza compromettere gli sforzi per la riduzione delle emissioni di metano del settore energetico sia a livello interno che a livello internazionale. Una sfida in cui saranno decisivi sia la flessibilità nell'attuazione delle misure del Regolamento in materia di import rispetto agli impatti della crisi mediorientale, sia il supporto alla costruzione di iniziative di cooperazione rivolte ai paesi da cui oggi la UE importa petrolio e gas naturale.



Bibliografia

Regolamenti e Rapporti

Commissione europea (2024), *Regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alla riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico*.

Commissione europea (2018), *Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima*.

ISPRA (2025), *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990–2023. National Inventory Document 2025*.

ISPRA (2026), *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990–2024. National Inventory Document 2026*.

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) (2025), *Relazione annuale sulla situazione energetica nazionale*.

ARERA (2025), *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*.

IEA (2025), *Global Methane Tracker*.

IMEO (2025), *An Eye on Methane 2025*.

Documenti tecnici e fonti statistiche

OGMP 2.0 (2025), *Oil & Gas Methane Partnership 2.0 Framework*.

OGMP 2.0 (2025), *Guidance for Upstream Template OGMP 2.0*.

OGMP 2.0 (2025), *Guidance for Midstream and Downstream Template OGMP 2.0*.

OGMP 2.0 (2026), *Technical Guidance Document – Distribution Grids*.

OGMP 2.0 (2025), *List of OGMP 2.0 Member Companies*.

Energy Institute (2024), *Statistical Review of World Energy*.

Eurostat (2025), *Energy statistics database*.

Enerdata (2025), *World Energy & Climate Statistics – Yearbook*.



Sitografia

A tutte le pagine web è stato possibile accedere a marzo 2026

Istituzioni, portali ufficiali e organismi internazionali

Commissione europea – <https://energy.ec.europa.eu>

MASE – <https://www.mase.gov.it>

ISPRA – <https://www.isprambiente.gov.it>

ARERA – <https://www.arera.it>

IEA – <https://www.iea.org>

UNFCCC – <https://unfccc.int>

UNEP – <https://methanedata.unep.org>

Dataset nazionali e internazionali

Portale idrocarburi MASE – <https://www.mase.gov.it/portale/ricerca-e-produzione-idrocarburi>

Relazioni ex art. 12 (Regolamento UE 2024/1787), Upstream – <https://unmig.mase.gov.it/regolamento-ue-2024-1787-disposizioni-articolo-12/>

Relazioni ex art. 12 (Regolamento UE 2024/1787), Stoccaggio / Rigassificatori / Trasporto / Distribuzione – <https://www.mase.gov.it/portale/-/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->

Sistema anagrafico operatori ARERA – <https://www.arera.it/dati-e-statistiche>

Dataset IMEO – <https://methanedata.unep.org/download-dataset>

OGMP 2.0 – <https://www.ogmpartnership.org/resources>

Methane Regulation Tracker – <https://tracker.timeforch4nge.org>

Eurostat – <https://ec.europa.eu/eurostat>

Energy Institute – <https://www.energyinst.org/statistical-review/energy-charting-tool/energy-charting-tool>

Enerdata – <https://yearbook.enerdata.net>



Amici della Terra Onlus
via Ippolito Nievo,62
00153 - Roma (IT)



amicidellaterra.it
astrolabio.amicidellaterra.it
monitorch4.amicidellaterra.it

