



AIMAG SpA
via Maestri del Lavoro 38 • 41037 Mirandola
Tel 0535 28111 • Fax 0535 1872005
NUMERO VERDE 800 018 405
www.aimag.it info@aimag.it
segreteria.aimag@pec.gruppoaimag.it

CCP 10961415 REA 258874
REG. IMP. MO N. 00664670361
COD. FISC. E P.IVA 00664670361
CAP. SOC. INT. VERS. € 78.027.681

PROT. 5397 DEL 17/11/2025

Relazione di quantificazione delle Emissioni di Metano

Art. 12 Regolamento (UE) 2024/1787

Anno solare 2024

Mirandola, 17 novembre 2025



Azienda con Sistema di Gestione Qualità Certificato secondo UNI EN ISO 9001:2015

Azienda con Sistema di Gestione Ambientale Certificato secondo UNI EN ISO 14001:2015

Azienda con Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Lavoro secondo UNI ISO 45001:2018 per i processi sotto elencati

- Progettazione, costruzione, gestione e manutenzione di reti di distribuzione dell'acqua potabile. Gestione conto terzi del servizio di pronto intervento relativo al servizio del gas.
- Stabilizzazione della frazione organica derivante da impianti di selezione meccanica del rifiuto urbano indifferenziato. Compostaggio di rifiuti da raccolta differenziata del rifiuto urbano e di rifiuti speciali di origine agro-industriale. Progettazione, costruzione e manutenzione di impianti per il trattamento dei rifiuti. Produzione di energia termica ed elettrica tramite recupero di biogas da gestione anaerobica.



Sommario

1.	Premessa	3
2.	Inquadramento generale	3
3.	Obiettivi	3
4.	Termini e Definizioni	4
5.	Tipologie di emissioni di metano ed elenco delle fonti	7
	5.1 Emissioni <i>Upstream</i> (produzione e trattamento)	7
	5.2 Emissioni <i>Downstream</i> (rete di vendita)	7
6.	Livelli e metodi di rendicontazione (quantification methods)	8
	6.3 Calcolo e unità di rendicontazione	9
	6.4 Sintesi dei livelli raggiunti	9
7.	Risultanze della Valutazione	9
	7.1 Risultati sintetici	10
	7.2 Fattori utilizzati	10
	7.3 Considerazioni finali	12
8.	Allegati	13
9.	Bibliografia	13



1. Premessa

Il presente documento è redatto ai fini dell'adempimento dell'obbligo previsto dall'articolo 12 del Regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo e del Consiglio, che stabilisce gli obblighi di **misurazione, monitoraggio, rendicontazione e verifica (MRV)** e le misure di **riduzione** delle emissioni di **metano** nel settore dell'energia.

L'obiettivo del documento è comunicare gli esiti della **quantificazione delle emissioni di metano in atmosfera** connesse alle attività di produzione e distribuzione del gas naturale svolte dal gestore, con riferimento **all'anno di rendicontazione 2024.**

2. Inquadramento generale

Il soggetto regolamentato esercita attività di **produzione (estrazione e trattamento) e trasporto di gas naturale**¹: Il gas è estratto da tre concessioni minerarie nell'Appennino emiliano (Montecantiere, Barigazzo, Vetta) ed alimenta una rete locale a servizio della frazione di Boccassuolo nel comune di Palagano e la frazione Piane di Mocogno nel comune di Lama Mocogno

I pozzi operano in **depressione forzata con pompe da vuoto** da formazioni **marno-argillose a bassa permeabilità** (gas termogenico residuo), Tali caratteristiche collocano l'attività nella categoria **"Onshore – Unconventional"** secondo la classificazione OGMP 2.0.

Il **gas estratto** è convogliato verso una **stazione di trattamento locale**, nella quale si svolgono le seguenti operazioni principali:

- **filtrazione**
- **deumidificazione**
- **misura**
- **analisi**
- **odorizzazione**
- successiva **immissione nella rete locale di vendita.**

L'infrastruttura complessiva costituisce una **filiera integrata a carattere locale**, comprendente:

1. un **segmento upstream** (produzione e trattamento), e
2. un **segmento downstream** (trasporto e vendita).

Entrambi i segmenti rientrano nel **campo di applicazione del Regolamento (UE) 2024/1787**, che disciplina la **misurazione, il monitoraggio, la rendicontazione e la riduzione delle emissioni di metano** derivanti dalle attività del settore energetico, nonché la progressiva adozione di pratiche di gestione conformi al framework **OGMP 2.0**.

3. Obiettivi

Gli obiettivi della presente relazione sono i seguenti:



- **Quantificare le emissioni di metano** generate dalle attività di produzione, trattamento e vendita del gas naturale svolte dal gestore nei siti di riferimento, con riferimento all'anno solare 2024.
- **Identificare e classificare le principali fonti emissive** e i **componenti critici** lungo la filiera, distinguendo tra emissioni fuggitive, sfiate, pneumatiche e da combustione incompleta.
- **Assicurare la conformità** agli obblighi di **monitoraggio, rendicontazione e comunicazione** stabiliti dall'**articolo 12 del Regolamento (UE) 2024/1787**, in coerenza con il sistema di gestione delle emissioni di metano previsto dal programma **OGMP 2.0**.
- **Fornire una base tecnica** per la **pianificazione di misure di mitigazione**, il miglioramento continuo dell'accuratezza dei dati e la progressiva adozione di pratiche di misurazione diretta (LDAR, campagne top-down).

4. Termini e Definizioni

Onshore natural gas production and gathering

Si riferisce all'insieme delle attività di estrazione, separazione, trattamento preliminare e raccolta del gas naturale svolte a terra (onshore), prima della sua immissione nel sistema di trasporto principale.

In particolare, comprende:

Production: le operazioni di estrazione del gas naturale dai giacimenti attraverso pozzi terrestri, inclusi gli impianti e le apparecchiature di superficie (testa pozzo, separatori, serbatoi, sistemi di spurgo e sfianto).

Gathering: le attività di raccolta e convogliamento del gas dai pozzi verso i centri di trattamento o compressione, mediante una rete di gasdotti di raccolta (gathering pipelines), sistemi di boosting/compressione e impianti di disidratazione o separazione associati.

Area di contatto tra due o più parti collegate, normalmente sigillata con mezzi meccanici per garantire la tenuta.

Condotte principali di distribuzione

Condotte di un sistema di fornitura del gas alle quali sono collegate le diramazioni di servizio.

Componenti delle condotte (Pipeline components)

Elementi che costituiscono la condotta. Gli elementi distinti della condotta includono:

- Tubi, inclusi i tratti curvati a freddo;
- Raccordi
- Componenti accessori
- Recipienti in pressione

Dispositivi (Devices)

Qualsiasi apparecchiatura (attiva o passiva) relativa a un sistema gas e necessaria per il normale funzionamento della rete. Può trattarsi di apparecchiature in linea (come le valvole) o ausiliarie (come gli analizzatori). Le emissioni di metano possono manifestarsi da tali dispositivi in modo inatteso o come conseguenza del loro funzionamento.

Derivazioni di utenza (Service lines)

Tubazioni che vanno dalle condotte principali fino al punto di consegna del gas all'impianto del cliente.

Nota: Una diramazione di servizio è solitamente una condotta corta e di piccolo diametro che trasporta il gas dalla condotta principale di distribuzione o da una condotta di trasporto fino all'utente finale. È realizzata generalmente in acciaio (con o senza protezione catodica), oppure in plastica (tipicamente



polietilene, ma talvolta PVC o altri materiali plastici). Le diramazioni di servizio possono essere posate interrate o fuori terra.

Emissione da incidente

Emissioni di metano derivanti da eventi imprevisti. Normalmente sono causate da guasti del sistema dovuti ad attività di terzi o a fattori esterni.

Emissioni da combustione incompleta

Metano incombusto presente nei gas di scarico provenienti da turbine a gas, motori a gas e impianti di combustione (preriscaldamento) e torce (flaring).

Emissione fuggitiva (Fugitive emission)

Perdita involontaria di metano dovuta a difetti di tenuta o permeazione attraverso componenti o giunti.

Emissione di metano (methane emissions)

Qualsiasi rilascio di metano in atmosfera, indipendentemente da origine, causa e durata.

Emissioni operative (Operational emission)

Emissioni di metano derivanti da attività operative normali o pianificate, durante le quali spesso vengono rilasciati volumi significativi di gas naturale in atmosfera dalla rete gas. Ciò include i rilasci attraverso: camini, valvole di scarico, valvole di sovrappressione, spurghi di turbine, emissioni dovute ad ispezioni e manutenzioni ordinarie.

Gli sfiati operativi comprendono le attività pianificate di sfiato e spurgo delle condotte, di norma eseguite in fase di messa in servizio, dismissione, rinnovo e manutenzione delle condotte per motivi di sicurezza (al fine di prevenire il rischio di esplosioni). Le emissioni pneumatiche sono anch'esse considerate emissioni operative.

Emissione pneumatica (Pneumatic emission)

Emissioni causate da valvole operate a gas, sia continue che intermittenti.

Emissioni sfiatate (Vented emissions)

Emissioni intenzionali o accidentali rilasciate in atmosfera, derivanti da operazioni pianificate (spurghi, manutenzioni) o eventi straordinari (rottture, emergenze). Tutte le emissioni derivanti da attività operative o incidenti.

Fattore di Attività - AF

Valore numerico che descrive la dimensione della popolazione degli asset emissivi, come la lunghezza delle condotte, il numero di valvole (per tipo), il numero di dispositivi pneumatici (per tipo), o la frequenza degli eventi emissivi come il numero di sfiati operativi, moltiplicato, se rilevante, per la durata dell'emissione.

Fattore di emissione - EF (Emission Factor)

Il fattore di emissione descrive le emissioni tipiche di metano associate a un componente o una parte del sistema gas (es. valvola, sezione di condotta) e può avere unità di misura come $[m^3/km]$ o $[m^3/evento]$.

Fattore di spurgo (Purge factor)

Fattore che rappresenta le emissioni generate durante le operazioni di spurgo. Lo spurgo dell'aria all'interno di una condotta o impianto è necessario per mitigare il rischio di esplosioni. Il fattore di spurgo non si riferisce alla quantità di gas usato per lo spurgo, ma alla quantità di gas effettivamente sfidata.

Incertezza (di misura) (Uncertainty of measurement)

Parametro associato al risultato di una misurazione che caratterizza la dispersione dei valori che possono ragionevolmente essere attribuiti al misurando.



Incidente

Evento imprevisto che può portare a una situazione di emergenza.

Permeazione (Permeation)

Penetrazione di un fluido (liquido, gas o vapore) attraverso un solido. Nel caso del gas naturale attraverso condotte in polietilene, il fenomeno è direttamente correlato alla pressione del gas e alla permeabilità intrinseca del polietilene.

Punto di consegna (Point of delivery)

Punto in cui il gas viene trasferito all'utente. Può trovarsi in corrispondenza di un dispositivo di intercettazione (ad esempio all'uscita di un serbatoio di GPL) oppure presso un contatore.

Regolatore di pressione / riduttore di pressione (Regulator)

Dispositivo che riduce la pressione del gas a un valore prefissato e la mantiene entro limiti specificati.

Sistema di distribuzione locale del gas

Insieme di condotte principali, diramazioni di servizio e apparecchiature funzionali alla fornitura di gas agli utenti finali.

Cabina di Prelievo (City Gate station/REMI)

Struttura di distribuzione situata vicino a una condotta di trasporto, dove avviene la prima riduzione di pressione e dove il gas naturale fluisce attraverso un sistema di diramazione verso diversi distretti o aree. In questa fase il gas viene spesso misurato, riscaldato e odorizzato. Queste stazioni possono essere dotate di più linee di misura e regolazione della pressione. Le stazioni di consegna rappresentano anche il punto di trasferimento di proprietà (custody transfer) tra il trasporto e la distribuzione.

Gruppo riduzione finale e/o di utenza (Pressure regulating station - GRF)

Installazione comprendente tutte le apparecchiature, incluse le tubazioni di ingresso e uscita fino alle valvole di intercettazione, e qualsiasi struttura che le ospita, utilizzata per la regolazione della pressione del gas e per la protezione contro le sovrappressioni.

Spurgo (Purging)

Processo volto a rimuovere in modo sicuro l'aria o gas inerti dalle tubazioni e/o dai componenti della condotta e sostituirli con gas, oppure a effettuare il processo inverso.

Valvola di intercettazione (Block valve)

Valvola utilizzata per isolare un segmento di condotta principale, posizionata generalmente ogni 10 km per minimizzare il gas da depressurizzare durante gli interventi o in caso di guasto.

Valvola di scarico (Blow down valve)

Valvola utilizzata per svuotare una sezione della condotta del gas o un'intera installazione che, quando attivata, dà inizio allo sfiato del gas (es. durante lo spegnimento delle unità di compressione del gas).

Valvola di regolazione (Control valve)

Valvola modulante che regola la portata o la pressione all'interno della condotta. In quest'ultimo caso, l'impianto è spesso definito come stazione di regolazione. Di norma, il gas ad alta pressione proveniente dalla condotta è utilizzato come fluido motore per azionare l'attuatore della valvola.

5. Tipologie di emissioni di metano ed elenco delle fonti

Le emissioni di metano generate dalle attività di produzione, trattamento e vendita del gas naturale possono essere ricondotte a diverse **categorie emissive**, classificate secondo il **framework OGMP 2.0** e il **Regolamento (UE) 2024/1787**.

Il sistema di AIMAG include due segmenti funzionali distinti ma interconnessi:

- il **segmento upstream**, relativo ai pozzi di estrazione nelle concessioni minerarie Barigazzo Vetta Montecantieri e alla stazione di trattamento del gas, Barigazzo, Vetta);
- il **segmento downstream**, relativo alla rete locale di trasporto e vendita del gas (Bocassuolo e le Piane di Mocogno), comprendente condotte principali, derivazioni di utenza, gruppi di riduzione e misuratori.

5.1 Emissioni Upstream (produzione e trattamento)

Le principali fonti emissive identificate nel segmento *upstream* sono, secondo le linee guide OGMP:

- **Emissioni fuggitive (Fugitive emissions)**
Perdite involontarie di metano dovute a difetti di tenuta, corrosione o trafiletti attraverso componenti e giunzioni (valvole, flange, guarnizioni, raccordi, strumentazione di superficie).
- **Emissioni sfiate o ventilate (Vented emissions)** Rilasci intenzionali o accidentali di gas in atmosfera durante operazioni pianificate o straordinarie, quali:
 - sfiati da separatori o serbatoi di condensato,
 - spurghi di condotte e compressori,
 - emissioni dovute ad avviamento/arresto pozzi,
 - operazioni di manutenzione o svuotamento impianti,
 - dismissione temporanea o definitiva di pozzi inattivi.
- **Emissioni pneumatiche (Pneumatic emissions)** Perdite o scarichi di gas associati al funzionamento di valvole, regolatori o strumentazioni pneumatiche alimentate a gas, sia in modo continuo che intermittente.
- **Emissioni da incidente (Accidental releases)**
- **Eventi** imprevisti o guasti che determinano rilasci significativi e non pianificati di metano in atmosfera.

5.2 Emissioni Downstream (rete di vendita)

Le emissioni di metano lungo la rete locale di vendita sono classificate in tre macrocategorie principali, in accordo con l'OGMP 2.0:

- **Emissioni fuggitive**
Perdite diffuse o puntuali da giunti, flange, raccordi, valvole, contatori e materiali permeabili, incluse le perdite per trafiletto dai corpi valvola o dalle tenute di apparecchiature di regolazione e misura.
- **Emissioni sfiate (vented emissions)**
- Rilasci pianificati o accidentali durante attività operative, di manutenzione o emergenza, ad esempio:
 - spurghi per messa in servizio, sostituzione o dismissione di tratti di condotta,
 - attività di manutenzione di regolatori,
 - sfiati di sicurezza o sovrappressione.

6. Livelli e metodi di rendicontazione (quantification methods)

Le categorie e le fonti emissive sopra descritte costituiscono il riferimento metodologico per la rendicontazione completa delle emissioni di metano secondo il framework **OGMP 2.0**. Tuttavia, per l'anno di rendicontazione **2024**, la quantificazione delle emissioni relative al **segmento upstream** (produzione e trattamento) è stata effettuata a livello di **asset complessivo** e non di singola sorgente emissiva, in ragione della limitata disponibilità di dati di dettaglio e di misurazioni dirette sui componenti dei siti produttivi (pozzi e impianto di trattamento). Le stime sono quindi basate su **fattori di emissione medi di asset**, tratti da fonti tecniche internazionali (IPCC, IOGP, MARCOGAZ, ecc.), coerenti con il **livello 1/2** del reporting OGMP 2.0.

Per il **segmento downstream** (rete di vendita gas), invece, è stato possibile distinguere e quantificare le principali fonti emissive per tipologia di sorgente, applicando fattori di emissione specifici per componente e adottando un **livello di rendicontazione pari a 3**, in conformità con le Technical Guidance Documents (TGD) OGMP 2.0 e con l'articolo 12 del Regolamento (UE) 2024/1787.

Il **framework OGMP² 2.0** riconosce che le aziende e i singoli asset possono trovarsi a differenti stadi di sviluppo dei propri sistemi di monitoraggio e gestione delle emissioni di metano. Di conseguenza, ciascun gestore può disporre di asset classificati secondo livelli diversi di accuratezza, in funzione della disponibilità dei dati e della maturità delle metodologie di rilevazione adottate. I diversi **livelli OGMP** rappresentano gradi progressivi di accuratezza e trasparenza nella quantificazione delle emissioni, che vanno da stime basate su fattori di emissione generici (livelli 1-2) fino a misurazioni dirette e riconciliazione tra approcci bottom-up e top-down (livelli 4-5).

Per il **primo anno di applicazione**, l'OGMP 2.0 consente l'utilizzo dei **livelli 1 o 3**, a condizione che sia definito un **Improvement Plan** volto al progressivo raggiungimento dei **livelli 4-5**, mediante l'introduzione di misurazioni dirette e la riconciliazione dei dati stimati con quelli effettivamente rilevati sul campo.

I diversi livelli di accuratezza e dettaglio nella rendicontazione delle emissioni di metano sono riassunti nella Tabella 6.1 – Descrizione dei livelli OGMP 2.0. di seguito riportata.

Liv.	Descrizione sintetica	Caratteristiche principali	Linee guida	Metodo
1	<i>Stima basata su fattori di emissione generici (IPCC)</i>	Utilizzo di fattori di emissione medi per categoria di apparecchiatura o attività (Tier 1 IPCC). Nessuna distinzione per fonte o sito.	<ul style="list-style-type: none"> OGMP 2.0 Technical Guidance Document (2021) – Level 1 and 2 	si basano prevalentemente su stima bottom-up (fattori di emissione).
2	<i>Fattori di emissione specifici per tipo di fonte e per segmento operativo</i>	Applicazione di fattori di emissione derivati da studi settoriali o da misure rappresentative per tipologia di componente o attività. Consente una migliore disaggregazione rispetto al Livello 1.		
3	<i>Fattori di emissione o dati derivati da misurazioni dirette rappresentative</i>	Uso di fattori di emissione basati su misurazioni dirette o studi specifici (on-site o su campioni equivalenti). Le emissioni sono stimate per	<ul style="list-style-type: none"> OGMP 2.0 Technical Guidance Documents (TGD) - Upperstream OGMP 2.0 Technical Guidance 	

² Il programma, lanciato nell'ambito del Climate Summit 2014 delle Nazioni Unite, è stato creato dalla Climate and Clean Air Coalition (CCAC) allo scopo di supportare le aziende in progetti e attività finalizzati alla riduzione delle emissioni di metano. Il programma lavora sulla rendicontazione delle emissioni di metano e fornisce un protocollo per supportare le aziende a gestire sistematicamente le emissioni di metano prodotte nell'ambito delle loro attività produttive e di distribuzione.

		tipologia dettagliata di fonte emissiva.	Documents (TGD) – Midstream and Downstream Reporting Framework. ▪ MARCOGAZ (2020) – Assessment of Methane emissions for gas transmission and distribution system operators	
4	<i>Quantificazione basata su misurazioni dirette a livello di sito o di impianto</i>	Stima basata su campagne di misurazione diretta (LDAR, OGI, droni, satelliti o metodi top-down) che coprono la totalità o una parte significativa delle fonti del sito. Rappresenta un approccio “facility-specific”.		si basano su misurazioni dirette (approccio empirico) e consentono la riconciliazione dei bilanci emissivi.
5	<i>Misurazioni integrate e riconciliazione bottom-up/top-down</i>	Combina misurazioni dirette e inventari bottom-up, con riconciliazione tra stime e dati osservati a livello di sito, area o bacino. È il livello più avanzato di accuratezza e trasparenza.		

6.3 Calcolo e unità di rendicontazione

Le **emissioni totali di metano** sono state rendicontate per ciascun asset in **unità di massa (tonnellate di CH₄ [t CH₄])**, conformemente al **Sistema Internazionale (SI)** e in linea con le TGD OGMP.

Non sono state utilizzate unità energetiche o equivalenti in CO₂.

I **fattori di emissione (EF)** sono stati armonizzati con i **dati di attività (AF)** mediante tassi di conversione standard; i fattori espressi per volume di gas sono stati corretti in base al contenuto medio di CH₄ del gas prodotto o trattato.

Formula generale di calcolo: $E_i = EF_i \times AF_i$

- E_i = emissione di CH₄ [t/anno];
- EF_i = fattore di emissione;
- AF_i = fattore di attività (ad esempio produzione, lunghezza della rete, numero di apparecchiature, ecc.).

6.4 Sintesi dei livelli raggiunti

Sorgente	Livello OGMP raggiunto
Produzione pozzi Trattamento gas	Level 1 (default EF UE)
Pozzi inattivi	Level 1 (default EF UE)
Rete trasporto	Level 3 (estimazione Marcogaz)

7. Risultanze della Valutazione

Si riportano qui di seguito in forma sintetica tabellare i risultati dell'applicazione della metodologia OGMP, per i sistemi di distribuzione gestiti da AIMAG SpA. Il dettaglio è desumibile dal file allegato.

7.1 Risultati sintetici

Emissioni Totali di metano per la produzione di gas - sistema UPPERSTREAM

Categoria	Dato di attività (AF)	EF adottato	Emissione stimata CH ₄ [t/anno]
Produzione e trattamento (pozzi Montecantieri + Barigazzo + Vetta)	907.930 Stm ³ gas/anno ³	1,95 tCH ₄ /kt hydrocarbur produced ⁴	≈ 1,27
Pozzi inattivi o dismessi	Numero pozzi	0,01 t CH ₄ / pozzo ⁵	0,07
Totale stimato	≈ 1,34 t CH ₄ / anno		

Emissioni Totali di metano per sistema di tubazioni per la vendita ai clienti finali e per asset Sistema DOWNSTREAM

Categoria	Dato di attività (AF)	EF adottato	Emissione stimata CH ₄ [t/anno]
Rete di tubazioni (principale e trasporto)	Lunghezza rete	Vedi foglio di calcolo downstream	≈ 0,72
Derivazioni di utenza	Lunghezza derivazioni di utenza	Vedi foglio di calcolo downstream	≈ 0,63
Gruppi di riduzione finale e contatori	3 GRF	Vedi foglio di calcolo downstream	≈ 0,09
Totale stimato	≈ 1,44 t CH ₄ / anno		

Le emissioni sono state valutate considerando il perimetro del Regolamento UE ovvero “*eccetto i sistemi di misurazione presso i punti di consumo finale e le parti delle linee di servizio tra la rete di distribuzione nella proprietà dei clienti finali*”.

Per un valore complessivo di oltre 2,78 t CH₄/anno.

7.2 Fattori utilizzati

Per l'Upstream si è fatto riferimento ai valori riportati nella guida tecnica per i livello 1 di seguito riportati:

IOGP (1)	Onshore oil and gas production	Europe	1.95 t CH ₄ /kt hydrocarbon produced
	Offshore oil and gas production		0.21 t CH ₄ /kt hydrocarbon produced

Mentre i fattori utilizzati nel downstream sono stati desunti dai fattori emissivi di API come riportato nella tabella seguente:

³ densità 0,717 kg/Sm³

⁴ IOGP (2020) – Methane Management EU Methane Strategy Level-1

⁵ Boothroyd et al. 2016; IPCC 2019 Refinement § 4.2.3.2



EMISSIONI FUGGITIVE								
Source API COMPENDIUM								
Descrizione asset	Descrizione asset	EMISSIONI TOT ANNUALI - [Bscf CH4/yr] - U.S. Methane Emissions	lunghezza [miles]	fattore emissivo [scf CH4/miles yr]	incertezza d, ± (%)	fattore emissivo [m3 CH4/m a]	m3 CH4/m a	riferimento API
Condotta principale	Condotta principale - acciaio protetto	1,385	451.466	3.067	128	0,0540	m3 CH4/m a	C-31
	Condotta principale - polietilene	4,915	299.421	16,415	260	0,2888	m3 CH4/m a	
	TOTALE per lunghezza Condotta principa	6,30	750.887	8.389,54	71,4	0,1476	m3 CH4/m a	
CATEGORIA ASSET	Descrizione asset	EMISSIONI TOT ANNUALI - [Bscf CH4/yr] - U.S. Methane Emissions	numero di prese	scf CH4/numero asset yr	Uncertainty d, ± (%)	fattore emissivo [m3 CH4/numero prese a]	m3 CH4/numero prese a	riferimento API
Condotte di servizio (derivazioni ed allacciamenti interrati ed aeree)	Condotte di servizio - acciaio protetto	3,592	20.352.983	176	178	4,99778281	m3 CH4/numero prese anno	C-35
	Condotte di servizio - polietilene	0,1644	17.681.238	9	234	0,26328983	m3 CH4/numero prese anno	
	TOTALE per linea di servizio	3,76	38.034.221	98,77	140	2,7968	m3 CH4/numero prese anno	C-35
	Descrizione asset	EMISSIONI TOT ANNUALI - [Bscf CH4/yr] - U.S. Methane Emissions	lunghezza totale prese - miles	fattore emissivo [scf CH4/miles yr]	incertezza d, ± (%)	fattore emissivo [m3 CH4/m a]	m3 CH4/m a	riferimento AP
	TOTALE per lunghezza linea di servizio	3,76	518.335	7.247,44	140	0,1275	m3 CH4/m a	C-35
CATEGORIA ASSET	Descrizione asset	EMISSIONI TOT ANNUALI - [Bscf CH4/yr] - U.S. Methane Emissions	numero di impianti	scf CH4/numero asset yr	Uncertainty d, ± (%)	fattore emissivo [m3 CH4/numero impianti a]	m3 CH4/numero impianti a	riferimento API
Riduttori di pressione finali e/o di utenza	Regolatore 3-7 bar	0,3317	36.328	9.131	134	258,55	m3 CH4/n a	C-40
	R-Vault (Riduttore) 3-7 bar	0,0244	32.215	757	121	21,45	m3 CH4/n a	
	Regolatore < 3 bar	0,0179	15.377	1.164	213	32,96	m3 CH4/n a	
	TOTALE impianti di riduzione e misura	0,374	83.920	4.457	111	126,20	m3 CH4/numero impianti a	
CATEGORIA ASSET	Descrizione asset	EMISSIONI TOT ANNUALI - [Bscf CH4/yr] - U.S. Methane Emissions	numero di CONTATORI	scf CH4/numero asset yr	Uncertainty d, ± (%)	fattore emissivo [m3 CH4/numero contatori a]	m3 CH4/numero di contatori a	riferimento AP
Misuratori	contatori residenziali	5,5468	40.049.306	138,4993	23,7	3,9219	m3 CH4/n a	
	contatori industriali/commerciali	0,2207	4.608.000	47,8950	47,5	1,3562	m3 CH4/n a	
	TOTALE Contatori	5,7675	44657306	129	24,6	3,65712684	m3 CH4/numero di contatori a	

Emissioni venting (dovute da operazioni intenzionali e non intenzionali)				
Fonte (API Compendium tabella 5-27)	Fattore di emissione CH ₄ (unità originali)	Fattore di emissione CH ₄ (convertito in tonnellate)	Tenore CH ₄ (%)	incertezza (±%)
Manutenzione e anomalie delle stazioni di misura e regolazione - M&R Station maintenance/upsets	4,27 m ³ /station-yr	0.002895 t/station-yr	94.8 mol%	Non disponibile
Sfiati degli odorizzatori e dei punti di campionamento gas - Odorizer and gas sampling vents	33,59 m ³ /station-yr	0.02275 t/station-yr	94.8 mol%	Non disponibile
Sfiati di condotte oppure Depressurizzazione delle condotte Pipeline blowdowns (su base lunghezza condotte e derivazioni)	1679 scf/mile	0.03220 t/mile- yr0.02001 t/km-yr	93.4 mol%	117
Danneggiamenti accidentali delle condotte (scavi non autorizzati) (su base lunghezza condotte e derivazioni)	1585 scf/mile	0.03040 t/mile- yr0.01889 t/km-yr	93.4 mol%	2.600
Pressure relief valves (su base lunghezza condotte principali)	50 scf/mile	9.591E-04 t/mile- yr5.959E-04 t/km-yr	93.4 mol%	19.300



7.3 Considerazioni finali

L'applicazione della metodologia **OGMP 2.0** ha consentito di elaborare la prima quantificazione delle **emissioni di metano** associate al sistema di **produzione e di collegamento ai clienti del gas naturale** gestito da **AIMAG S.p.A.**, con riferimento all'anno **2024**.

Le stime ottenute evidenziano che:

FASE	INTESITA' EMISSIONI	BENCHMARK API (tabella 4.2.8)	LIVELLO
Upperstream - ESTRAZIONE	≈ 0,2 % della produzione netta Volumi emessi 1.868 m ³ Volumi venduti 907.930 m ³	MEDIO	L1
Downstream - CONSEGNA AL CLIENTE FINALE	≈ 98 m ³ /km anno	BASSO	L3

Upperstream

- le stime in fase Upperstream derivano da valori medi di filiera e fattori di emissione non specifici;
- l'accuratezza del livello metodologico applicabile a questa fase resta relativamente bassa**, poiché è stato usato un valore complessivo su base dei dati operatori in EUROPA;
- tale incertezza metodologica evidenzia la necessità, nel medio periodo, di incrementare la disponibilità di dati misurati o verificati.

Downstream

- Il Regolamento (UE) 2024/1787 esclude dal perimetro di rendicontazione i contatori e della rete nella proprietà del cliente finale. Pertanto, dal computo delle emissioni sono stati esclusi i contatori e i gruppi di riduzione di utenza. che in letteratura presentano valori di emissioni non trascurabili. Ne consegue che l'intensità emissiva (quantità di metano per km di rete) risulta bassa considerando il suddetto perimetro.
- Il livello L3, pur conforme allo standard OGMP, presenta un'accuratezza intrinseca limitata, poiché si basa su fattori di emissione derivati dalla letteratura tecnico-scientifica e non su misurazioni dirette.

Facilities	Activity data	Yearly emission factors			Units of Measure
		Low	Medium	High	
Production and Processing	Net gas production (i.e. marketed production)	0.05	0.2	0.7	% of net production
Transmission Pipeline Systems	Length of transmission pipelines	200	2 000	20 000	m ³ /km/yr
Compressor Stations	Installed compressor capacity	6 000	20 000	100 000	m ³ /MW/yr
Underground Storage	Working capacity of underground storage stations	0.05	0.1	0.7	% of working gas capacity
LNG Plant (liquefaction or regasification)	Gas throughput	0.005	0.05	0.1	% of throughput
Meter and Regulator Stations	Number of stations	1 000	5 000	50 000	m ³ /station/yr
Distribution	Length of distribution network	100	1 000	10 000	m ³ /km/yr
Gas Use	Number of gas appliances	2	5	20	m ³ /appliance/yr

Source: Adapted by the authors from currently unpublished work by the International Gas Union, and based on data for a dozen countries including Russia and Algeria.

Fonte: Compendio API



8. Allegati

STG-OGMP2-Downstream_Reporting_2025 L3.xls

STG-OGMP2-Upperstream_Reporting_2025 L1.xls

9. Bibliografia

- OGMP (TGD) Technical Guidance Document (2021) – Level 1 and 2
- OGMP 2.0 – UNEP (2021) – OGMP 2.0 Technical Guidance Documents (TGD) - Upperstream
- OGMP 2.0 – UNEP (2021) – OGMP 2.0 Technical Guidance Documents (TGD) – Midstream and Downstream Reporting Framework. Disponibile su: <https://www.ogmpartnership.com>
- MARCOGAZ (2020) – Assessment of Methane emissions for gas transmission and distribution system operators. Disponibile su: <https://www.marcogaz.org>
- API (2009) – Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry.
- American Petroleum Institute, Washington DC. 2009.
- IPCC (2006/2019) – 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – 2019 Refinement.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Disponibile su: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp>
- CIG (Comitato Italiano Gas) – Linee Guida per la classificazione, la gestione e la comunicazione degli incidenti rilevanti nella distribuzione gas (LG nr. 11 Rev. 03 – Edizione 2021). Disponibile su: <https://www.cig.it>
- Commissione Europea (2024) – Regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 relativo alla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia.
- Gazzetta ufficiale dell'Unione europea L, 2024.

Firma

Direttore Business Unit Produzione energia

Dr ing Cosimo Molfetta



Firmato digitalmente da:

Molfetta Cosimo

Firmato il 17/11/2025 16:06

Seriale Certificato: 3560288

Valido dal 13/05/2024 al 13/05/2027

InfoCamere Qualified Electronic Signature CA