

Carrara S.p.A.

Rapporto Ispettivo LDAR+OGI
Stabilimento A2A Gencogas S.p.a.
C.le Termoelettrica di Cassano d'Adda
Ispezione Maggio-Giugno 2023

INDICE GENERALE

1. Oggetto d'attività	Pag 3
2. Descrizione dell'attività eseguita	Pag 5
3. Metodologie di classificazione, di monitoraggio e di calcolo	Pag 8
4. Tecnologia OGI (Optical Gas Imaging)	Pag 12
5. Elaborazione dei dati statistici dell'inventario monitorato	Pag 14
6. Calcolo della stima emissiva di metano	Pag 17
7. Conclusione	Pag 19

1. Oggetto d'attività

A2A Gencogas S.p.a. C.le Termoelettrica di Cassano d'Adda, di seguito nominato il “GESTORE”, ha commissionato a Carrara S.p.a. Divisione FERP, di seguito nominata FERP, l'implementazione della routine LDAR presso le linee di gas metano.

Le prime attività, svolte da FERP nel Febbraio 2023, sono consistite nelle operazioni di censimento dei componenti di processo (di seguito nominati ‘sorgenti’ o ‘componenti’) appartenenti alla linea di gas metano del Gestore.

La campagna di monitoraggio oggetto del seguente report è stata realizzata da FERP nei giorni 22 e 23 Maggio 2023 e 13 Giugno 2023 (attività di remonitoring) secondo le procedure e con l'ausilio di strumentazioni che di seguito saranno specificamente indicate.

La finalità dell'attività è quella di rintracciare le sorgenti in divergenza emissiva rispetto alla Leak Definition perché il Gestore possa ottenere una riduzione delle emissioni fugitive di metano in seguito alla loro riparazione. In accordo con il Gestore, la soglia di perdita (Leak Definition) viene impostata pari a 10.000 ppmv.

La stima emissiva è stata ottenuta attraverso l'implementazione del protocollo EN15446:2008, derivante da EPA 453/95, utilizzando il modello delle “equazioni di correlazione” Chemical Industries.

La stima emissiva calcolata è relativa ai componenti effettivamente monitorati ed a quelli inventariati e non monitorati ed è espressa in tonnellate (Mg)/anno (8.760 h), m³/anno (8.760 h) e kg/h.

Si riporta inoltre l'ispezione, tramite tecnica OGI (Optical Gas Imaging), di tutte le sorgenti classificate in inventario quali “non monitorabili”, in quanto situate in quota, isolate o pericolose da raggiungere. L'ispezione OGI intende monitorare la deviazione di efficienza dei componenti di processo per rilevare una disfunzione localizzata senza quantificarne l'emissione, ma solo evidenziandola, consentendo al Gestore l'eliminazione delle perdite individuate, pratica che rientra in un'attività di Good Maintenance Practices, con benefici ambientali e di sicurezza che hanno effetti sostanziali sull'emissione complessiva.

Il presente report è stato redatto in conformità alla sezione 8. Report della EN15446:2008 che richiede:

- 1. Scope of the report (facility, type and size of equipment measured, streams, purpose, reporting period);*
- 2. Results expressed in mass per year (indicating how the mass is specified; as reference compound equivalent, carbon equivalent, actual composition of emission);*
- 3. Characteristic of instrument used;*
- 4. Response factor that have been used. In case are provided per concentration strata by the manufacturer, these values should be provided. Source of information for response factors, substances for which response factor is unknown shall be indicated;*
- 5. Value of threshold concentration;*
- 6. Which correlation is used;*
- 7. Which pegged value is used;*
- 8. Max. ppmv used in correlations;*
- 9. Number of components measured during the reporting period;*
- 10. Number of components measured during the previous period;*
- 11. Number of components never measured;*
- 12. Handling of equipment not measured;*
- 13. Grouping of equipment in case average leak rates are derived from plant data.*

2. Descrizione dell'attività eseguita

L'attività è consistita nell'implementare la procedura LDAR presso la linea metano del Gestore al fine di:

1. inventariare e classificare le sorgenti per configurare il database di riferimento (eventuali modifiche/integrazioni);
2. accumulare per ogni sorgente raggiungibile una lettura secondo tecnica EPA Method-21;
3. segnalare le sorgenti divergenti rispetto alla Leak Definition di 10.000 ppmv perché il Gestore potesse avviare su questi un'azione correttiva;
4. contabilizzare le emissioni dell'Inventario secondo le procedure EN15446:2008 sia in riferimento all'inventario monitorato che a quello censito e non monitorato.

I componenti oggetto di monitoraggio erano stati precedentemente inventariati ed aggregati nei seguenti gruppi principali: 1) Valvole; 2) Valvole di sicurezza; 3) Flange; 4) Fine linea (sono stati seguiti i criteri di classificazione del protocollo EPA453/95). Le flange indistintamente aggregano flange di linea (piping), flange di apparecchi (scambiatori di calore), raccordi filettati o Bonnet Flange delle valvole.

Inventario in servizio

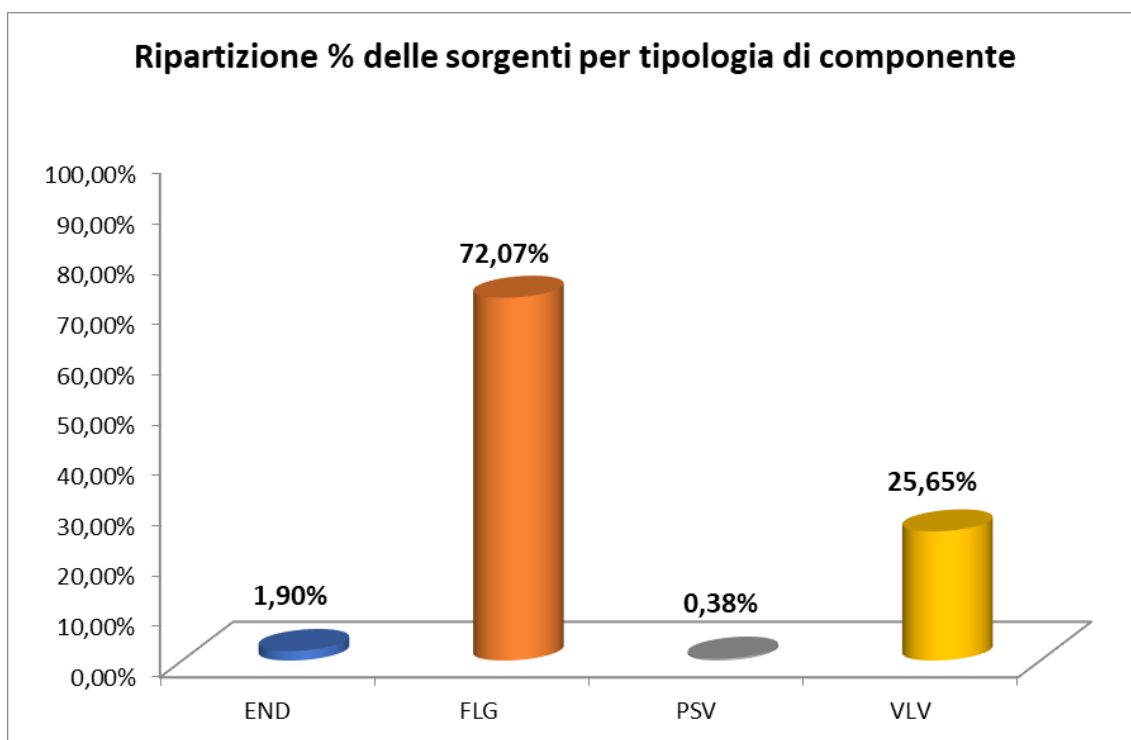
Zona	END	FLG	PSV	VLV	Non monitorabili	Monitorabili	Totale
LINEA METANO	45	1.711	9	609	80	2.294	2.374
Totale	45	1.711	9	609	80	2.294	2.374

END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole di Sicurezza; VLV: Valvole.

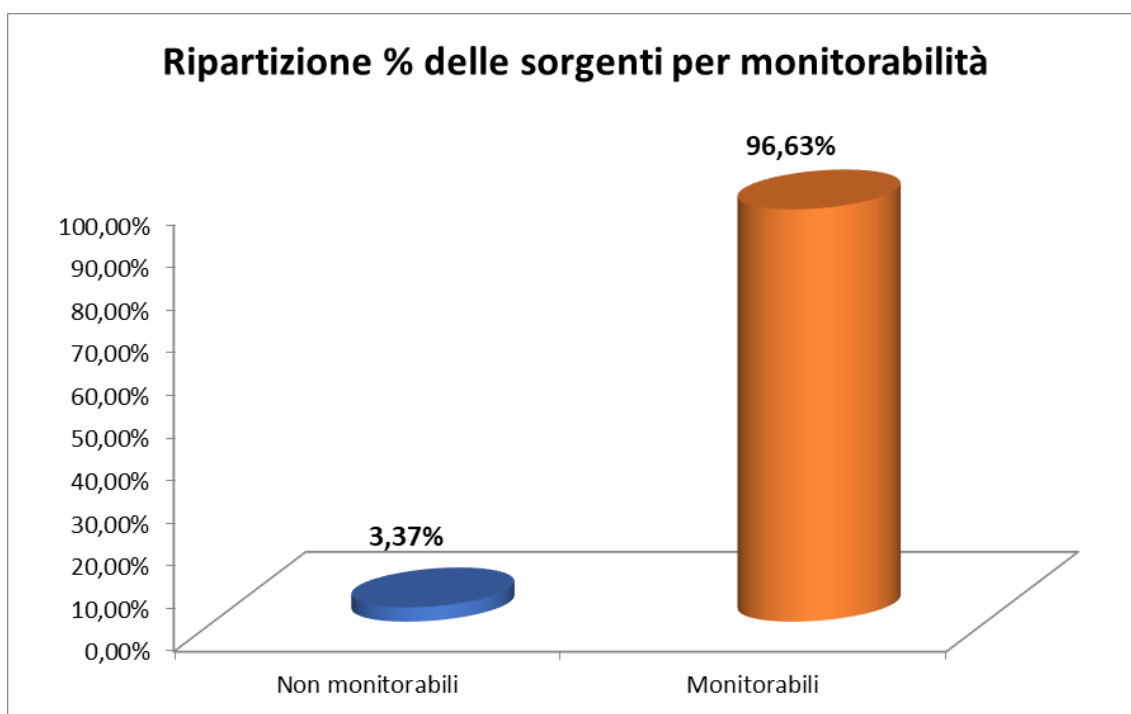
Risultano così 2.294 sorgenti monitorabili pari al 96,63% dell'intero inventario in servizio (2.374 sorgenti).

Alle restanti 80 sorgenti isolate o non monitorabili, perché non raggiungibili, è stato attribuito, in accordo con la EN15446:2008, il fattore emissivo medio calcolato sulla base delle letture disponibili: ad ogni tipo di componente è stato assegnato il fattore medio calcolato sui medesimi componenti, presso l'impianto.

Di seguito sono osservabili le distribuzioni percentuali delle sorgenti in effettivo servizio per tipologia di componente e per monitorabilità.



AGT: Agitatori; END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole di Sicurezza; VLV: Valvole.



Le sorgenti interessate da metano, non monitorabili con EPA Method-21, sono state ispezionate con tecnologia OGI. Di seguito sono osservabili le 80 sorgenti non monitorabili suddivise per tipologia di componente:

Zona	END	FLG	VLV	Totale
LINEA METANO	13	48	19	80
Totale	13	48	19	80

END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole di Sicurezza; VLV: Valvole.

3. Metodologie di classificazione, di monitoraggio e di calcolo

Il metodo impiegato poggia sull'implementazione rigorosa della procedura descritta nel protocollo EPA 453/95, a cui si rimanda per i dettagli, che prevede, dapprima, la compilazione di un inventario (database) dei componenti, classificandoli per tipo, per fase del fluido, per tipo di fluido, localizzandoli all'interno di un'identificabile linea di processo o di un P&I: ogni componente è pertanto univocamente determinato con un TAG ID.

Successivamente i componenti vengono aggregati in gruppi per costituire degli itinerari di monitoraggio.

Un itinerario aggrega componenti che per vicinanza fisica od omogeneità tecnica all'interno del processo rappresentano di fatto un assieme. In ogni caso l'itinerario esprime l'insieme e determina la sequenza obbligatoria di monitoraggio od “acquisizione puntuale di dato” per il settore in esame. Tale rigorosa routine è stata adottata per impedire un trattamento manuale dei dati acquisti o discrezionalità da parte dell'operatore che fisicamente esegue il monitoraggio. I dati acquisiti all'interno di un itinerario vengono accumulati nella ROM del COV Analyzer e solo al termine trasferiti al database che provvede ad allocarli ai componenti di riferimento.

Quando tutti i dati sono allocati essi vengono elaborati per calcolare la stima emissiva.

Le sorgenti divergenti rispetto alla Leak Definition vengono segnalate per iscritto al Gestore al termine di ogni turno giornaliero di monitoraggio.

Tutti i componenti sono univocamente identificati. Pertanto ad ogni successivo monitoraggio relativo all'i-esimo componente si accumulerà un dato che sarà confrontabile con il precedente.

L'intento della procedura testé descritta è completamente volto a garantire tanto la correttezza quanto la preservazione nel tempo dei dati raccolti. La rigorosa tecnica di gestione e trattamento dei dati è assolutamente fondamentale per garantire una veridicità della stima emessa al termine delle campagne di ispezione. Le emissioni fuggitive sono state misurate in accordo con tecnica EPA metodo 21 (Environmental Protection Agency M.21) titolato “Determinazione delle perdite dei composti organici volatili”.

L'operatore ha compiuto giornalmente le seguenti attività:

- caricamento dell'itinerario di misurazione nella ROM dell'analizzatore;
- misurazione del “rumore di fondo” in ciascuna sezione dell'impianto da sottrarsi al valore rilevato sul componente; la lettura che appare sul display è già depurata.
- misurazioni in loco e raccolta delle concentrazioni di metano in ppmv per ciascun punto emissivo, in accordo con EPA Method-21;
- trasferimento dei dati dallo strumento di acquisizione dati al computer centrale.

Le misurazioni dell'emissioni sono state realizzate con un analizzatore a “ionizzazione di fiamma” portatile Thermo ENV. TVA 1000B, equipaggiato con computer di bordo. L'intervallo globale delle misurazioni appartiene al range da 0,00 ppmv a 100.000 ppmv, consentendo pertanto che i livelli di emissione vengano caratterizzati in modo accurato e che le perdite siano identificate.

Le misurazioni sono state rilevate al netto del “rumore di fondo” (valore in ppmv misurato dallo strumento nei camminamenti nell'intorno delle linee di processo) che si è attestato invariabilmente nel range 0,65-0,81 ppmv.

Con gli RFm (fattori di risposta) basati sulla Leak Definition 500 e 10.000 di ciascuno stream, come indicato dal manuale dello strumento Thermo ENV, sono stati calcolati i fattori A e B della curva di risposta del FID Thermo ENV. TVA 1000 B.

La curva di risposta restituisce il fattore di risposta della macchina allo stream con continuità all'interno di tutto il range di lettura 0,00 ÷ 100.000:

Response Curve

Response factors can change as concentration changes. The response factor for a compound determined at 500 ppm may not be the same as the response factor determined at 10,000 ppm. By using a *response curve*, you can characterize a compounds response over a broader range of concentrations. If the actual concentration is plotted as *Y* vs. *X* (measured concentration), the resulting curve can be represented by the rational equation

$$Y = \frac{AX}{\left(1 + \frac{BX}{10000\text{ppm}}\right)}$$

Per le sostanze singole non appartenenti alla lista del manuale Thermo ENV, è stato utilizzato il valore RF500 = 1 e RF10.000 = 1 come previsto dalla EN15446:2008.

Per ciascuno stream è stata definita la curva di correzione (SVA Screened Value Adjusted) ove Xi è la lettura bruta accumulata con il FID.

$$SVA = ((A * X_i) / (1 + (B * X_i / 10.000)))$$

La curva rilascia il valore “aggiustato” SVA lungo tutto il range 0,00 ÷ 100.000 ppmv.

Tutte le sorgenti sono interessate dallo stream metano (RF = 1).

Le letture sono state accumulate nei giorni 22-23 Maggio 2023 e 13 Giugno 2023 in condizioni meteorologiche ottimali.

Data	Temperatura media [°C]	Umidità [%]	Velocità vento media [km/h]
22/05/2023	22	59	10
23/05/2023	21	65	7
13/06/2023	20	78	6

In relazione alla modalità contabile, sono state utilizzate le equazioni di correlazione della EN15446:2008 che sono riportate di seguito.

Le letture, corrette con il fattore di risposta, sono state elaborate con le equazioni di correlazione:

$$\text{kg/h} = A \times (\text{SVA})^B$$

ove i fattori A e B sono acquisiti dalla tabella:

Table C.1 – US EPA SOCM1 correlation parameters and factors

Source	Service	A	B	Pegged value at 10.000 ppm (kg/h)	Pegged value at 100.000 ppm (kg/h)	Average factor (kg/h)
Valve	Gas	$1,87 \times 10^{-6}$	0,873	0,024	0,110	0,00597
Valve	Light liquid	$6,41 \times 10^{-6}$	0,797	0,036	0,150	0,00403
Pump seal ⁶⁾	Light liquid	$1,90 \times 10^{-5}$	0,824	0,140	0,620	0,0199
Connector	All	$3,05 \times 10^{-6}$	0,885	0,044	0,220	0,00183

Additional average emission factors are available for the following components:

compressor seals (gas service): 0,228 kg/h

relief valves (gas service): 0,104 kg/h

open ended lines (all services): 0,0017 kg/h

sampling connections (all services): 0,015 kg/h

The correlations between screening values and emission rates referred to as per article 1 in 6.4.2 are in the form:

$$ER = A (SV)^B \quad (C.1)$$

where:

ER is the emission rate, in kg/h;

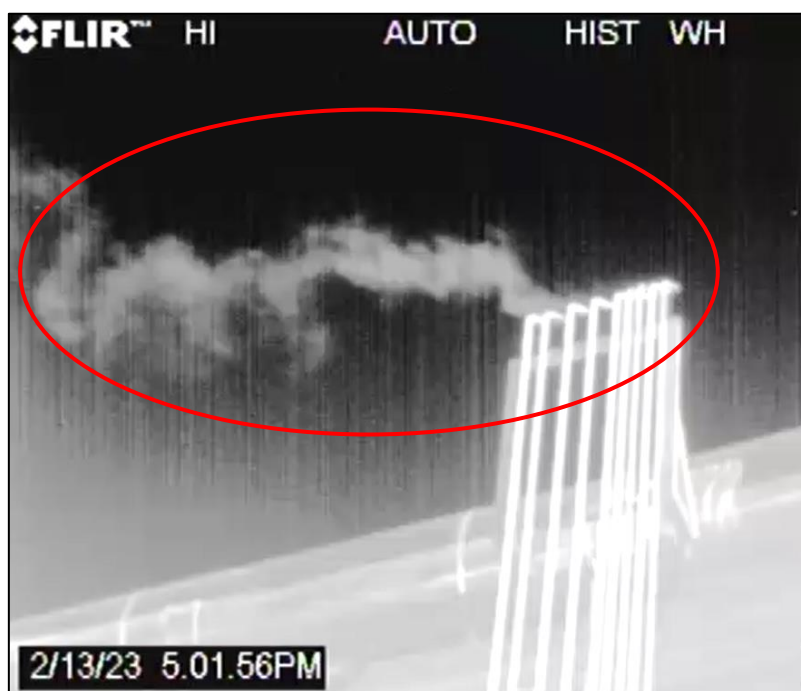
SV is the screening value, in ppm.

4. Tecnologia OGI (Optical Gas Imaging)

Le emissioni fuggitive, generate dalla lavorazione di sostanze e composti organici, sono influenzate tanto da parametri relativi alle sostanze medesime (densità, tensione di vapore e peso molecolare) quanto da fattori climatici (temperatura, vento, umidità).

FERP utilizza una tecnologia OGI di tipo passivo.

Il sistema passivo è basato sull'immagine creata dalla riflessione di luce solare nella regione dell'infrarosso del gas (target) sotto analisi. Una nube di gas che assorbe la luce infrarossa riflessa, appare più scura. Inoltre, l'immagine in contrasto con il gas viene esaltata dalla differenza di radiazione termica tra la nube di gas e gli oggetti posti dietro la nube (back-ground). FERP utilizza, per l'analisi OGI di tipo passivo, termo camere FLIR Gas FindIR che hanno delle lenti ottiche sintonizzate (tarate), le quali selezionano e visualizzano le immagini entro un particolare range di frequenze, filtrando le immagini al di fuori del range richiesto, che non vengono quindi visualizzate. Per un determinato design delle lenti, sovrapponendo la luce filtrata (alla frequenza che fa visualizzare i VOC gas) su un normale monitor, lo strumento mostra la nube di gas in tempo reale, mettendolo a confronto con le apparecchiature di processo circostanti (background).



Esempio di perdita

L'operatore può così visualizzare un alone di gas che viene emanato da uno specifico componente. Sebbene il gas può avere un contrasto minimo con le apparecchiature circostanti, il movimento della nube in un contesto statico rende facilmente individuabile la perdita.

L'immagine che viene visualizzata risulta sensibile sia alla concentrazione che alla dimensione dell'emissione. Poiché però la concentrazione e la dimensione di una nube di gas dipendono dalle condizioni meteorologiche (es. vento, temperatura esterna), l'immagine, per una data sorgente di emissione, non risulta essere univoca e ripetibile per diversi rilievi. Per valutare la sensibilità della termocamera, si procede quindi ad effettuare una serie di misure in diverse condizioni, seguendo così una sorta di calibrazione semi-empirica.

Utilizzando la termocamera ad ampio campo, l'operatore può individuare perdite relativamente abbondanti anche a distanze di centinaia di metri, consentendo così la verifica di componenti che non risultano facilmente controllabili come, appunto, i componenti non monitorabili.

5. Elaborazione dei dati statistici dell'inventario monitorato

Leak Definition 10.000 ppmv – Viene riportato in questa sezione il punteggio maturato (Leak Frequency) presso ciascun gruppo di sorgenti rispetto alla soglia di attenzione (Leak Definition) di 10.000 ppmv. Si intende per punteggio il quoziente tra il numero di sorgenti divergenti ed il totale delle sorgenti ispezionabili.

Si evidenzia che 11 sorgenti sono risultate al di sopra del valore soglia di riferimento, pertanto l'indice di divergenza per le sorgenti di metano monitorabili si è attestato allo 0,48% (11 sorgenti divergenti vs 2.294 componenti monitorabili).

Di seguito l'indice di divergenza suddiviso per tipologia di componente:

Componente	0	1	Totale	Divergenza %
END	29	3	32	9,38%
FLG	1.655	8	1.663	0,48%
PSV	9		9	0,00%
VLV	590		590	0,00%
Totale	2.283	11	2.294	0,48%

END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole di sicurezza; VLV: Valvole.

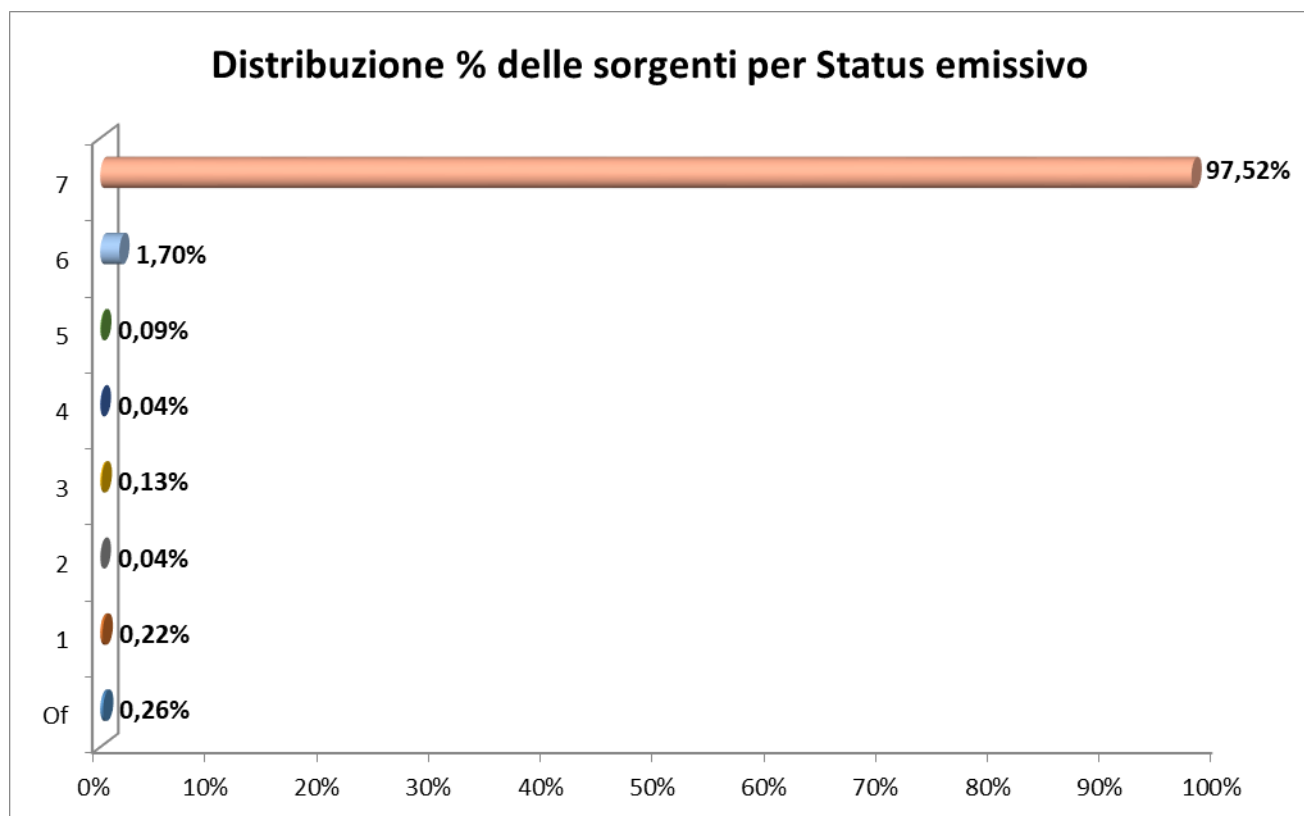
Status 1: ppm > Leak Def.; Status 0: ppm < Leak Def.

Di seguito è possibile verificare la dinamica del comportamento dei componenti monitorati, a seguito degli interventi manutentivi, in modo più dettagliato. I range emissivi sono stati classificati in 8 gruppi, da ppmv > 100.000 a 0,00 secondo la seguente legenda:

Status	Component ppmv range
Of	Overflow ppmv > 100.000
1	10.000 < ppmv < 99.999
2	5.000 < ppmv < 9.999
3	1.000 < ppmv < 4.999
4	500 < ppmv < 999
5	100 < ppmv < 499
6	10 < ppmv < 99
7	ppmv < 10

Componente	Of	1	2	3	4	5	6	7	Totale
END	2	1	1	1				27	32
FLG	4	4		1	1		28	1.625	1.663
PSV								9	9
VLV				1		2	11	576	590
Totale	6	5	1	3	1	2	39	2.237	2.294

END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole di Sicurezza; VLV: Valvole.



Osservando le distribuzioni emissive si rileva che 2.237 sorgenti, pari al 97,52% dei componenti monitorabili interessati da metano è stato rilevato in Status 7 ovvero con un'emissione inferiore a 10 ppmv.

Si può notare come 6 degli 11 componenti in divergenza rispetto alla soglia emissiva siano stati rilevati in Overflow (ppmv>100.000).

Il 23 Maggio 2023 sono state monitorate con tecnica OGI (Optical Gas Imaging) le 80 sorgenti non monitorabili. Da quest'indagine non sono emerse sorgenti in stato di perdita.

L'ispezione OGI è avvenuta in condizioni meteorologiche idonee:

Data	Temperatura media [°C]	Umidità [%]	Velocità vento media [km/h]
23/05/2023	21	65	7

6. Calcolo della stima emissiva di metano

In relazione alla contabilità emissiva si riepiloga brevemente la modalità contabile utilizzata.

Sono state utilizzate le equazioni di correlazione di cui all'allegato C della EN 15446:2008, Tabella C1 – US EPA Chemical Industries correlation parameters and factors. Il valore di Overflow utilizzato è riferito a 100.000 ppmv (lo strumento di rilevazione Thermo ENV. TVA 1000B copre il range 0,00 ÷ 100.000 ppmv). Per letture pari a 0,00 ppmv sono stati attribuiti, in maniera conservativa, i valori di default secondo la seguente tabella EPA 453/95:

TABLE 2-11. DEFAULT-ZERO VALUES: SOCM I PROCESS UNITS

Equipment type	Default-zero emission rate (kg/hr/source) ^a
Gas valve	6.6E-07
Light liquid valve	4.9E-07
Light liquid pump ^b	7.5E-06
Connectors	6.1E-07

I fattori medi calcolati presso l'inventario monitorato e successivamente attribuiti ai 80 componenti non monitorabili, perché fisicamente non raggiungibili, sono stati i seguenti:

Componente	kg/h per componente
END	0,0150
FLG	6,0022E-04
VLV	1,2233E-05

END: Fine linea; FLG: Flange; VLV: Valvole.

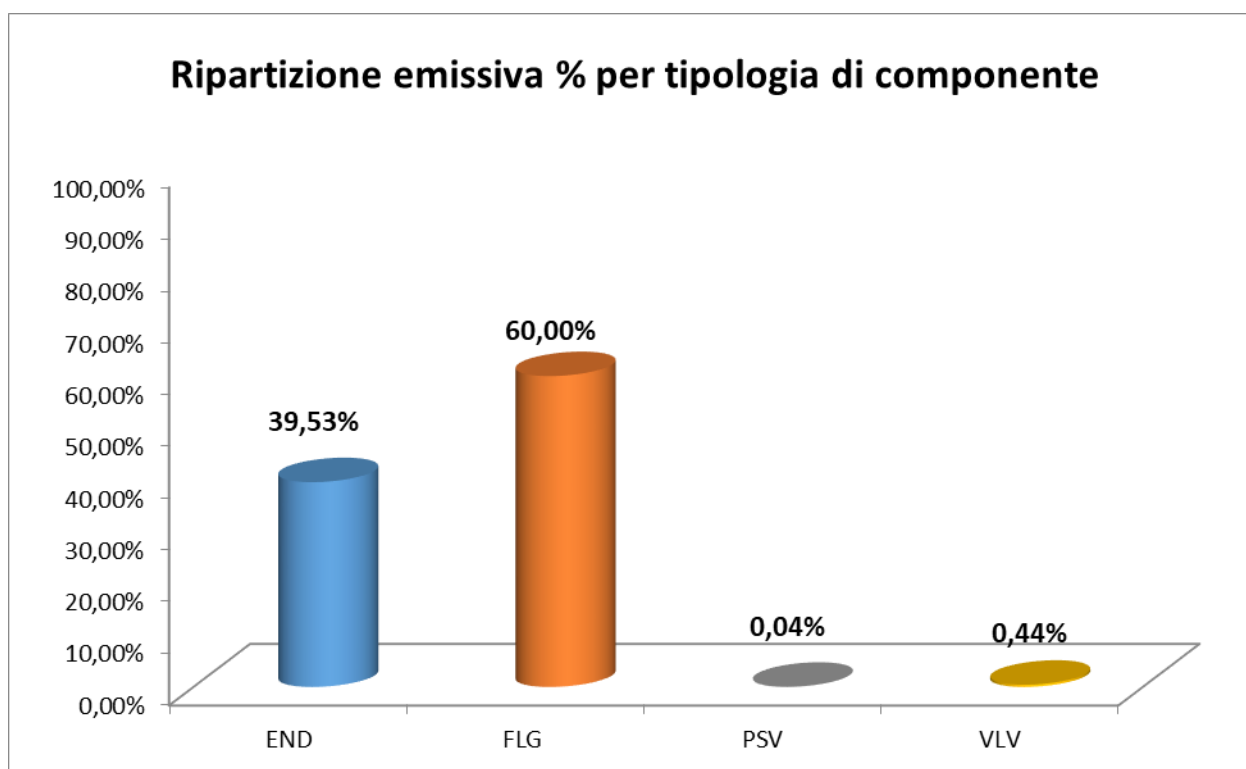
Viene di seguito proposta l'emissione oraria ed annua (proiezione) di metano attribuita all'intero inventario, ipotizzando un servizio annuo generale di 8.760 ore (dato conservativo).

L'emissione annua in termini volumetrici è stata stimata utilizzando la densità di 0,747 kg/m³ (dato fornito dal Gestore).

La distribuzione emissiva per tipologia di componente è stata la seguente:

Componente	Nro componenti	kg/h CH ₄	Mg/anno CH ₄	m ³ /anno CH ₄
END	45	0,6766	5,9274	7.934,91
FLG	1.711	1,0270	8,9963	12.043,21
PSV	9	6,72E-04	0,0059	7,88
VLV	609	0,0074	0,0653	87,36
Totale	2.374	1,7117	14,9948	20.073,35

END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole di Sicurezza; VLV: Valvole.



END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole di Sicurezza; VLV: Valvole.

7. Conclusione

L'ispezione LDAR di Maggio 2023 e Giugno 2023 (attività di remonitoring), condotta presso 2.294 componenti monitorabili, pari al 96,63% dell'intero inventario censito in 2.374 sorgenti, ha rilasciato un punteggio di divergenza rispetto alla Leak Definition di 10.000 ppmv, pari allo 0,48% (11 divergenze rilevate su 2.294 sorgenti monitorabili).

In relazione alla distribuzione dei componenti nei diversi ranges emissivi si rileva che 2.237 sorgenti, pari al 97,52% dei componenti monitorabili, sono state rilevate in Status 7 ovvero con un'emissione inferiore a 10 ppmv. Si sottolinea come 6 degli 11 componenti in divergenza rispetto alla soglia emissiva sia stato rilevato in Overflow (ppmv>100.000).

L'ispezione tramite tecnica OGI è stata condotta il 23 Maggio 2023 ed ha interessato 80 sorgenti non monitorabili. Si evidenzia come non siano emerse sorgenti in stato di perdita.

L'emissione di metano dei 2.374 componenti appartenenti all'intero inventario in servizio è stata calcolata in circa 1,7117 kg/h che per un servizio annuo di 8.760 ore corrisponde ad una proiezione emissiva di circa 14,9948 tonnellate (Mg)/anno. La proiezione emissiva in termini volumetrici è stata stimata in circa 20.073,35 m³/anno.

La famiglia di componenti maggiormente responsabile dell'emissione di metano risulta essere quella delle flange con 1,027 kg/h pari al 60% del totale.

Restando a disposizione per ogni ragguaglio od integrazione, cogliamo l'occasione per porgere cordiali saluti.

Adro 18/06/2023

Carrara S.p.A. – Divisione FERP

Ing. F.Apuzzo