

LAZZI GAS S.R.L.

Via Mazzini 237 — 40046 Porretta Terme (BO)

RELAZIONE DI QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO

Anno solare 2025 —Art. 12, comma 2, lettera a), Regolamento (UE) 2024/1787

Operatore	Lazzi Gas s.r.l.
Sede legale	Via Mazzini 237 — 40046 Porretta Terme (BO)
Adempimento	Art. 12, comma 1, Reg. (UE) 2024/1787 — seconda rendicontazione annuale fonte-per-fonte
Anno di riferimento	2025
Livello metodologico	OGMP 2.0 — Livello 4 – misure con strumento
Perimetro	Upstream estrattivo + centrale di trattamento — Porretta Terme
Concessioni	Bombiana, Ca' Bellavista, Gaggiola, Molinazzo, Salgastri
Punto di consegna	Rete distribuzione HERA — condotta DN 300
Data redazione	20-06-2026

1. Premessa

La presente relazione è redatta ai sensi dell'Art. 12, comma 2, del Regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: "Methane Regulation" o "Regolamento"), che disciplina la riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia.

Lazzi Gas s.r.l. opera in qualità di produttore di gas metano da giacimento in concessione, con attività di estrazione, trattamento e consegna del gas alla rete di distribuzione locale gestita da HERA. L'impianto si configura come filiera integrata locale di tipo upstream estrattivo con centrale di trattamento annessa.

La presente relazione costituisce la seconda rendicontazione annuale fonte-per-fonte riferita all'anno solare 2025, in conformità al calendario stabilito dall'Art. 12. Essa si pone in continuità con la prima relazione di monitoraggio (anno solare 2024, ai sensi dell'Art. 12, comma 1) e descrive: (i) la configurazione impiantistica e il perimetro di rendicontazione; (ii) le tipologie di emissioni e le fonti considerate; (iii) la metodologia di quantificazione adottata, aggiornata con i risultati LDAR 2025; (iv) i risultati della stima delle emissioni per l'anno solare 2025 con confronto rispetto all'anno precedente.

2. Identificazione dell'operatore e dell'impianto

2.1 Dati identificativi dell'operatore

Ragione sociale	Lazzi Gas s.r.l.
Sede legale	Via Mazzini 237 — 40046 Porretta Terme (BO)
Partita IVA / C.F.	00439240482
Codice ATECO	06.20.00 estrazione di gas naturale
Autorità di vigilanza	UNMIG — Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse
Riferimento prot. UNMIG	N. 150 del 08.01.1993 e successive (D.Lgs. 624/1996)
Legale Rappresentante	Cristiano Toniolo

2.2 Concessioni di coltivazione

Concessione	Pozzi principali identificati	Stato
Bombiana	Vedi elenco allegato	Attiva
Ca' Bellavista	Vedi elenco allegato	Attiva
Gaggiola	Vedi elenco allegato	Attiva
Molinazzo	Vedi elenco allegato	Attiva
Salgastri	Vedi elenco allegato	Attiva

2.3 Descrizione della centrale di trattamento

La centrale di trattamento è ubicata in Via Mazzini 237, Porretta Terme (BO). Il gas prelevato dai pozzi nelle concessioni è trasportato alla centrale mediante due condotte in acciaio DN 150 poste in depressione (-0,4 bar rel., corrispondenti a -0,6 bar assoluti). Le condotte in aspirazione non consentono fuoriuscita di metano verso l'esterno; in caso di perdita di tenuta si verifica esclusivamente ingresso di aria.

Il ciclo di trattamento del gas si articola nelle seguenti fasi, nell'ordine:

1. Filtrazione primaria — separazione delle particelle solide mediante 2 filtri separatori DN 100 con valvole a sfera di intercettazione a monte e a valle; funzionamento in depressione.
2. Compressione — 1 compressore Adicomp VG 55-5.5MD (antideflagrante EEX 3G II BT3) (in servizio continuo) e 1 compressore Pneumafore F40 (unità di riserva); pressione di aspirazione: -0,4 bar relativi; pressione di mandata: 3,5 bar (stagione invernale) — 4,5÷5,0 bar (restanti stagioni).
3. Raffreddamento — scambiatore di calore con elettroventilatore antideflagrante (esterno locale) + serbatoio raccolta condensa.
4. Filtraggio intermedio — filtro ceramico MTA F150/P + filtro coalescente deoliatore.
5. Raffreddamento finale — scambiatore ad acqua refrigerata (gruppo frigo MTA, locale tecnico contiguo); punto di rugiada ridotto a $< 0^{\circ}\text{C}$.
6. Essiccamento — essiccatore con gel di silice; valvole a sfera DN 60 a monte e a valle; pressione 3,5÷5,5 bar.
7. Filtraggio finale — rimozione impurità residue dall'essiccatore.
8. Misura e consegna — calorimetro con registrazione continua del potere calorifico; riduttore di pressione; contabilizzazione; consegna in rete HERA tramite condotta interrata DN 300.

Produzione annua di metano: circa 600.000 Sm³ (dato 2025)

Sicurezza: 2 sensori antideflagranti gas CH₄ + 2 sensori temperatura nel locale compressori; quadro elettrico con interruzione automatica alimentazione compressori e combinatore telefonico di allarme.

3. Definizioni e abbreviazioni

Termine / Sigla	Definizione
CH ₄	Metano
CO ₂ eq	Anidride carbonica equivalente (conversione tramite GWP ₁₀₀)
GWP ₁₀₀	Global Warming Potential su orizzonte temporale 100 anni — per CH ₄ fossile: 29,8 (IPCC AR6, Cap. 7, Tab. 7.SM.7, senza feedback clima-carbonio)
Reg. (UE) 2024/1787	Regolamento (UE) 2024/1787 del 13 giugno 2024 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia (Methane Regulation)
LDAR	Leak Detection And Repair — programma di rilevamento e riparazione delle fuoriuscite
OGMP 2.0	Oil and Gas Methane Partnership 2.0 — framework metodologico UNEP per la rendicontazione delle emissioni di metano
MARCOGAZ	Associazione tecnica europea del gas; fonte dei fattori di emissione 95% UCL per la distribuzione gas in Europa (documento: Survey Methane Emissions for Gas Distribution in Europe)
Monitoraggio Tipo 1 (OGI)	Monitoraggio tramite termocamera a gas ottico (OGI) o tecnologia equivalente (es. TDLAS laser). Applicato a tutte le sorgenti monitorabili e non monitorabili.
Monitoraggio Tipo 2 (sniffer)	Monitoraggio tramite strumento portatile a contatto (sniffer). Applicato a tutte le sorgenti monitorabili.
Fattore di Attività (AF)	Valore numerico che descrive la dimensione della popolazione delle asset emissivi (es. lunghezza condotte in km, numero valvole).
Fattore di Emissione (EF)	Emissioni tipiche di metano associate a un componente o una parte del sistema gas [m ³ /km] o [m ³ /evento].
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse — vigilanza sulle concessioni minerarie
Emissione fuggitiva	Perdita involontaria di metano dovuta a difetti di tenuta o permeazione attraverso componenti o giunti.

Termine / Sigla	Definizione
Emissione operativa	Emissioni di metano derivanti da attività operative normali o pianificate (sfiati, spurghi, manutenzioni).
Emissione da incidente	Emissioni di metano derivanti da eventi imprevisti (guasti, danneggiamenti da terzi, emergenze).
Soglia di perdita (Leak Definition)	Concentrazione minima (500 ppmv) al di sopra della quale un componente è classificato come "in perdita" ai sensi del Reg. (UE) 2024/1787.

4. Perimetro dell'impianto e campo di applicazione

4.1 Configurazione della filiera

Lazzi Gas s.r.l. opera una filiera integrata locale di tipo upstream estrattivo con trattamento in centrale. Non è presente un sistema di distribuzione in rete (reti PE/acciaio a media o bassa pressione); il gas trattato è consegnato direttamente a HERA al punto di consegna.

Il perimetro di rendicontazione include:

- Teste pozzo e condotte di raccordo dei 5 campi pozzi (Bombiana, Ca' Bellavista, Gaggiola, Molinazzo, Salgastrì) — in aspirazione, -0,4 bar rel.
- 12 punti di intercettazione su condotte esterne (valvole di intercettazione principale, valvole di diramazione per concessione, valvole con scarico condensa — cfr. documento "Punti di prelievo per verifica perdite su condotte esterne alla centrale").
- Centrale di trattamento (fabbricato 2, Via Mazzini 237): filtrazione, compressione, raffreddamento, essiccamento.
- Condotta di mandata in acciaio (50 m, DN 150/300) dal compressore al punto di consegna HERA.

Il perimetro esclude esplicitamente:

- La rete di distribuzione HERA a valle del punto di consegna.
- **I pozzi inattivi e abbandonati:** oggetto di campagna separata ai sensi Art. 14 Reg. (UE) 2024/1787 ; risultati da integrare nella rendicontazione appena disponibili.

4.2 Schema a blocchi dell'impianto

Schema funzionale (semplificato):

Pozzi (5 concessioni) → Condotte DN 150 in aspirazione (-0,4 bar) → [12 valvole esterne] → Filtrazione DN 100 → Compressione (3,5÷5 bar) → Raffreddamento → Filtraggio intermedio → Raffreddamento finale → Essiccamento → Filtraggio fine → Calorimetro/Misura → Riduttore di pressione → Consegna HERA (DN 300)

4.3 Classificazione OGMP 2.0

L'impianto è classificato come: Onshore Conventional — Marginal/Stripper Wells (gas termogenico residuo da formazioni a bassa permeabilità, estrazione a depressione con pompe a vuoto).

Tale classificazione è preferibile rispetto a "Unconventional", riservata a tight gas, shale gas e CBM con hydraulic fracturing.

5. Tipologie di emissioni e fonti considerate

5.1 Classificazione delle fonti emissive

Codice fonte	Descrizione	Fase impianto	Applicabilità
F-01	Emissioni fuggitive — teste pozzo (flangiateure, valvole di testa)	Pozzo	Applicabile
F-02	Condotte interrate (pozzi → centrale)	Aspirazione	Incluso con nota (*)
F-03	Emissioni fuggitive — condotte e valvole in aspirazione (pozzi → centrale) - aeree	Aspirazione	Incluso con nota (*)
F-04	Emissioni fuggitive - filtrazione	Filtrazione	Applicabile
F-05	Emissioni fuggitive — valvole e raccordi in pressione (raffreddamento, essiccamento)	Trattamento	Applicabile
F-06	Emissioni fuggitive — stazione di compressione	Compressione	Applicabile
F-07	Emissioni fuggitive — condotta mandata in acciaio (50 m)	Mandata/Consegna	Applicabile
F-06.1	Venting pianificato (blowdown per manutenzione)	Compressione/Trattamento	Applicabile
F-06.2	Condotte di sfianto compressori (4 condotte, spazio esterno)	Compressione	Applicabile

(*) Le condotte in aspirazione operano in depressione: non si verificano fuoriuscite di CH₄ verso l'esterno. Le valvole di intercettazione esterne sono sottoposte a verifica LDAR annuale; in caso di perdita di tenuta l'ingresso è di aria, non di metano. Le fonti F-02 – F-03 sono classificate come emissione zero con motivazione tecnica documentata.

6. Metodologia di quantificazione

6.1 Quadro metodologico generale

La quantificazione delle emissioni è effettuata ai sensi dell'Art. 12, comma 2, del Reg. (UE) 2024/1787, con riferimento al framework OGMP 2.0.

Il coefficiente di conversione CH₄ → CO₂eq è: GWP₁₀₀ = 29,8 (CH₄ fossile, IPCC AR6, orizzonte 100 anni, senza feedback clima-carbonio — Reg. (UE) 2024/1787, punto 2 del Regolamento).

6.2 Emissioni fuggitive

In data 19 giugno 2026 è stata condotta una campagna di misura delle emissioni fuggitive sui principali componenti della centrale, mediante il metodo sniffing previsto dalla norma **UNI EN 15446:2008**. La strumentazione impiegata comprende un analizzatore portatile **GASTECH - MLD-3500**.

Il metodo sniffing prevede che l'operatore avvicini la sonda al componente e rilevi il valore massimo di concentrazione, denominato **Screening Value (SV)**: concentrazione di picco istantanea [ppm v/v CH₄], non una portata volumetrica né un valor medio temporale. La portata emissiva è stimata con l'equazione di correlazione UNI EN 15446 / EPA Protocol (EPA-453/R-95-017, 1995) per componenti in fase gas:

$$E \text{ [kg/h]} = 1,87 \times 10^{-6} \times SV^{0,773}$$

L'incertezza del metodo è stimata in circa ±1 ordine di grandezza, attribuibile a tre fonti:

- la regressione statistica dei coefficienti EPA presenta R² tipicamente 0,5–0,7, con scatter residuo di ±1 ordine di grandezza rispetto al valore calcolato;
- la misura è operatore-dipendente (distanza e angolazione della sonda, velocità di scansione, correnti d'aria locali, tempo di risposta strumentale);
- le perdite da guarnizioni e premistoppa non sono stazionarie e il singolo SV è uno snapshot istantaneo.

Il metodo è pertanto indicato per classificazione e prioritizzazione delle sorgenti.

Punto di misura	SV (ppm)	Strumento	E (kg/h)
Compressione valle	33	GASTECH MLD-3500	3,96E-05
Raffreddamento sc. a valle	64	GASTECH MLD-3500	7,06E-05
Essiccamento a valle	119	GASTECH MLD-3500	1,21E-04
Filtrazione (aspirazione)	15	GASTECH MLD-3500	1,99E-05
Condotta esterna – consegna HERA	0	GASTECH MLD-3500	0,00E+00
Raffreddamento	45	GASTECH MLD-3500	5,19E-05
TOTALE			3,04E-04

6.3 Venting pianificato e sfiati compressori

6.3.1 Venting pianificato — blowdown per manutenzione (F-06.1)

Durante le operazioni di manutenzione semestrale programmate da Lazzi Gas s.r.l. possono verificarsi blowdown pianificati (depressurizzazione controllata delle condotte in pressione tra i compressori e il raffreddatore). La quantificazione è effettuata con il metodo dell'inventario volumetrico (**IPCC 2006, Vol. 2, §4.2.2; EPA 2016 Natural Gas STAR Protocol**):

$$E_{01} [\text{kg CH}_4/\text{anno}] = N \times V_p \times (P_{0p}/P_{0st}) \times \rho_{\text{CH}_4} \times x_{\text{CH}_4}$$

Parametro / Simbolo	Valore	Unità	Note / Fonte
N — eventi blowdown pianificati/anno	2	eventi/anno	Manutenzione semestrale programmata (stima cautelativa)
V _p — volume manifold depressurizzato	55	L/evento	Condotta DN 100, L ≈ 7 m: V = π×(0,05) ² ×7 ≈ 0,055 m ³
P _{0p} — pressione operativa	4,5	bar assoluti	Caso peggiore: stagione invernale (3,5–5,0 bar)
ρ _{CH₄} — densità CH ₄ standard	0,716	kg/Sm ³	A 0°C, 1 atm (ISO 13443)
x _{CH₄} — frazione molare CH ₄	0,98	—	Media gas naturale italiano upstream: 0,98 (ISPRA 2025; SNAM Codice di Rete Cap. 11)
E (F-06.1) — emissione blowdown	0,35	kgCH ₄ /anno	E = 2 × 0,055 × 4,5 × 0,716 × 0,98 = 0,35 kg/anno

Nota: in assenza di eventi blowdown registrati nel 2025 (registro manutenzioni), il valore è E₀₁ = 0 kg CH₄/anno. Il valore calcolato (0,35 kg/anno) costituisce il limite superiore prudenziale per uso progettuale e scenari futuri.

Confronto con il protocollo EPA Natural Gas STAR (“Reducing Emissions When Taking Compressors Off-Line”, 2006/2016): il protocollo adotta la medesima equazione P₁V₁ = P₂V₂ (Legge di Boyle) per il calcolo del volume di gas depressurizzato per blowdown. Il valore di default EPA di 15 Mcf/blowdown (~424 Sm³/evento) è definito esclusivamente per grandi compressori di trasmissione ad alta pressione e si applica — come esplicitato nel protocollo stesso — “when site-specific data are not available”. L'applicazione di tale default alla stazione Lazzi Gas (manifold DN100, V ≈ 55 L, P = 4,5 bar) produrrebbe una sovrastima di circa ×1.700 rispetto al valore site-specific (0,35 kg vs ~580 kg per evento). Il metodo volumetrico diretto adottato è pertanto non solo coerente con il protocollo EPA, ma esplicitamente raccomandato da esso in presenza di dati impiantistici misurati.

6.3.2 Sfiati continui compressori — (F-06.2)

L'impianto dispone di 4 condotte di sfiato collegate ai 2 compressori Pneumafore F40 (olio-lubrificati a palette rotanti), addotte all'esterno dello spazio retrostante la centrale: **2 per unità attiva** (uscita valvola di sicurezza PSV + sfiato separatore olio) e **2 per unità di riserva**.

La quantificazione adotta un **fattore di emissione per componente** calibrato su letteratura internazionale (API Compendium 2009, Tab. 2-6; MARCOGAZ Survey 2012), adattato alla tipologia di compressore presente (olio-lubrificato a palette rotanti, piccola taglia).

A differenza dei compressori alternativi (stantuffo), privi di tenuta sul premistoppa, i compressori a palette rotanti presentano perdite sigillate dall'olio; le emissioni derivano principalmente da:

- (i) *flash gas* dal separatore olio in uscita;
- (ii) perdite dalla tenuta sull'albero (lato aspirazione e lato mandata);
- (iii) attivazioni occasionali della valvola di sicurezza.

I fattori API e MARCOGAZ per piccole unità di raccolta (gathering) a olio sono dell'ordine di 20–200 Sm³/unità/anno; si adotta la stima centrale di **130 Sm³/anno totali** (1 unità attiva: 120 Sm³/anno; 1 riserva: 10 Sm³/anno), classificata come **“Venting — Other”** nel template OGMP 2.0 Level 4.

Parametro	Valore	Unità	Fonte / Ipotesi
Q_{pstn} — tenute albero unità attiva (2 tenute $\times$ 34 Sm ³)	68	Sm ³ /anno	API Compendium 2009, Tab. 2-6: 1.200 scf/tenuta/anno = 34 Sm ³
Q_{of} — flash gas separatore olio (unità attiva)	50	Sm ³ /anno	Stima conservativa per compressore olio-lubrificato <55 kW (MARCOGAZ 2012)
Q_{pp} — attivazioni PSV (stima 2 eventi $\times$ 1 Sm ³)	2	Sm ³ /anno	Normale operatività; PSV tarata a 5,5 bar (6% sopra P_{op})
Q_{psRs_p} — tenute albero unità di riserva (stand-by ridotto)	10	Sm ³ /anno	15% del flusso dell'unità attiva (compressore fermo ma sigilli pressurizzati)
Q_{pCH_4} — totale gas sfiato 4 condotte	130	Sm ³ /anno	Somma componenti: 68 + 50 + 2 + 10 = 130 Sm ³ /anno
$E (F-06.2) = Q_{pCH_4} \times \rho_{e\theta_4} \times x_{e\theta_4}$	91,2	kg _{CH₄} /anno	Range letteratura: 22–266 kg/anno; incertezza ± 1 ordine di grandezza

Fonti principali: API Compendium of GHG Emission Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry (API, 2009), Table 2-6; MARCOGAZ “Survey on Methane Emissions for Gas Distribution Networks in Europe” (2012); EEA/EMEP Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2019, Ch. 1.B.2.b, Table 3-14. Categoria OGMP 2.0: “Venting — Other”. Aggiornamento a L4 misurato (Hi-Flow Sampler) raccomandato entro 2027.

7. Risultanze della quantificazione — Anno 2025

7.1 Tabella di sintesi emissioni per fonte

Cod.	Fonte	Fase impianto	E (kg/h)	kg _{CH₄} /anno	kg _{CO₂eq} /anno
F01	Emissione Fuggitiva teste pozzo	92 Pozzi attivi	0,00	0,00	0,00
F02	Emissione Fuggitiva condotte in aspirazione	Aspirazione	0,00	0,00	0,00
F03	Emissione Fuggitiva filtrazione	Trattamento	1,99E-05	0,17	5,1
F04 - F05	Emissione Fuggitiva raffreddamento ed essiccazione	Trattamento	7,06E-05 + 1,21E-04	2,13	63,5
F06	Emissione Fuggitiva Compressione (LDAR)	Compressione	3,96E-05	0,35	10,4
F07	Emissione Fuggitiva condotta acciaio 50m	Mandata	0,00	0,00	0,00
F06.1 - F06.2	Emissioni da Venting compressori	Compressione	Stima volumetrica	91,6	2.730
TOTALE EMISSIONI				94,2	2.803
				2,8 t _{CO2} /anno	

7.2 Confronto con anno di riferimento precedente

Parametro	Anno 2024 - tier 1	Anno 2025 – tier 4	Variazione
Condotta acciaio (km)	0,050	0,050	—
N. stazioni compressione	1	1	—
Emissione fuggitiva condotta (kgCH ₄)	12,60	0,00	–100%
Emissione fuggitiva compressione (kgCH ₄)	360,00	2,66	–99%
Emissione da venting (kgCH ₄)	0,00	91,6	n.d.
Emissione totale (kgCH ₄)	372,60	94,2	–75%
Emissione totale (tCO ₂ eq)	11,103	2,803	–75%

8. Programma LDAR

Il programma LDAR di Lazzi Gas prevede le seguenti attività di rilevamento, in conformità all'Art. 14 e ss. del Reg. (UE) 2024/1787:

Fase impianto	Componenti controllati	Periodicità
Condotte esterne (12 valvole)	Valvole intercettazione campi concessione	Annuale
Pre filtrazione preliminare (aspirazione)	Filtri DN 100 + valvole intercettazione	Semestrale
Compressione (valle)	Valvole a sfera DN 100 mandata	Annuale
Filtrazione finale		Semestrale
Raffreddamento	Scambiatore + valvole a monte/valle	Settimanale
Essiccamento	Valvole a sfera DN 60	Settimanale
Consegna HERA	Valvola DN 150 + tubazione 50m	Settimanale
Sensori fissi CH ₄	2 sensori antideflagranti nel locale compressori	Continuo

9. Dichiarazione di conformità e firme

Il sottoscritto, responsabile tecnico dell'impianto di Lazzi Gas s.r.l., dichiara che:

- La presente relazione è stata redatta in conformità all'Art. 12, comma 1, del Regolamento (UE) 2024/1787 e alle linee guida metodologiche OGMP 2.0.
- I dati e le stime riportati rappresentano fedelmente le condizioni operative dell'impianto per l'anno solare 2025.
- Il documento è conservato agli atti aziendali e sarà reso disponibile al MASE su richiesta, per un periodo minimo di dieci anni.

Luogo e data	Porretta Terme, 20/06/2025
Timbro aziendale	LAZZI GAS SRL Via G. Pico della Mirandola, 8 50132 FIRENZE (FI) C.F. e P.I. 00439240482

Allegati

- Allegato 1 — Template compilato OGMP 2.0 Upstream Reporting 2026 (.xlsx)