

	PROGETTISTA		COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA'	PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO	FSRU Piombino	Pag. 1 di 9	Rev. 0

PROGETTO FSRU PIOMBINO
AUTORIZZATO CON ORDINANZA N. 140 DEL 25 OTTOBRE 2022 DEL
COMMISSARIO STRAORDINARIO DI GOVERNO
AI SENSI DELL'ART. 5 del D.L. n. 50/2022

Decreto n. DM 145 del 3 maggio 2023 di Autorizzazione Integrata Ambientale
per l'esercizio del Terminal FSRU Piombino di SNAM FSRU Italia S.r.l.,
ubicata nel Porto di Piombino (LI)

RELAZIONE TECNICA IN RISPOSTA ALLA PRESCRIZIONE N. 27 DEL PARERE
ISTRUTTORIO CONCLUSIVO - PIANO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE

CUP ASSEGNATO AL PROGETTO E73F22000200007

0	EMISSIONE PER ENTI	E. Leder	L. Volpi	M. Compagnino	Giugno 2024
Rev.	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato Autorizzato	Data

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	Pag. 2 di 9	Rev. 0

INDICE

1	PREMESSA	3
2	PROCEDURA ADOTTATA DAL GESTORE	4
3	CAMPAGNE DI MONITORAGGIO SVOLTE	6
3.1	Ottobre 2023 - campagna di monitoraggio LDAR	6
3.2	Gennaio 2024 - primo re-monitoring LDAR	7
3.3	Maggio 2024 - secondo re-monitoring LDAR	7
4	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	9

APPENDICE 1 – REPORT DI ISPEZIONE LDAR – CAMPAGNA DI MONITORAGGIO OTTOBRE 2023

APPENDICE 2 – REPORT DI ISPEZIONE LDAR – PRIMO RE-MONITORING GENNAIO 2024

APPENDICE 3 – REPORT DI ISPEZIONE LDAR – SECONDO RE-MONITORING MAGGIO 2024

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	Pag. 3 di 9	Rev. 0

1 PREMESSA

Nell'ambito delle iniziative legate alla realizzazione di nuove capacità di rigassificazione regolate dall'art. 5 del D.L. n. 50 del 17 maggio 2022 e mirate a diversificare le fonti di approvvigionamento di gas ai fini della sicurezza energetica nazionale, la Società Snam FSRU Italia ha ottenuto, con Ordinanza Commissariale n. 140 del 25 ottobre 2022, l'autorizzazione unica ai sensi dell'art. 5, comma 2, del D.L. n. 50 del 17 maggio 2022 per la realizzazione dell'opera, e relative infrastrutture connesse, denominata "FSRU Piombino e Collegamento alla Rete Nazionale Gasdotti".

La Snam FSRU Italia S.r.l. ha poi ottenuto con Decreto n. DM 145 del 3 maggio 2023 l'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio del Terminale FSRU Piombino di SNAM FSRU Italia S.r.l., ubicato nel Porto di Piombino (LI), rilasciato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, alle condizioni di cui al Parere Istruttorio Conclusivo reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota del 7 aprile 2023, protocollo n. CIPPC/584, e al relativo Piano di Monitoraggio e Controllo reso dall'ISPRA con nota del 14 aprile 2023, protocollo n. 20011.

Con riferimento alla prescrizione n. 27 del PIC, riportata di seguito.

"(27) Il Gestore entro dodici mesi dall'entrata in esercizio della FSRU tenuto conto anche delle evidenze di cui alla prescrizione n. 26 dovrà presentare un piano di riduzione delle emissioni fuggitive (emissioni da raccordi, giunzioni, valvole, ecc.) rispetto al dato fornito pari a 17 tonnellate/anno. Tale piano sarà oggetto di valutazione da parte dell'Autorità competente."

Si riporta per completezza anche la prescrizione n.26 del PIC:

"(26) Al fine di contenere le emissioni non convogliate, diffuse e fuggitive, il Gestore dovrà implementare, entro sei mesi dall'entrata in esercizio della FSRU, un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione di perdite e alla riparazione (ad es. un programma coerente con i principi del Leak Detection and Repair Programme, LDAR e calibrato sulle peculiarità della FSRU), anche nel rispetto di quanto disciplinato dal Piano di Monitoraggio e Controllo."

Il presente documento descrive la procedura adottata dal Gestore relativamente alla gestione delle emissioni fuggitive di gas naturale prodotte nel Terminale FSRU Piombino per il monitoraggio ed il contenimento delle emissioni fuggitive di gas naturale in ottemperanza alle prescrizioni degli enti competenti per le autorizzazioni ambientali. Sono inoltre descritte le campagne di monitoraggio LDAR eseguite in fase di esercizio e presentati i principali risultati.

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	Pag. 4 di 9	Rev. 0

2 PROCEDURA ADOTTATA DAL GESTORE

Il Gestore, nell'ambito del proprio sistema di Gestione Ambientale, applica la procedura per il monitoraggio ed il contenimento delle emissioni fuggitive di gas naturale del Terminale FSRU Piombino in ottemperanza alle prescrizioni degli enti competenti per le autorizzazioni ambientali.

Nello specifico, per il terminale FSRU Piombino viene effettuato quanto segue:

- elaborato e mantenuto aggiornato un censimento della componentistica soggetta a possibili emissioni fuggitive;
- effettuato il monitoraggio periodico della componentistica censita (sorgenti emissioni fuggitive);
- effettuata la manutenzione per le sorgenti con emissioni superiori ai 10.000 ppmv;
- elaborata la stima annuale delle emissioni fuggitive.

Con le frequenze definite dalla Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), tutta la componentistica soggetta a possibili emissioni fuggitive (valvole, connessioni, ecc.) accessibile di impianto viene opportunamente monitorata con strumentazione FID (monitoraggio con tecnica EPA Method 21 indicato dalla norma UNI EN15446:2008).

I risultati dei monitoraggi per ciascun componente sono attualmente registrati in un database specifico di impianto. È quindi possibile valutare per ciascun componente la relativa emissione associata nel corso dei vari monitoraggi e poter intraprendere le eventuali azioni correttive finalizzate alla riduzione delle emissioni fuggitive.

Per le sorgenti con emissioni fuggitive superiori al valore soglia, entro 5 giorni lavorativi dall'individuazione della perdita, viene attivato il necessario intervento manutentivo, la cui conclusione dovrà essere effettuata entro i successivi 15 giorni (fatto salvo eventuale impossibilità tecnica motivata).

Tutti gli interventi sono opportunamente registrati nel database dedicato di impianto e resi disponibili mediante la necessaria reportistica.

Nel caso l'intervento manutentivo non sia realizzabile con le tempistiche sopra citate, in considerazione del tipo di componente interessato o dalla tipologia di perdita, oppure perché è necessario prevedere l'impiego di società contrattiste o per i tempi di fornitura dei materiali, si provvede a registrare nel database la motivazione dello slittamento dei tempi e le date pianificate per l'esecuzione delle azioni correttive.

Se un componente, a seguito di 3 monitoraggi consecutivi, è individuato con perdite superiori al valore soglia, viene classificato come "emettitore cronico" e sarà pertanto effettuata la valutazione costi-benefici per l'eventuale sostituzione definitiva.

In ogni caso l'eventuale sorgente emissiva superiore al valore soglia deve essere riparata, di norma, entro 1 anno.

La stima emissiva è relativa ai componenti effettivamente monitorati ed a quelli inventariati e non monitorati perché non raggiungibili ed è espressa in tonnellate/anno di metano.

La stima emissiva annuale è fornita agli Enti di controllo nell'ambito dei rapporti annuali previsti dall'AIA ed ai protocolli di riferimento internazionali adottati dalla società.

Per ciascun impianto vengono monitorati i seguenti indicatori:

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	Pag. 5 di 9	Rev. 0

- a valle di ciascuna campagna di monitoraggio LDAR:
 - numero di componenti risultati fuori soglia su componenti monitorati;
 - numero di componenti risultati in over range su componenti monitorati;
 - numero di componenti diventati emettitori cronici.
- a seguito del calcolo annuale delle emissioni:
 - variazione % del valore assoluto del totale emissioni rispetto all'anno precedente;
 - rapporto tra emissioni annuali e numero di ore con impianto disponibile.

Gli indicatori sono utili per valutare l'efficacia degli interventi di manutenzione e per definire eventuali specifiche azioni di miglioramento/modifica dell'impianto.

Nei paragrafi successivi sono descritte le campagne di monitoraggio svolte e i principali risultati ottenuti.

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	Pag. 6 di 9	Rev. 0

3 CAMPAGNE DI MONITORAGGIO SVOLTE

Il Gestore, come già comunicato nell'ambito del Rapporto annuale 2023, ha implementato il programma LDAR.

In particolare, sino ad oggi sono state condotte n.3 campagne di monitoraggio LDAR in accordo al seguente programma:

- Ottobre 2023 – campagna di monitoraggio LDAR
- Gennaio 2024 - primo re-monitoring LDAR
- Maggio 2024 - secondo re-monitoring LDAR

I risultati ottenuti nelle campagne sono descritti nei paragrafi seguenti.

3.1 Ottobre 2023 - campagna di monitoraggio LDAR

Le prime attività, svolte nel mese di Ottobre 2023, sono consistite nelle operazioni di censimento e primo monitoraggio dei componenti di processo (di seguito nominati 'sorgenti' o 'componenti') appartenenti alle linee produttive del terminale FSRU di Piombino.

È stato condotto un monitoraggio estensivo, con tecnica EPA Method-21, dei componenti fisicamente accessibili, realizzato da ditta esterna tra il 20 e il 26 Ottobre 2023; le procedure e le strumentazioni impiegate, unitamente con i risultati, sono evidenziati nel report allegato in Appendice 1.

La stima emissiva di gas naturale 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 soglia di perdita (Leak Definition), espressa in ppmv, è stata impostata a 10.000 ppmv.

L'ispezione LDAR condotta presso 6.852 componenti monitorabili, pari al 95,54% del totale delle sorgenti appartenenti all'inventario in servizio (7.172), ha rilasciato un punteggio di divergenza rispetto alla Leak Definition pari allo 0,73% (50 componenti con ppmv > 10.000).

In relazione alla distribuzione dei componenti nei diversi ranges emissivi si è rilevato che 6.604 sorgenti, pari al 96,38% del totale delle sorgenti monitorabili, sono state rilevate in Status emissivo 7 ovvero con un'emissione inferiore ai 10 ppmv. Inoltre, 32 sorgenti sono state rilevate in Overflow strumentale (ppmv > 100.000).

L'emissione di gas naturale dei 7.172 componenti, computati durante la campagna ispettiva, è stata calcolata in circa 7,0933 kg/h che per un servizio annuo di 8.760 ore corrisponde ad una proiezione emissiva di circa 62,1376 tonnellate (Mg)/anno (si segnala che, nel periodo di riferimento 2023, il terminale FSRU Piombino è stato operativo dal 4 luglio al 31 dicembre per un totale di 4.345 ore, cui corrisponde una stima emissiva di circa 30,82 tonnellate). La famiglia di componenti maggiormente responsabile dell'emissione di gas naturale risulta essere quella delle flange con 5,4673 kg/h pari al 77,08% del totale.

A seguito della campagna di monitoraggio è stato avviato un intervento di manutenzione dei 50 componenti con ppmv > 10.000; tutti i 50 componenti sono stati riparati con eccezione di n.5 componenti tecnicamente non riparabili durante l'esercizio del terminale, sui quali è stata eseguita la manutenzione nel send out ad inizio Aprile 2024.

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	Pag. 7 di 9	Rev. 0

3.2 Gennaio 2024 - primo re-monitoring LDAR

È stata poi schedulata una nuova campagna di monitoraggio puntuale, con tecnica EPA Method-21, di alcuni componenti trovati in stato di perdita durante l'ispezione di Ottobre 2023.

La campagna, a cura di ditta esterna, ha avuto luogo il giorno 8 Gennaio 2024; le procedure e le strumentazioni impiegate, unitamente con i risultati, sono evidenziati nel report allegato in Appendice 2.

La stima emissiva di gas naturale 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 soglia di perdita (Leak Definition), espressa in ppmv, è stata impostata a 10.000 ppmv.

L'ispezione LDAR, condotta presso 45 componenti monitorabili trovati in stato di perdita durante l'ispezione di Ottobre 2023, ha rilasciato un punteggio di divergenza rispetto alla Leak Definition pari allo 0,18% (12 divergenze vs. 6.852 componenti monitorabili).

In relazione alla distribuzione dei componenti nei diversi ranges emissivi si rileva che 6.615 sorgenti, pari al 96,54% del totale delle sorgenti monitorabili, sono state rilevate in Status emissivo 7 ovvero con un'emissione inferiore ai 10 ppmv. Inoltre, 2 sorgenti sono state rilevate in Overflow strumentale (ppmv > 100.000).

L'emissione di gas naturale dei 7.172 componenti, a seguito dell'intervento manutentivo eseguito da parte del Gestore, è stata calcolata in circa 0,9636 kg/h che per un servizio annuo di 8.760 ore corrisponde ad una proiezione emissiva di circa 8,4412 tonnellate (Mg)/anno.

La famiglia di componenti maggiormente responsabile dell'emissione di gas naturale risulta essere quella delle flange con 0,64 kg/h pari al 66,42% del totale.

La manutenzione effettuata dal Gestore ha portato quindi ad una riduzione della stima emissiva pari a circa l'86,42%, con un decremento da 7,0933 kg/h a 0,9636 kg/h.

3.3 Maggio 2024 - secondo re-monitoring LDAR

È stata poi schedulata una nuova campagna di monitoraggio puntuale, con tecnica EPA Method-21, di alcuni componenti trovati in stato di perdita durante le ispezioni di Ottobre 2023 (prima campagna di monitoraggio) e Gennaio 2024 (primo remonitoring).

La campagna, a cura di ditta esterna, ha avuto luogo il giorno 9 Maggio 2024; le procedure e le strumentazioni impiegate, unitamente con i risultati, sono evidenziati nel report allegato in Appendice 3.

La stima emissiva di gas naturale 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 soglia di perdita (Leak Definition), espressa in ppmv, è stata impostata a 10.000 ppmv.

L'ispezione LDAR, condotta presso 50 componenti monitorabili trovati in stato di perdita durante le ispezioni di Ottobre 2023 e Gennaio 2024, ha rilasciato un punteggio di divergenza rispetto alla Leak Definition pari allo 0,01% (1 divergenza vs. 6.852 componenti monitorabili).

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	Pag. 8 di 9	Rev. 0

In relazione alla distribuzione dei componenti nei diversi ranges emissivi si rileva che 6.630 sorgenti, pari al 96,76% del totale delle sorgenti monitorabili, sono state rilevate in Status emissivo 7 ovvero con un'emissione inferiore ai 10 ppmv. Inoltre, 1 sorgente è stata rilevata in Overflow strumentale (ppmv > 100.000).

L'emissione di gas naturale dei 7.172 componenti, a seguito dell'intervento manutentivo eseguito da parte del Gestore, è stata calcolata in circa 0,5523 kg/h che per un servizio annuo di 8.760 ore corrisponde ad una proiezione emissiva di circa 4,8385 tonnellate (Mg)/anno.

La famiglia di componenti maggiormente responsabile dell'emissione di gas naturale risulta essere quella delle flange con 0,4621 kg/h pari al 83,67% del totale.

La manutenzione effettuata ha portato quindi ad una riduzione della stima emissiva pari a circa 92,21%, con un decremento da 7,0933 kg/h a 0,5523 kg/h rispetto ai dati di ottobre 2023.

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	Pag. 9 di 9	Rev. 0

4 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Sulla base di quanto riportato ai paragrafi precedenti è possibile constatare che, a seguito dell'attività manutentiva effettuata dal Gestore e certificata da ditta esterna attraverso le due attività di re-monitoring effettuate nel 2024, il numero di sorgenti divergenti e di conseguenza la stima emissiva totale sono risultate essere in forte diminuzione rispetto ai valori inizialmente individuati nella prima campagna di monitoraggio dell'ottobre 2023 e anche in rispetto al dato stimato fornito in sede di presentazione dell'istanza AIA (17 ton/anno, fornito ad agosto 2022).

In particolare, la stima emissiva è diminuita del 92,21% passando dalle 62,14 tonnellate (Mg)/anno del 2023 alle attuali 4,84 tonnellate (Mg)/anno riscontrate a maggio 2024.

Di seguito la tabella che evidenzia questo trend discendente:

Stima emissiva annua	ottobre 2023	gennaio 2024	maggio 2024
Stima emissiva annua (kg/h)	7,09	0,96	0,55
Stima emissiva annua (ton/anno)	62,14	8,44	4,84
Riduzione rispetto alla campagna di ottobre 2023 (%)	-	86,42 %	92,21 %

Il dato relativo a maggio 2024 è inoltre più basso del 71,5% rispetto al dato di 17 ton/anno fornito in AIA.

Il Gestore continuerà l'implementazione del programma LDAR in accordo ai requisiti del PMC e il monitoraggio delle emissioni fuggitive del terminale FSRU, al fine di poter intraprendere tutte le eventuali azioni correttive (es. manutenzioni periodiche) finalizzate alla riduzione delle emissioni fuggitive.

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	APPENDICE 1	Rev. 0

APPENDICE 1 REPORT DI ISPEZIONE LDAR – CAMPAGNA DI MONITORAGGIO OTTOBRE 2023



Carrara S.p.A.

Report di ispezione LDAR
Golar Tundra – Piombino
Campagna di monitoraggio Ottobre 2023

INDICE GENERALE

1. Oggetto d'attività	3
2. Descrizione dell'attività eseguita	5
3. Metodologie di classificazione, di monitoraggio e di calcolo	7
4. Elaborazione dei dati statistici dell'inventario monitorato	11
5. Calcolo della stima emissiva di gas naturale	13
6. Conclusione	16

1. Oggetto d'attività

GOLAR TUNDRA, di seguito nominato il GESTORE, ha commissionato a Carrara S.p.A. Divisione FERP, di seguito nominata FERP, l'implementazione del programma LDAR presso le linee di gas naturale presenti sulla nave.

Le prime attività, svolte da FERP nel mese di Ottobre 2023, sono consistite nelle operazioni di censimento e primo monitoraggio dei componenti di processo (di seguito nominati 'sorgenti' o 'componenti') appartenenti alle linee produttive del Gestore.

Oggetto del presente report è il monitoraggio estensivo, con tecnica EPA Method-21, dei componenti fisicamente accessibili, realizzato da FERP tra il 20 e il 26 Ottobre 2023, secondo le procedure e con l'ausilio di strumentazioni che di seguito saranno specificamente indicate.

La stima emissiva di gas naturale 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 perché non raggiungibili ed è espressa in kg/h e tonnellate (Mg)/anno (8.760 h).

La soglia di perdita (Leak Definition), espressa in ppmv, è stata impostata a 10.000 ppmv, così come definita nell'Allegato H – ISPRA 18712 il quale descrive le modalità attuative di un programma LDAR. In ogni caso, all'interno del presente report (capitolo 4) viene riportata una suddivisione più specifica dei componenti ispezionati, anche per soglie emissive inferiori.

Il presente report è stato redatto in conformità alla sezione 8. Report della EN15446:2008 che prescrive di includere le seguenti informazioni:

- 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 le Unità produttive d'interesse al fine di:

- inventariare e classificare le sorgenti per configurare il database di riferimento;
- accumulare per ogni sorgente raggiungibile una lettura secondo tecnica EPA Method-21;
- segnalare le sorgenti divergenti rispetto alla Leak Definition perché il Gestore possa avviare su questi un'azione correttiva;
- contabilizzare le emissioni di gas naturale secondo le procedure EN15446:2008 sia in riferimento all'inventario monitorato che a quello censito e non monitorato.

Il censimento e la catalogazione hanno coinvolto tutti i componenti delle linee di processo che sono stati aggregati nei gruppi principali indicati dalla EN15446:2008 - 1) Agitatori, 2) Compressori, 3) Pompe; 4) Valvole; 5) Valvole di sicurezza; 6) Flange; 7) Fine linea e nei sottogruppi GAS o LIGHT LIQUID (LL) a seconda della fase dello stream.

Le flange indistintamente aggregano flange di linea (piping), flange di apparecchiature (es. scambiatori di calore e connectors), raccordi filettati o Bonnet Flange delle valvole.

Inventario in servizio

Zona	CMP	END	FLG	PSV	VLV	Non monitorabili	Monitorabili	Totale
CALDAIE			710		94	62	742	804
COMPRESSORI	1	2	1.162	6	330	64	1.437	1.501
GOLAR TUNDRA DECK		17	3.635	56	1.159	194	4.673	4.867
Totale	1	19	5.507	62	1.583	320	6.852	7.172

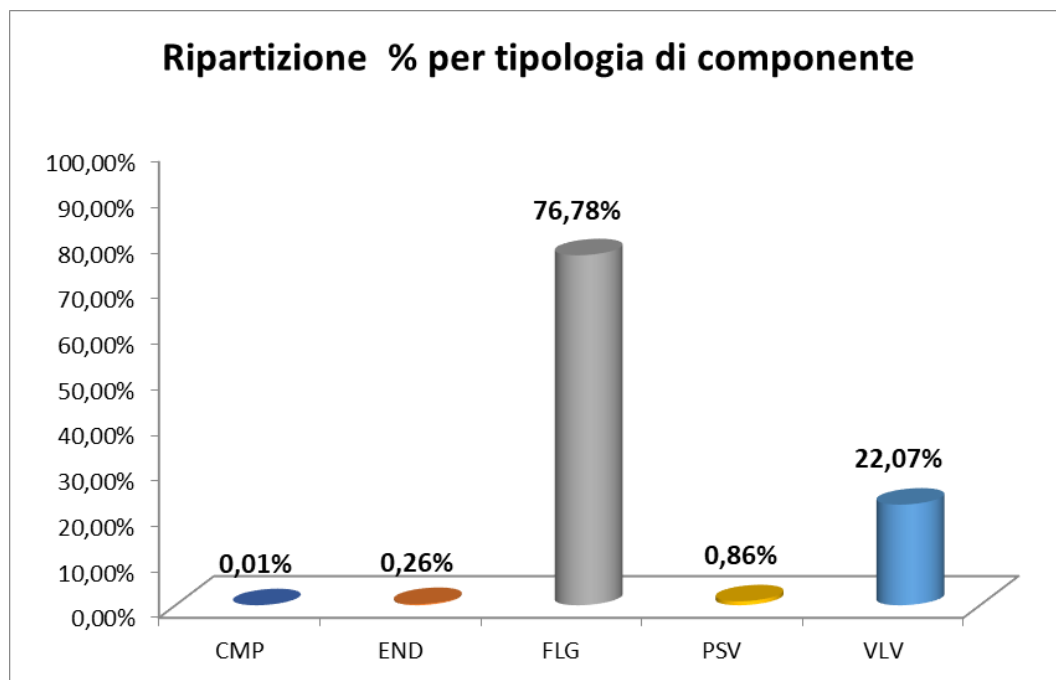
CMP: Compressore; END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole sicurezza; VLV: Valvole.

L'inventario in servizio è composto da 7.172 sorgenti. L'ispezione è stata condotta presso 6.852 sorgenti monitorabili pari al 95,54% del totale delle sorgenti inventariate.

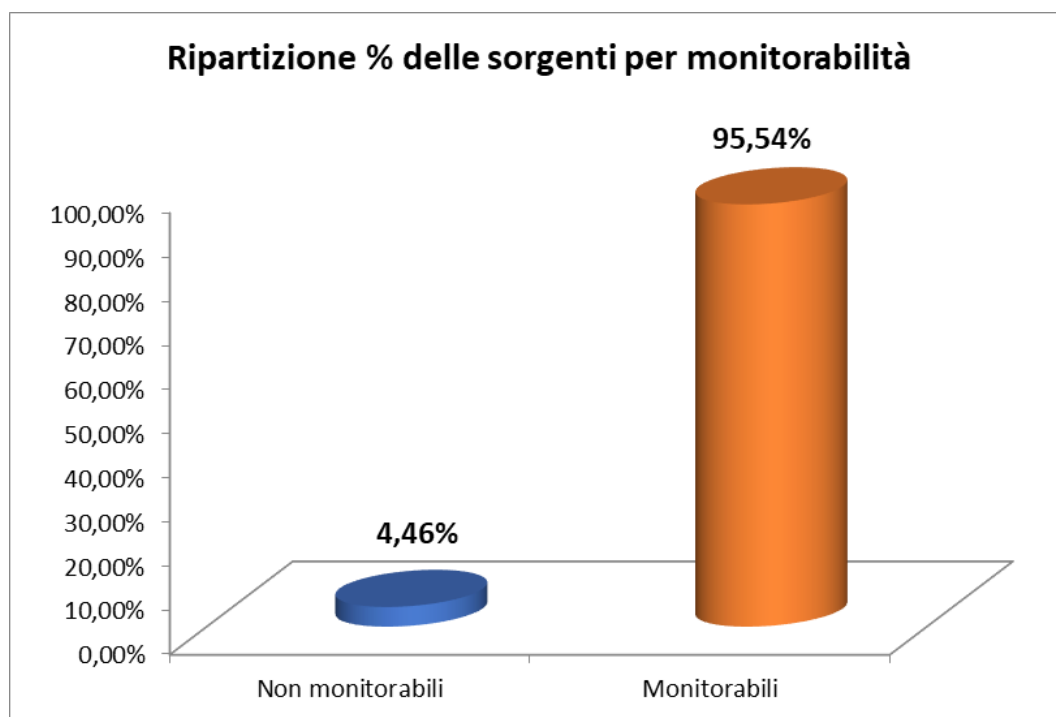
Alle restanti 320 sorgenti isolate o non monitorabili, perché fisicamente non raggiungibili, è stato attribuito, così come indicato dalla EN15446:2008, un fattore emissivo medio calcolato sulla base delle letture disponibili: ad ogni tipo di componente è stato assegnato il fattore medio calcolato sui medesimi componenti, con la medesima fase dello stream.

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

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



CMP: Compressore; END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole 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 acquisiti 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 da FERP 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 tanto 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 fugitive 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 gas naturale in ppmv per ciascun punto emissivo, in accordo con EPA Metodo-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 $0,69 \div 1,22$ 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 $0,00 \div 100.000$.

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 viene definita la curva di correzione (SVA Screened Value Adjusted) ove X_i è la lettura bruta accumulata con il FID.

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

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

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

Tutte le sorgenti inventariate risultano interessate da gas naturale (RF=1).

Le letture sono state accumulate tra il 20 e il 26 Ottobre 2023 in condizioni meteorologiche idonee.

Data	Temperatura [°C]	Umidità [%]	Vento [km/h]
20/10/2023	23	86	9
23/10/2023	19	83	15
24/10/2023	21	85	13
25/10/2023	17	81	11
26/10/2023	21	77	12

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
 Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
 Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

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 SOCMI 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. 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. Si intende per punteggio il quoziente tra il numero di sorgenti divergenti ed il totale delle sorgenti ispezionabili. Si evidenzia che 50 sorgenti ispezionate risultano essere al di sopra del valore soglia di riferimento, pertanto l'indice di Leak Frequency maturato risulta pari allo 0,73% (50 divergenze vs. 6.852 componenti monitorabili).

Di seguito il riepilogo delle divergenze riscontrate per tipologia di componente.

Componente	0	1	Totale	Divergenza %
CMP	1		1	0,00%
END	19		19	0,00%
FLG	5.181	32	5.213	0,61%
PSV	62		62	0,00%
VLV	1.539	18	1.557	1,16%
Totale	6.802	50	6.852	0,73%

CMP: Compressore; END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole sicurezza; VLV: Valvole.
 Status 0: ppmv < 10.000; Status 1: ppmv > 10.000

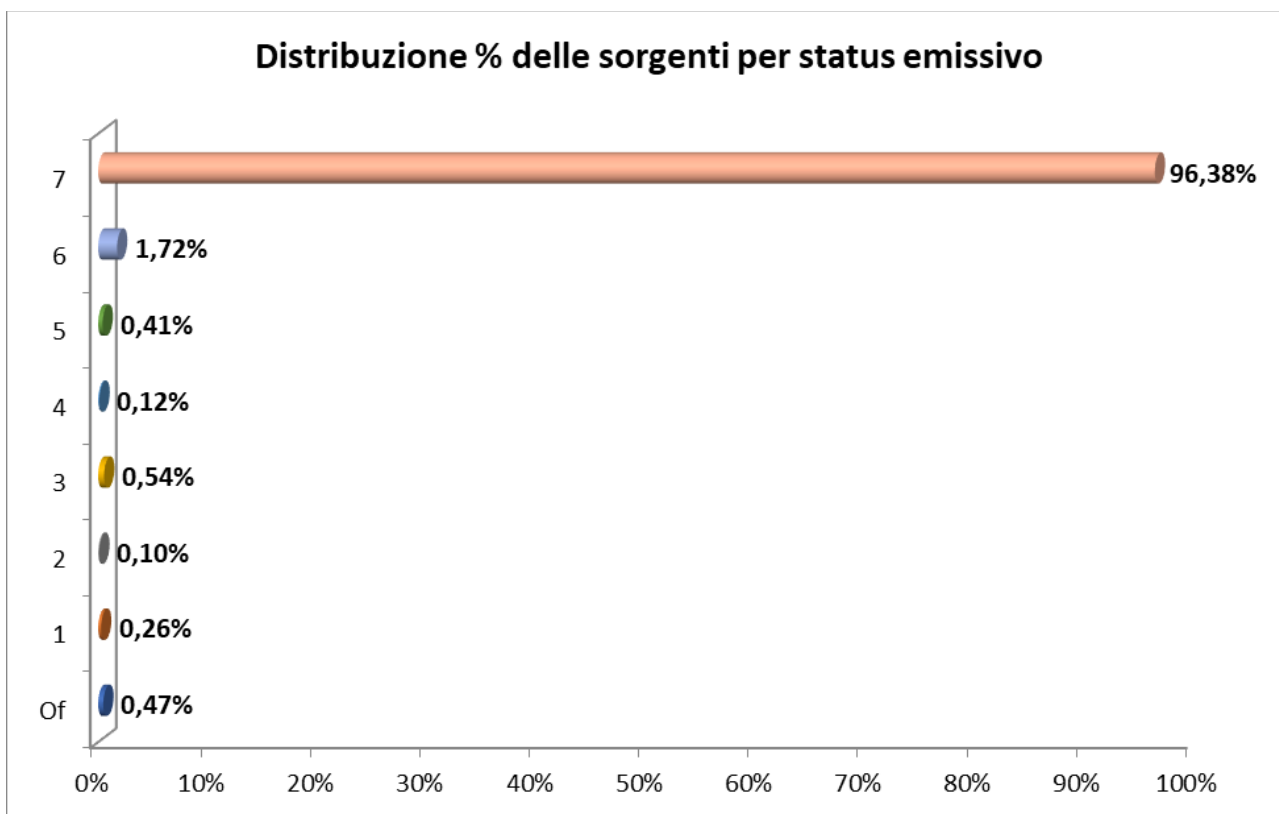
Di seguito è possibile verificare la dinamica del comportamento dei componenti effettivamente monitorati in modo più dettagliato. Si riportano i dati ottenuti a seguito delle due distinte ispezioni. I range emissivi sono stati classificati in 8 gruppi, da ppmv > 100.000 a 0,00 secondo la seguente legenda:

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

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
 Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
 Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

Componente	Of	1	2	3	4	5	6	7	Totale
CMP								1	1
END								19	19
FLG	21	11	5	29	7	20	88	5.032	5.213
PSV								62	62
VLV	11	7	2	8	1	8	30	1.490	1.557
Totale	32	18	7	37	8	28	118	6.604	6.852

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



Osservando le distribuzioni emissive emerge che 6.604 sorgenti, pari al 96,38% del totale delle sorgenti monitorabili, sono state rilevate in Status emissivo 7 ovvero con un'emissione inferiore ai 10 ppmv. Inoltre, 32 sorgenti sono state rilevate in Overflow strumentale (ppmv > 100.000).

5. Calcolo della stima emissiva di gas naturale

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 i valori di default secondo la seguente tabella EPA 453/95:

TABLE 2-11. DEFAULT-ZERO VALUES: SOCMI 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 320 componenti non monitorabili perché fisicamente non raggiungibili sono stati i seguenti:

Componente/Fase	kg/h per componente
FLG Gas	1,29E-03
FLG LL	4,70E-04
VLV Gas	1,23E-03
VLV LL	7,83E-04

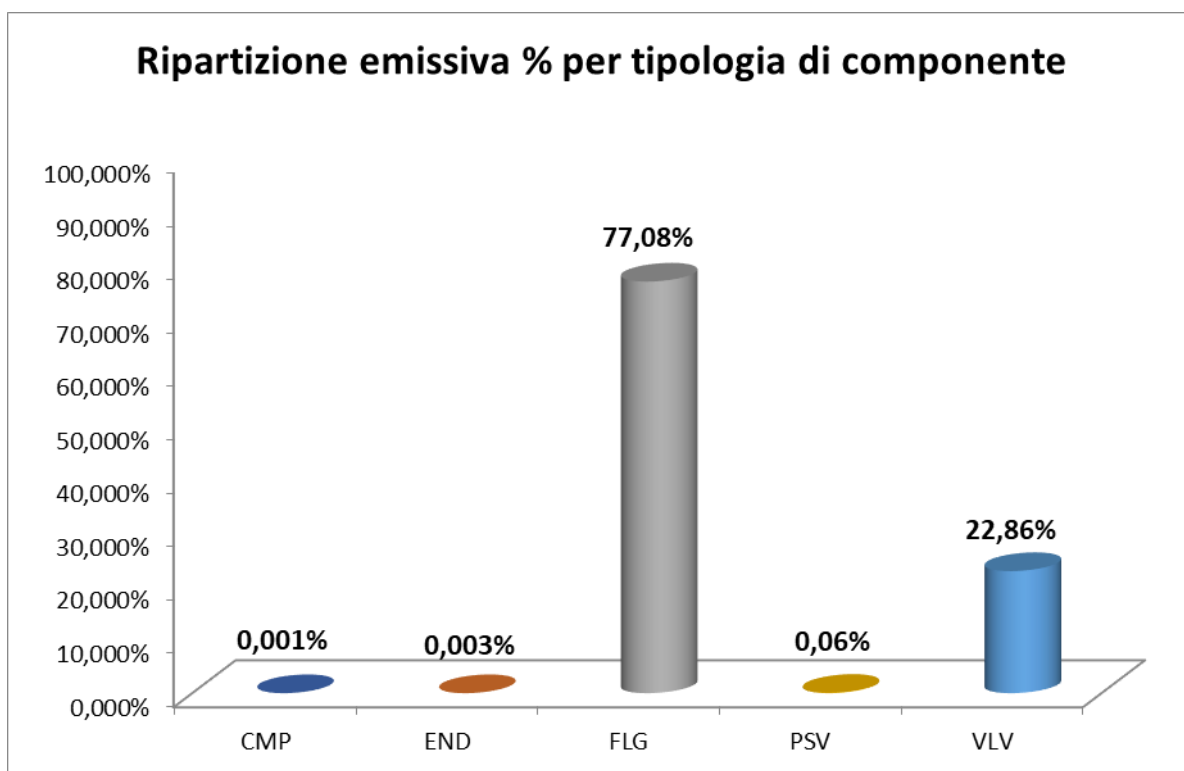
FLG: Flange; VLV: Valvole.
 LL: Fase liquida; Gas: Fase gas.

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
 Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
 Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
 http://www.carrara.it - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

L'emissione oraria ed annua (proiezione) di gas naturale attribuita all'intero inventario, ipotizzando conservativamente un servizio annuo generale di 8.760 ore, per tipologia di componente è stata la seguente:

Componente	N.ro componenti	kg/h GN	Mg/anno GN
CMP	1	6,87E-05	6,02E-04
END	19	2,47E-04	0,0022
FLG	5.507	5,4673	47,8933
PSV	62	0,0043	0,0380
VLV	1.583	1,6214	14,2036
Totale	7.172	7,0933	62,1376

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

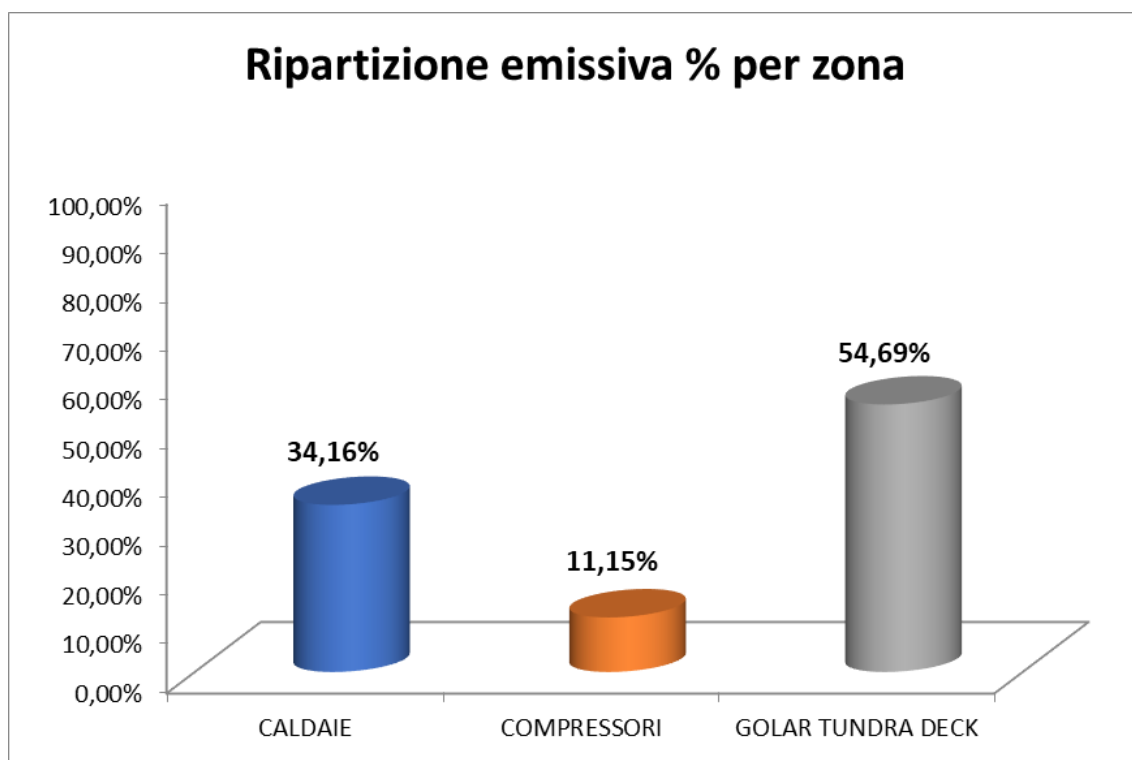


CMP: Compressore; END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole sicurezza; VLV: Valvole.

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
 Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
 Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

La distribuzione emissiva per zona è risultata la seguente:

Zona	Nro componenti	kg/h GN	Mg/anno GN
CALDAIE	804	2,4231	21,2266
COMPRESSORI	1.501	0,7911	6,9303
GOLAR TUNDRA DECK	4.867	3,8791	33,9807
Totale	7.172	7,0933	62,1376



6. Conclusione

L'ispezione LDAR condotta presso 6.852 componenti monitorabili, pari al 95,54% del totale delle sorgenti appartenenti all'inventario in servizio (7.172), ha rilasciato un punteggio di divergenza rispetto alla Leak Definition pari allo 0,73% (50 divergenze rilevate).

In relazione alla distribuzione dei componenti nei diversi ranges emissivi si rileva che 6.604 sorgenti, pari al 96,38% del totale delle sorgenti monitorabili, sono state rilevate in Status emissivo 7 ovvero con un'emissione inferiore ai 10 ppmv. Inoltre, 32 sorgenti sono state rilevate in Overflow strumentale (ppmv > 100.000).

L'emissione di gas naturale dei 7.172 componenti, computati durante la campagna ispettiva, è stata calcolata in circa 7,0933 kg/h che per un servizio annuo di 8.760 ore corrisponde ad una proiezione emissiva di circa 62,1376 tonnellate (Mg)/anno.

La famiglia di componenti maggiormente responsabile dell'emissione di gas naturale risulta essere quella delle flange con 5,4673 kg/h pari al 77,08% del totale.

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

Adro 30-10-2023

Cordialmente

Carrara SpA

Ing. F. Apuzzo



CARRARA S.p.A.
Via Provinciale, 1/E
25030 ADRO (Brescia)

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	APPENDICE 2	Rev. 0

APPENDICE 2 REPORT DI ISPEZIONE LDAR – PRIMO RE-MONITORING GENNAIO 2024



Carrara S.p.A.

Report di ispezione LDAR
Golar Tundra – Piombino
Remonitoring Gennaio 2024

INDICE GENERALE

1. Oggetto d'attività	3
2. Descrizione dell'attività eseguita	5
3. Metodologie di classificazione, di monitoraggio e di calcolo.....	8
4. Elaborazione dei dati statistici dell'inventario monitorato	12
5. Calcolo della stima emissiva di gas naturale	14
6. Conclusione	17

1. Oggetto d'attività

GOLAR TUNDRA, di seguito nominato il GESTORE, ha commissionato a Carrara S.p.A. Divisione FERP, di seguito nominata FERP, l'implementazione del programma LDAR presso le linee di gas naturale presenti sulla nave.

Le prime attività, svolte da FERP nel mese di Ottobre 2023, sono consistite nelle operazioni di censimento e primo monitoraggio dei componenti di processo (di seguito nominati 'sorgenti' o 'componenti') appartenenti alle linee produttive del Gestore.

Oggetto del presente report è il monitoraggio puntuale, con tecnica EPA Method-21, di alcuni componenti trovati in stato di perdita durante l'ispezione di Ottobre 2023. Esso è stato realizzato da FERP il giorno 8 Gennaio 2024 secondo le procedure e con l'ausilio di strumentazioni che di seguito saranno specificamente indicate.

La stima emissiva di gas naturale 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 perché non raggiungibili ed è espressa in kg/h e tonnellate (Mg)/anno (8.760 h).

La soglia di perdita (Leak Definition), espressa in ppmv, è stata impostata a 10.000 ppmv, così come definita nell'Allegato H – ISPRA 18712 il quale descrive le modalità attuative di un programma LDAR. In ogni caso, all'interno del presente report (capitolo 4) viene riportata una suddivisione più specifica dei componenti ispezionati, anche per soglie emissive inferiori.

Il presente report è stato redatto in conformità alla sezione 8. Report della EN15446:2008 che prescrive di includere le seguenti informazioni:

- 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 le Unità produttive d'interesse al fine di:

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

Il censimento e la catalogazione hanno coinvolto tutti i componenti delle linee di processo che sono stati aggregati nei gruppi principali indicati dalla EN15446:2008 - 1) Agitatori, 2) Compressori, 3) Pompe; 4) Valvole; 5) Valvole di sicurezza; 6) Flange; 7) Fine linea e nei sottogruppi GAS o LIGHT LIQUID (LL) a seconda della fase dello stream.

Le flange indistintamente aggregano flange di linea (piping), flange di apparecchiature (es. scambiatori di calore e connectors), raccordi filettati o Bonnet Flange delle valvole.

Inventario in servizio

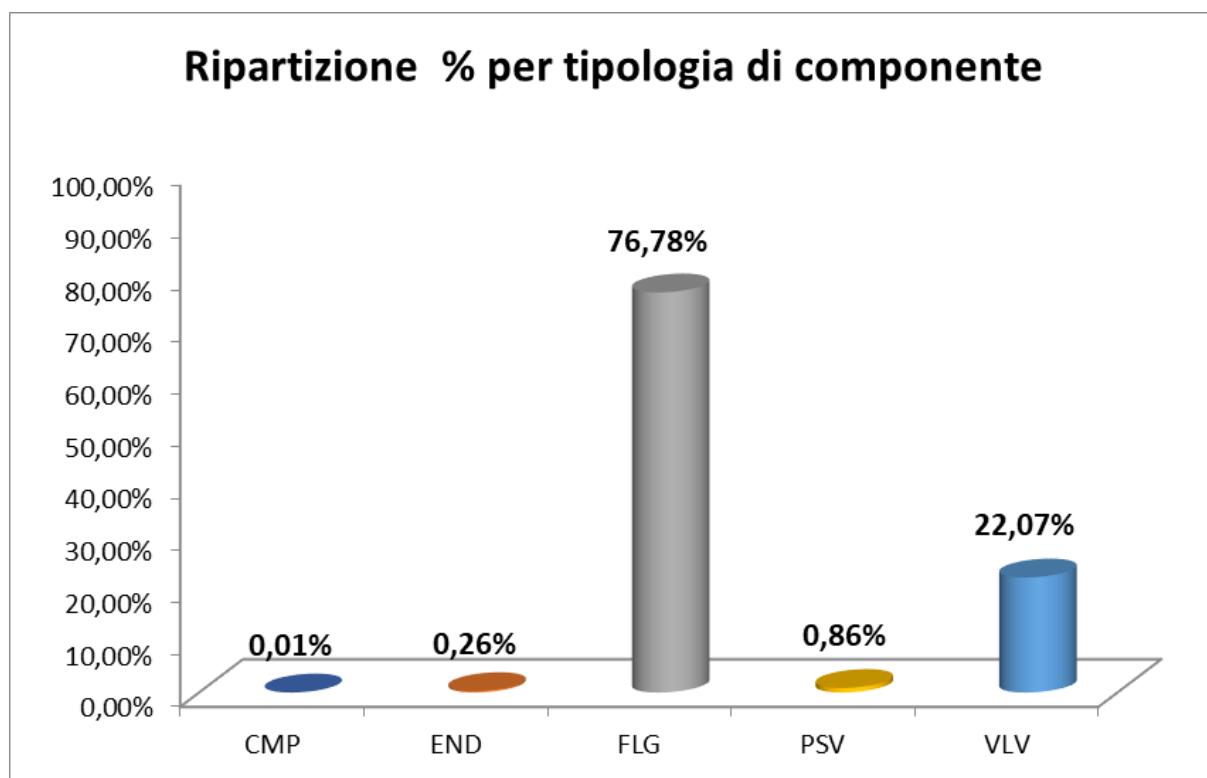
Zona	CMP	END	FLG	PSV	VLV	Non monitorabili	Monitorabili	Totale
CALDAIE			710		94	62	742	804
COMPRESSORI	1	2	1.162	6	330	64	1.437	1.501
GOLAR TUNDRA DECK		17	3.635	56	1.159	194	4.673	4.867
Totale	1	19	5.507	62	1.583	320	6.852	7.172

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

L'inventario in servizio è composto da 7.172 sorgenti. L'ispezione è stata condotta presso 45 sorgenti monitorabili trovate in stato di perdita durante l'ispezione di Ottobre 2023. A tutte le sorgenti monitorabili non controllate durante la presente ispezione verrà attribuito, così come indicato dalla EN15446:2008, l'ultimo dato disponibile (Ispezione Ottobre 2023).

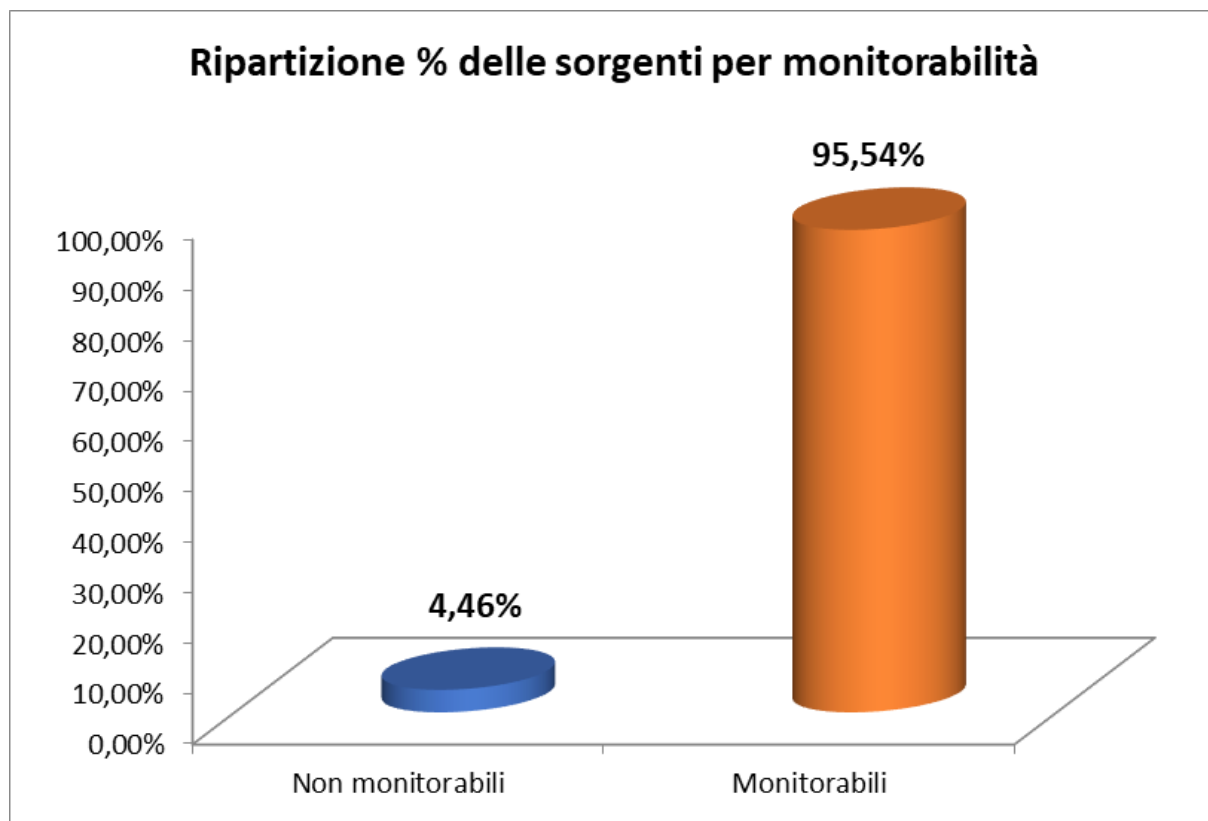
Alle restanti 320 sorgenti isolate o non monitorabili, perché fisicamente non raggiungibili, è stato attribuito, così come indicato dalla EN15446:2008, un fattore emissivo medio calcolato sulla base delle letture disponibili: ad ogni tipo di componente è stato assegnato il fattore medio calcolato sui medesimi componenti, con la medesima fase dello stream.

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



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

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it



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 acquisiti 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 da FERP 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 tanto 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 fugitive 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 gas naturale in ppmv per ciascun punto emissivo, in accordo con EPA Metodo-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 a 0,76 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.

Per le sostanze singole non appartenenti alla lista del manuale Thermo ENV, è stato utilizzato il valore $RF_{500} = 1$ e $RF_{10.000} = 1$ come previsto dalla EN15446:2008.

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

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

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

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

Tutte le sorgenti inventariate risultano interessate da gas naturale (RF=1).

Le letture sono state accumulate il giorno 8 Gennaio 2024 in condizioni meteorologiche idonee.

Data	Temperatura [°C]	Umidità [%]	Vento [km/h]
08/01/2024	11	75	19

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
 Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
 Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

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 SOCMI 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. 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. Si intende per punteggio il quoziente tra il numero di sorgenti divergenti ed il totale delle sorgenti ispezionabili. Si evidenzia che, a seguito dell'intervento manutentivo eseguito da parte del Gestore, 12 sorgenti ispezionate risultano essere al di sopra del valore soglia di riferimento, pertanto l'indice di Leak Frequency maturato risulta pari allo 0,18% (12 divergenze vs. 6.852 componenti monitorabili). Di seguito il riepilogo delle divergenze riscontrate per tipologia di componente.

Componente	0	1	Totale	Divergenza %
CMP	1		1	0,00%
END	19		19	0,00%
FLG	5.206	7	5.213	0,13%
PSV	62		62	0,00%
VLV	1.552	5	1.557	0,32%
Totale	6.840	12	6.852	0,18%

CMP: Compressore; END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole sicurezza; VLV: Valvole.
 Status 0: ppmv < 10.000; Status 1: ppmv > 10.000

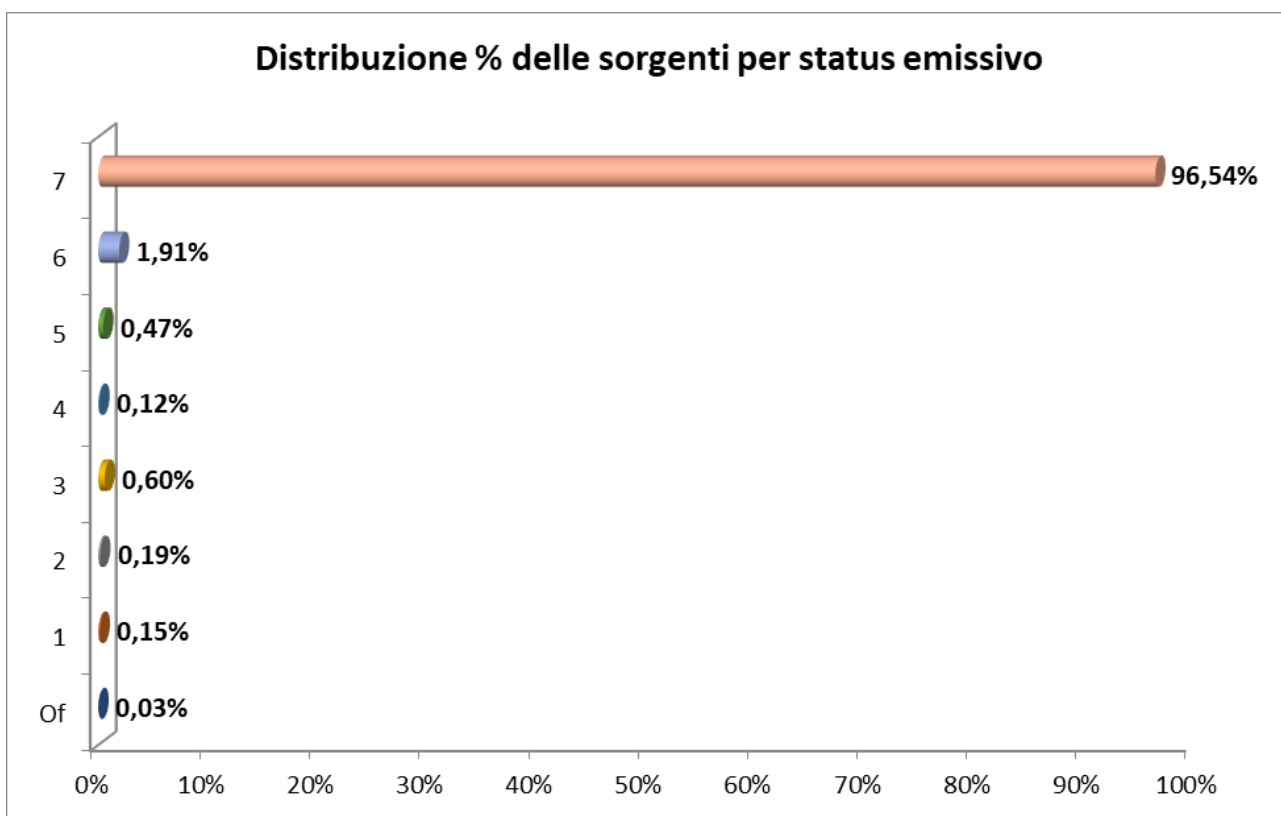
Di seguito è possibile verificare la dinamica del comportamento dei componenti effettivamente monitorati in modo più dettagliato. Si riportano i dati ottenuti a seguito delle due distinte ispezioni. I range emissivi sono stati classificati in 8 gruppi, da ppmv > 100.000 a 0,00 secondo la seguente legenda:

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

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
 Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
 Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
 http://www.carrara.it - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

Componente	Of	1	2	3	4	5	6	7	Totale
CMP								1	1
END								19	19
FLG	1	6	7	30	7	24	98	5.040	5.213
PSV								62	62
VLV	1	4	6	11	1	8	33	1.493	1.557
Totale	2	10	13	41	8	32	131	6.615	6.852

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



Osservando le distribuzioni emissive emerge che 6.615 sorgenti, pari al 96,54% del totale delle sorgenti monitorabili, sono state rilevate in Status emissivo 7 ovvero con un'emissione inferiore ai 10 ppmv. Inoltre, 2 sorgenti sono state rilevate in Overflow strumentale (ppmv > 100.000).

5. Calcolo della stima emissiva di gas naturale

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 i valori di default secondo la seguente tabella EPA 453/95:

TABLE 2-11. DEFAULT-ZERO VALUES: SOCMI 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 320 componenti non monitorabili perché fisicamente non raggiungibili sono stati i seguenti:

Componente/Fase	kg/h per componente
FLG Gas	1,44E-04
FLG LL	6,73E-05
VLV Gas	9,22E-05
VLV LL	3,30E-04

FLG: Flange; VLV: Valvole.

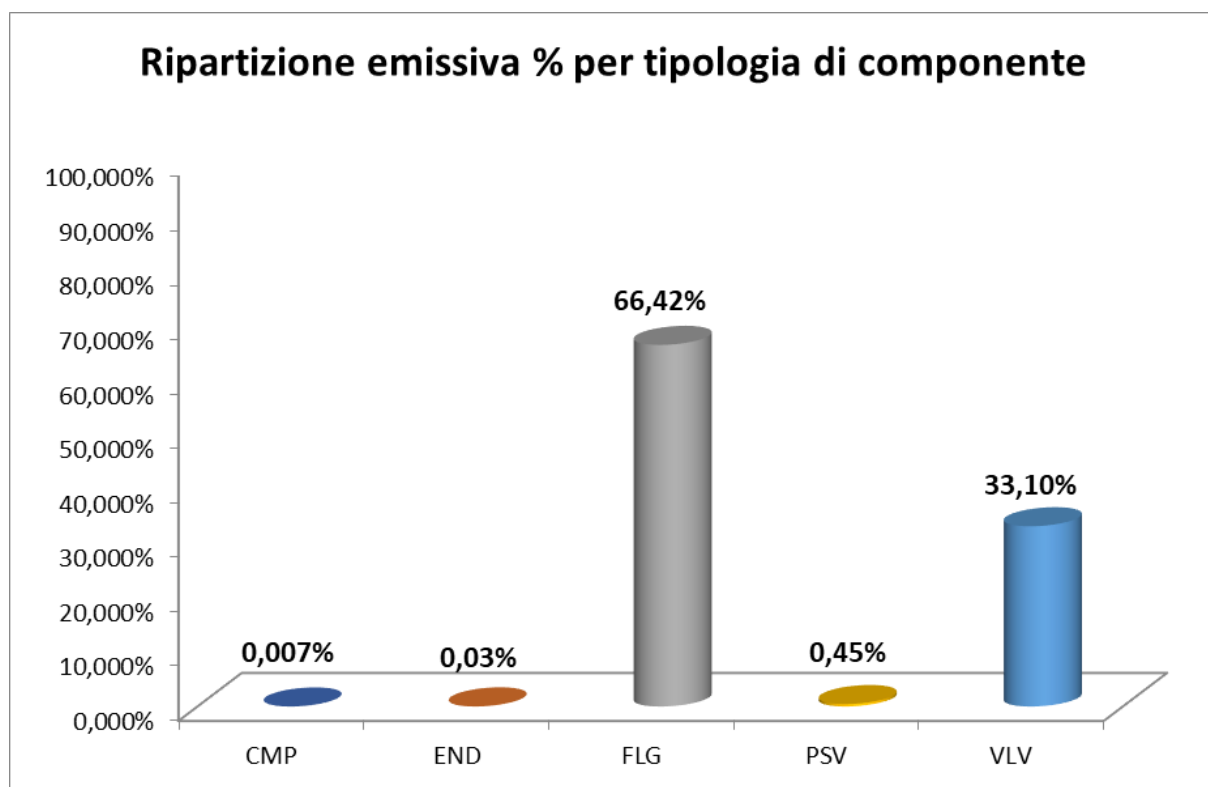
LL: Fase liquida; Gas: Fase gas.

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
 Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
 Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

L'emissione oraria ed annua (proiezione) di gas naturale attribuita all'intero inventario, ipotizzando conservativamente un servizio annuo generale di 8.760 ore, per tipologia di componente, è stata la seguente:

Componente	Nro componenti	kg/h GN	Mg/anno GN
CMP	1	6,87E-05	6,02E-04
END	19	2,47E-04	0,0022
FLG	5.507	0,6400	5,6063
PSV	62	0,0043	0,0380
VLV	1.583	0,3190	2,7942
Totale	7.172	0,9636	8,4412

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

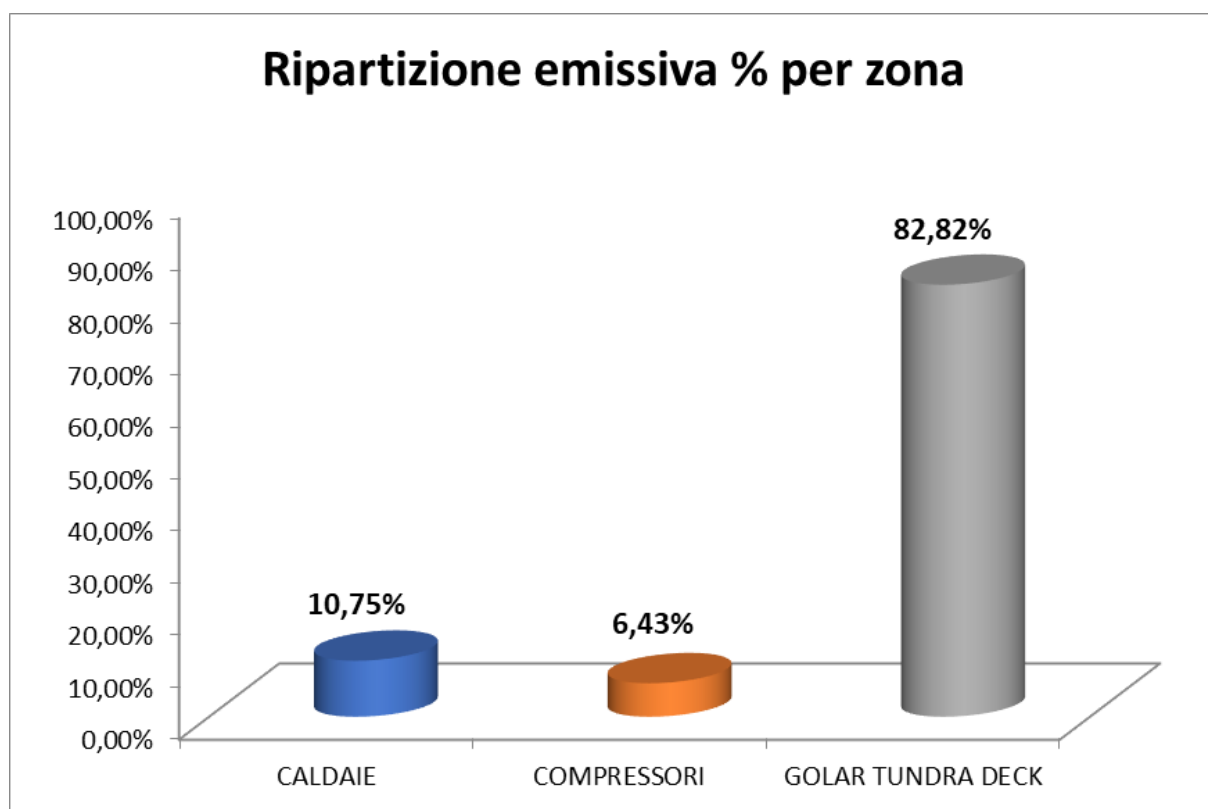


CMP: Compressore; END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole sicurezza; VLV: Valvole.

Via Provinciale, 1/E – 25030 Adro (BS) Italy
 Tel. (+39) 030 7451121 / 030 7457821
 Fax (+39) 030 7453238 / 030 7457829
<http://www.carrara.it> - E-mail: ferp-ldar@carrara.it

La distribuzione emissiva per zona è risultata la seguente:

Zona	Nro componenti	kg/h GN	Mg/anno GN
CALDAIE	804	0,1036	0,9072
COMPRESSORI	1.501	0,0619	0,5426
GOLAR TUNDRA DECK	4.867	0,7981	6,9914
Totale	7.172	0,9636	8,4412



6. Conclusione

L'ispezione LDAR, condotta presso 45 componenti monitorabili trovati in stato di perdita durante l'ispezione di Ottobre 2023, ha rilasciato un punteggio di divergenza rispetto alla Leak Definition pari allo 0,18% (12 divergenze vs. 6.852 componenti monitorabili).

In relazione alla distribuzione dei componenti nei diversi ranges emissivi si rileva che 6.615 sorgenti, pari al 96,54% del totale delle sorgenti monitorabili, sono state rilevate in Status emissivo 7 ovvero con un'emissione inferiore ai 10 ppmv. Inoltre, 2 sorgenti sono state rilevate in Overflow strumentale (ppmv > 100.000).

L'emissione di gas naturale dei 7.172 componenti, a seguito dell'intervento manutentivo eseguito da parte del Gestore, è stata calcolata in circa 0,9636 kg/h che per un servizio annuo di 8.760 ore corrisponde ad una proiezione emissiva di circa 8,4412 tonnellate (Mg)/anno.

La famiglia di componenti maggiormente responsabile dell'emissione di gas naturale risulta essere quella delle flange con 0,64 kg/h pari al 66,42% del totale.

La manutenzione effettuata ha portato quindi ad una riduzione della stima emissiva pari a circa l'86,42%, con un decremento da 7,0933 kg/h a 0,9636 kg/h.

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

Adro 09-02-2024

Cordialmente

Carrara SpA

Ing. F.Apuzzo



CARRARA S.p.A.
Via Provinciale, 1/E
25030 ADRO (Brescia)

	PROGETTISTA 	COMMESSA NQ/R22177	UNITA' -
	LOCALITA' PIOMBINO (LI)	P0037257-1-H13	
	PROGETTO / IMPIANTO FSRU Piombino	APPENDICE 3	Rev. 0

APPENDICE 3 **REPORT DI ISPEZIONE LDAR – SECONDO RE-MONITORING** **MAGGIO 2024**



Carrara S.p.A.

Report di ispezione LDAR
Golar Tundra – Piombino
Remonitoring Maggio 2024

INDICE GENERALE

1. Oggetto d'attività.....	3
2. Descrizione dell'attività eseguita	5
3. Metodologie di classificazione, di monitoraggio e di calcolo.....	8
4. Elaborazione dei dati statistici dell'inventario monitorato.....	12
5. Calcolo della stima emissiva di gas naturale.....	14
6. Conclusione.....	18

1. Oggetto d'attività

GOLAR TUNDRA, di seguito nominato il GESTORE, ha commissionato a Carrara S.p.A. Divisione FERP, di seguito nominata FERP, l'implementazione del programma LDAR presso le linee di gas naturale presenti sulla nave.

Le prime attività, svolte da FERP nel mese di Ottobre 2023, sono consistite nelle operazioni di censimento e primo monitoraggio dei componenti di processo (di seguito nominati 'sorgenti' o 'componenti') appartenenti alle linee produttive del Gestore.

Oggetto del presente report è il monitoraggio puntuale, con tecnica EPA Method-21, di alcuni componenti trovati in stato di perdita durante le ispezioni di Ottobre 2023 (monitoraggio massivo) e Gennaio 2024 (primo remonitoring). Esso è stato realizzato da FERP il giorno 9 Maggio 2024 secondo le procedure e con l'ausilio di strumentazioni che di seguito saranno specificamente indicate.

La stima emissiva di gas naturale 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 perché non raggiungibili ed è espressa in kg/h e tonnellate (Mg)/anno (8.760 h).

La soglia di perdita (Leak Definition), espressa in ppmv, è stata impostata a 10.000 ppmv, così come definita nell'Allegato H – ISPRA 18712 il quale descrive le modalità attuative di un programma LDAR. In ogni caso, all'interno del presente report (capitolo 4) viene riportata una suddivisione più specifica dei componenti ispezionati, anche per soglie emissive inferiori.

Il presente report è stato redatto in conformità alla sezione 8. Report della EN15446:2008 che prescrive di includere le seguenti informazioni:

- 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 le Unità produttive d'interesse al fine di:

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

Il censimento e la catalogazione hanno coinvolto tutti i componenti delle linee di processo che sono stati aggregati nei gruppi principali indicati dalla EN15446:2008 - 1) Agitatori, 2) Compressori, 3) Pompe; 4) Valvole; 5) Valvole di sicurezza; 6) Flange; 7) Fine linea e nei sottogruppi GAS o LIGHT LIQUID (LL) a seconda della fase dello stream.

Le flange indistintamente aggregano flange di linea (piping), flange di apparecchiature (es. scambiatori di calore e connectors), raccordi filettati o Bonnet Flange delle valvole.

Inventario in servizio

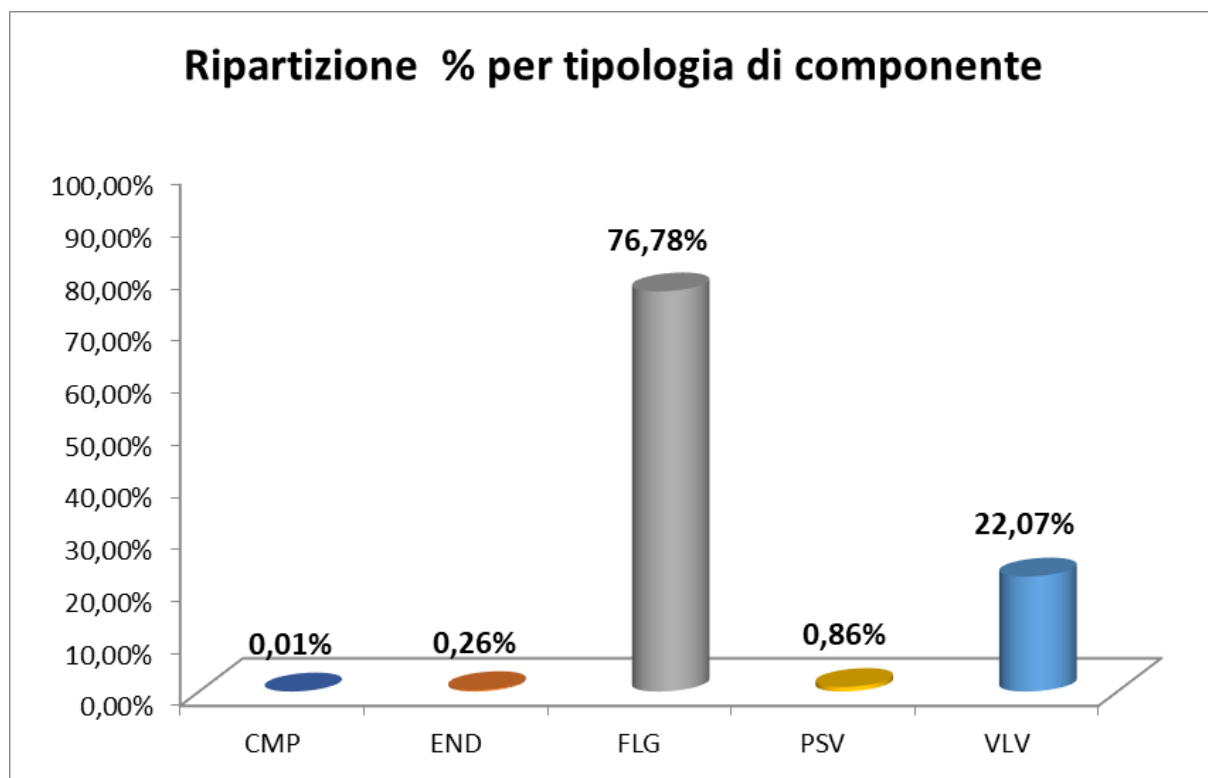
Zona	CMP	END	FLG	PSV	VLV	Non monitorabili	Monitorabili	Totale
CALDAIE			710		94	62	742	804
COMPRESSORI	1	2	1.162	6	330	64	1.437	1.501
GOLAR TUNDRA DECK		17	3.635	56	1.159	194	4.673	4.867
Totale	1	19	5.507	62	1.583	320	6.852	7.172

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

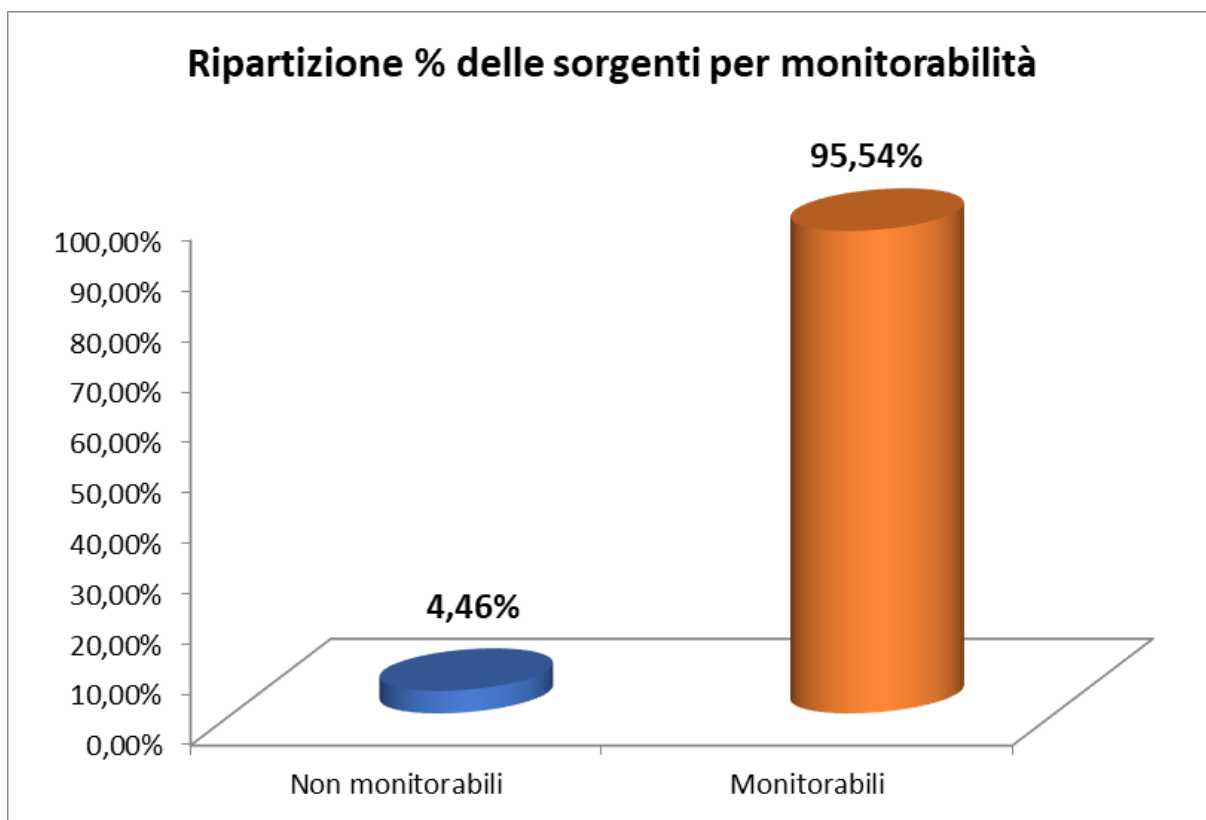
L'inventario in servizio è composto da 7.172 sorgenti. L'ispezione è stata condotta presso 50 sorgenti monitorabili trovate in stato di perdita durante le ispezioni di Ottobre 2023 e Gennaio 2024. A tutte le sorgenti monitorabili non controllate durante la presente ispezione verrà attribuito, così come indicato dalla EN15446:2008, l'ultimo dato disponibile (Ispezione Ottobre 2023).

Alle restanti 320 sorgenti isolate o non monitorabili, perché fisicamente non raggiungibili, è stato attribuito, così come indicato dalla EN15446:2008, un fattore emissivo medio calcolato sulla base delle letture disponibili: ad ogni tipo di componente è stato assegnato il fattore medio calcolato sui medesimi componenti, con la medesima fase dello stream.

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



CMP: Compressore; END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole 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 acquisiti 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 da FERP 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 tanto 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 fugitive 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 gas naturale in ppmv per ciascun punto emissivo, in accordo con EPA Metodo-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 a 0,82 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.

Per le sostanze singole non appartenenti alla lista del manuale Thermo ENV, è stato utilizzato il valore $RF_{500} = 1$ e $RF_{10.000} = 1$ come previsto dalla EN15446:2008.

Per ciascuno stream viene definita la curva di correzione (SVA Screened Value Adjusted) ove X_i 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 inventariate risultano interessate da gas naturale (RF=1).

Le letture sono state accumulate il giorno 9 Maggio 2024 in condizioni meteorologiche idonee.

Data	Temperatura [°C]	Umidità [%]	Vento [km/h]
09/05/2024	20	68	5

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 SOCMI 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. 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. Si intende per punteggio il quoziente tra il numero di sorgenti divergenti ed il totale delle sorgenti ispezionabili.

Si evidenzia che, a seguito dell'intervento manutentivo eseguito da parte del Gestore, 1 sorgente ispezionata risulta essere al di sopra del valore soglia di riferimento, pertanto l'indice di Leak Frequency maturato risulta pari allo 0,01% (1 divergenza vs. 6.852 componenti monitorabili).

Di seguito il riepilogo della divergenza riscontrata per tipologia di componente.

Componente	0	1	Totale	Divergenza %
CMP	1		1	0,00%
END	19		19	0,00%
FLG	5.212	1	5.213	0,02%
PSV	62		62	0,00%
VLV	1.557		1.557	0,00%
Totale	6.851	1	6.852	0,01%

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

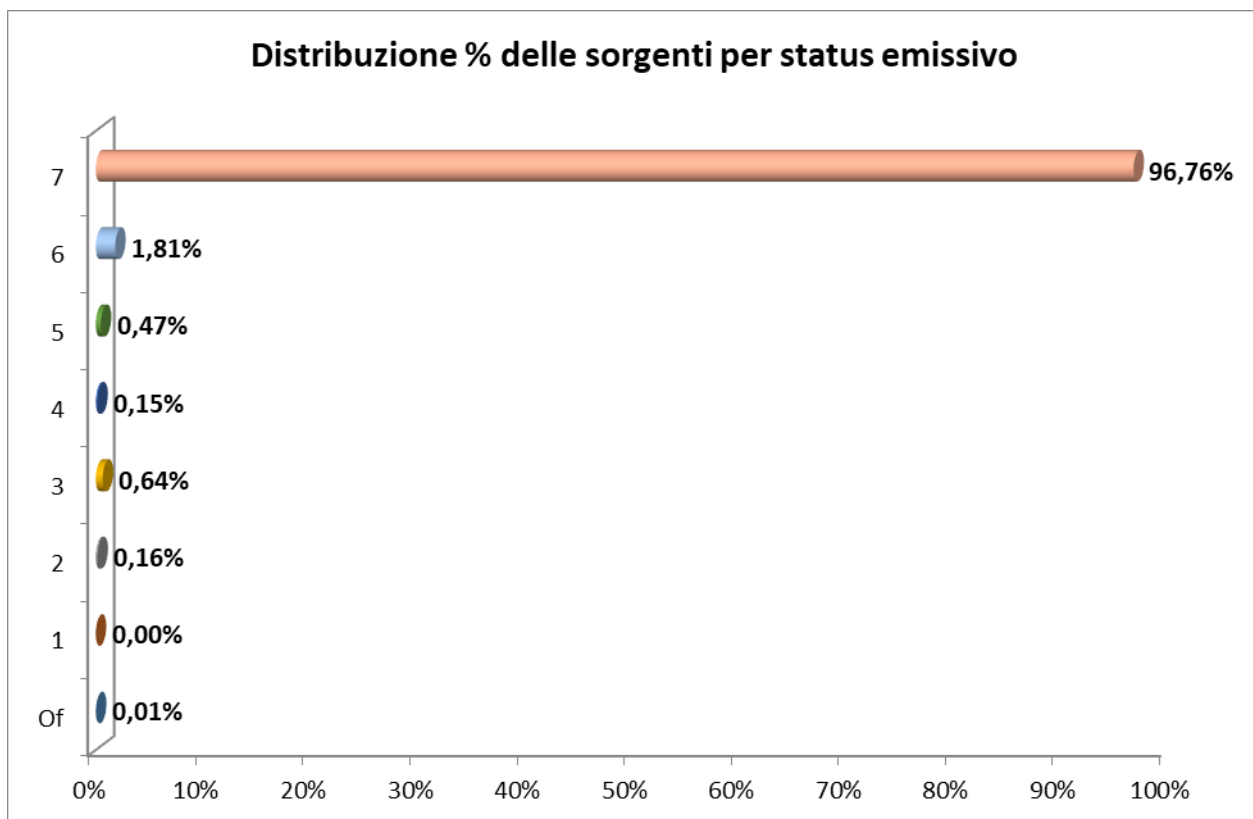
Status 0: ppmv < 10.000; Status 1: ppmv > 10.000

Di seguito è possibile verificare la dinamica del comportamento dei componenti effettivamente monitorati in modo più dettagliato. Si riportano i dati ottenuti a seguito delle due distinte ispezioni. 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
CMP								1	1
END								19	19
FLG	1		6	31	7	23	92	5.053	5.213
PSV								62	62
VLV			5	13	3	9	32	1.495	1.557
Totale	1	0	11	44	10	32	124	6.630	6.852

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



Osservando le distribuzioni emissive emerge che 6.630 sorgenti, pari al 96,76% del totale delle sorgenti monitorabili, sono state rilevate in Status emissivo 7 ovvero con un'emissione inferiore ai 10 ppmv. Inoltre, 1 sorgente è stata rilevata in Overflow strumentale (ppmv > 100.000).

5. Calcolo della stima emissiva di gas naturale

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 i valori di default secondo la seguente tabella EPA 453/95:

TABLE 2-11. DEFAULT-ZERO VALUES: SOCMI 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 320 componenti non monitorabili perché fisicamente non raggiungibili sono stati i seguenti:

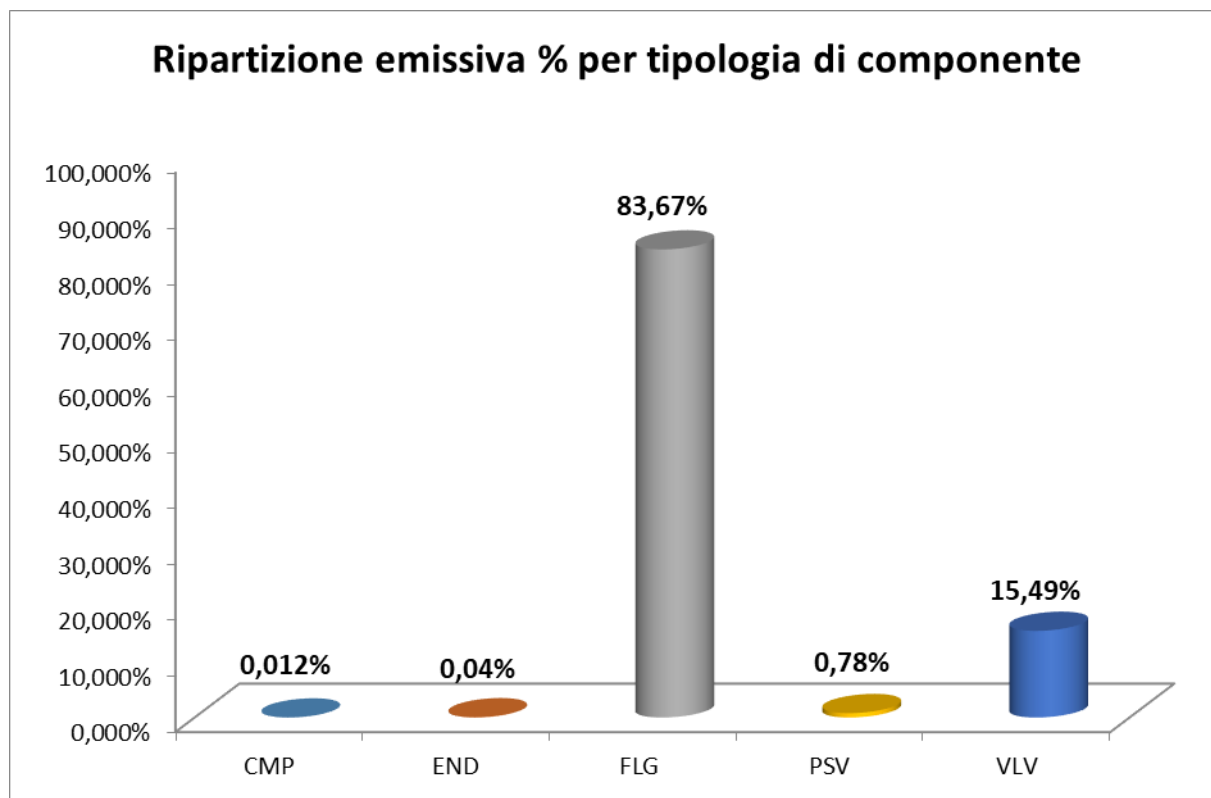
Componente/Fase kg/h per componente	
FLG Gas	1,16E-04
FLG LL	2,70E-05
VLV Gas	5,09E-05
VLV LL	5,77E-05

FLG: Flange; VLV: Valvole.
 LL: Fase liquida; Gas: Fase gas.

L'emissione oraria ed annua (proiezione) di gas naturale attribuita all'intero inventario, ipotizzando conservativamente un servizio annuo generale di 8.760 ore, per tipologia di componente, è stata la seguente:

Componente	N.ro componenti	kg/h GN	Mg/anno GN
CMP	1	6,87E-05	6,02E-04
END	19	2,47E-04	0,0022
FLG	5.507	0,4621	4,0484
PSV	62	0,0043	0,0380
VLV	1.583	0,0856	0,7495
Totale	7.172	0,5523	4,8385

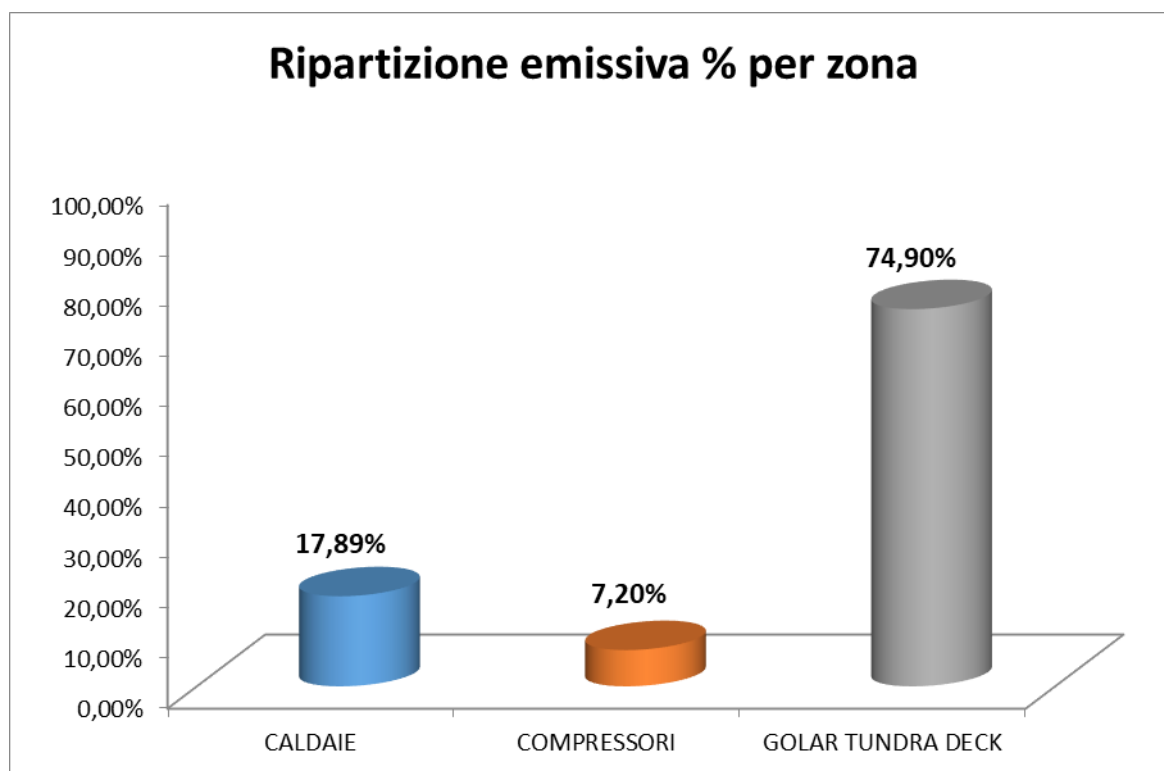
CMP: Compressore; END: Fine linea; FLG: Flange; PSV: Valvole sicurezza; VLV: Valvole.



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

La distribuzione emissiva per zona è risultata la seguente:

Zona	N.ro componenti	kg/h GN	Mg/anno GN
CALDAIE	804	0,0988	0,8659
COMPRESSORI	1.501	0,0398	0,3484
GOLAR TUNDRA DECK	4.867	0,4137	3,6243
Totale	7.172	0,5523	4,8385



È importante sottolineare che, a seguito dell'attività manutentiva effettuata dal Gestore e certificata da Ferp attraverso le due attività di remonitoring effettuate nel 2024, il numero di sorgenti divergenti e di conseguenza la stima emissiva totale sono in forte diminuzione; in particolare la stima emissiva è diminuita del 92,21% passando dalle 62,14 tonnellate (Mg)/anno del 2023 alle attuali 4,84 tonnellate (Mg)/anno.

Di seguito la tabella che evidenzia questo trend discendente.

	2023	gen-24	mag-24
kg/h GN	7,0933	0,9636	0,5523
Mg/anno GN	62,1376	8,4412	4,8385

6. Conclusione

L'ispezione LDAR, condotta presso 50 componenti monitorabili trovati in stato di perdita durante le ispezioni di Ottobre 2023 e Gennaio 2024, ha rilasciato un punteggio di divergenza rispetto alla Leak Definition pari allo 0,01% (1 divergenza vs. 6.852 componenti monitorabili).

In relazione alla distribuzione dei componenti nei diversi ranges emissivi si rileva che 6.630 sorgenti, pari al 96,76% del totale delle sorgenti monitorabili, sono state rilevate in Status emissivo 7 ovvero con un'emissione inferiore ai 10 ppmv. Inoltre, 1 sorgente è stata rilevata in Overflow strumentale (ppmv > 100.000).

L'emissione di gas naturale dei 7.172 componenti, a seguito dell'intervento manutentivo eseguito da parte del Gestore, è stata calcolata in circa 0,5523 kg/h che per un servizio annuo di 8.760 ore corrisponde ad una proiezione emissiva di circa 4,8385 tonnellate (Mg)/anno.

La famiglia di componenti maggiormente responsabile dell'emissione di gas naturale risulta essere quella delle flange con 0,4621 kg/h pari al 83,67% del totale.

La manutenzione effettuata ha portato quindi ad una riduzione della stima emissiva pari a circa 92,21%, con un decremento da 7,0933 kg/h a 0,5523 kg/h.

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

Adro 13-05-2024

Cordialmente

Carrara SpA

Ing. F.Apuzzo



RINA Consulting S.p.A. | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | rinaconsulting@rina.org | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.