



Eni SpA
Renewable - New Energies And Material Science Research Center
(DE-R&D)

RELAZIONE TECNICA

N° RT-DE-2022-004	Data: 8/3/2022	Commessa: R20286
PROGETTO: CLARA N.W. – monitoraggio di emissioni fuggitive		
TITOLO: Attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive sulla Piattaforma Clara NW		
RELATORE PRINCIPALE Pier Paolo Zonta ANST	ALTRI RELATORI Emanuele Marsella ANST	
COLLABORATORI	REVISORE Alberto Pontarollo VELAB	



Emissione Relazione Tecnica

N°: RT-DE-2022-004

Anno: 2022

Compilazione a cura del Relatore

Relatori	Unità di appartenenza
P. P. Zonta E. Marsella	ANST
Collaboratori	Unità di appartenenza
Revisore	Unità di appartenenza
A. Pontarollo	ANST

Titolo Relazione Tecnica

Attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive sulla Piattaforma Clara NW

Titolo Progetto	N°progetto/commissa di riferimento
CLARA N.W. – Monitoraggio di Emissioni Fuggitive	R20286
Committente	Periodo di esecuzione del lavoro
SICS	Febbraio 2022
Tipo	Argomento
Parziale [] Finale [X]	Monitoraggio di emissioni fuggitive

Destinatari	Altri destinatari
Resp. R&D Resp. R&DBP-EE Resp. R&DBP-NR Resp. DE-R&D Resp. VELAB Resp. SOBIET Resp. IPM Resp. INPA Resp. TPS R&D Projects/Area Manager Resp. Progetto SICS Revisore VELAB	M. Spada R. Lucarno M. Gassert P. Pollesel M. Scapin A. Bernardi L. D'Elia R. Cimino R. Visintin G. Pannocchia L. Boccitto A. Pontarollo
	S. Guidotti AMB/CS L. Mauri AMB/CS L. Coglitore AMB/CS D. Testa CENTR P. M. Maggiorotti IPM/SVIL



Approvazione Emissione Relazione Tecnica ⁽¹⁾

N°: RT-DE-2022-004

Anno: 2022

Titolo

Attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive sulla Piattaforma Clara NW

Revisore A. Pontarollo ANST

Data

06.04.2022

Firma

Responsabile di Progetto L. Boccitto SICS

Data

09.04.2022

Firma

R&D Projects/Area Manager G. Pannocchia VELAB

Data

06.04.2022

Firma

Responsabile di Unità (2° riporto da CO) M. Scapin VELAB

Data

05/04/2022

Firma

IPM ⁽³⁾

Data

Firma

Responsabile di competenza⁽³⁾ ⁽⁴⁾

Data

Firma

⁽¹⁾ Le approvazioni da parte di ogni responsabile possono avvenire anche tramite e-mail o per via telematica tramite sistema informatico

⁽²⁾ Per la funzione R&D si intende il Responsabile di 3° livello da Chief Officer; per le Aree Tecniche/Linee di Business si intende la figura aziendale di responsabilità equivalente nell'ambito della cui unità è stata condotta l'attività R&D

⁽³⁾ Solo in caso di necessità/opportunità di invio del documento a un destinatario esterno a Eni

⁽⁴⁾ Si intende il Responsabile del Centro di Ricerca o Programma R&D o di altra Unità della funzione R&D o quello dell'Unità di Area Tecnica/Linea di Business nell'ambito della quale è stata condotta l'attività R&D (in quest'ultimo caso è il Responsabile di livello superiore a quello indicato in nota 2)



INDICE

Indice delle Tabelle	4
Indice delle Figure.....	5
Documenti di riferimento	6
Acronimi e Definizioni	6
Unità di misura	6
Sommario e conclusioni	7
1 Introduzione	8
2 Descrizione dell'attività	10
2.1 Analisi della documentazione tecnica	10
2.2 Censimento dei dispositivi d'impianto	10
2.3 Attività di monitoraggio	15
2.4 Elaborazione dei dati	15
2.4.1 Approccio "Average Emission Factor"	16
2.4.2 Approccio "EPA Correlation"	17
2.4.3 Approccio "Alternative leak/no leak emission factor"	19
2.4.4 Emissioni di metano.....	21
3 Risultati	24
3.1 Calcolo emissioni secondo l'approccio "Average Emission Factor"	24
3.2 Calcolo emissioni con il metodo misto.....	26
3.3 Distribuzione delle sorgenti di emissione.....	28
3.4 Distribuzione delle emissioni	29
4 Conclusioni.....	32



Indice delle Tabelle

Tabella 2-1: Elenco schemi di marcia e relative sezioni di impianto della Piattaforma Clara NW	11
Tabella 2-2: Elenco tipologie delle sorgenti di emissione considerate	12
Tabella 2-3: Distribuzione delle sorgenti di emissione suddivise per stream e tipologia	13
Tabella 2-4: Tabella di riferimento per la conversione da massa (ton) a volume (scm) con valori tipici di densità per 'crude oil' e 'natural gas' [3].....	16
Tabella 2-5: Corrispondenza tra tipologie di dispositivi censiti e dispositivi indicati in EPA [1].....	16
Tabella 2-6: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni secondo l'approccio "Average Emission Factor"	17
Tabella 2-7: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione pari a zero (secondo l'approccio "EPA Correlation")	18
Tabella 2-8: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione superiori alla soglia, "Over Range" (secondo l'approccio "EPA Correlation")	18
Tabella 2-9: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione compresi tra zero ed il valore di soglia (secondo l'approccio "EPA Correlation"). Nel calcolo di correlazione il termine (SV) rappresenta il valore di concentrazione misurato in ppm.....	19
Tabella 2.10: Tabella di riferimento API [3]	19
Tabella 2.11: Corrispondenza tra tipologie di sorgenti e dispositivi indicati in API [3]	20
Tabella 2-12: Composizione di metano predefinita (CCAC)	21
Tabella 2-13: Composizione centesimale del campione di Fuel gas espresso in percentuale molare [5].....	22
Tabella 2-14: Composizione centesimale della quota parte di composti organici totali (TOC) in percentuale in peso	23
Tabella 3-1: Distribuzione delle emissioni di TOC (ton/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" suddivise per stream e tipologia di sorgente	24
Tabella 3-2: Distribuzione delle emissioni di TOC (ton/anno) secondo il metodo misto suddivise per stream e tipologia di sorgente dopo il monitoraggio	27
Tabella 3-3: Numero dei dispositivi con perdita inferiore al valore di soglia, suddivisi per intervalli di concentrazione (ppm) di perdita rilevata	28
Tabella 3-4: Elenco delle perdite identificate.....	28
Tabella 3-5: Distribuzione del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC).....	29
Tabella 4-1: Stima delle emissioni fuggitive basata sull'approccio "Average Emission Factor".....	32
Tabella 4-2: Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto"	32
Tabella 4-3: Riduzione delle emissioni: "metodo misto" e "average emission factor"	32
Tabella 4-4: Riduzioni delle emissioni dopo riparazione	33



Indice delle Figure

Figura 2-1: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente	14
Figura 2-2: Definizione dei segmenti industriali Oil & Gas secondo CCAC [3]	21
Figura 3-1: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream e tipologia di sorgente	25
Figura 3-2: Distribuzione delle emissioni di TOC (ton/anno) secondo metodo misto per stream e tipologia di sorgente	27
Figura 3-3: Distribuzione percentuale del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)	30
Figura 3-4: Distribuzione e contributo alla stima delle emissioni (TOC)	30
Figura 3-5: Suddivisione delle emissioni (TOC) per tipologia di sorgente	31
Figura 4-1: Confronto delle stime di emissione di metano (espresso in ton/anno) secondo le due metodologie ("Average Emission Factor", "misto" e post manutenzione totale)	33



Documenti di riferimento

- [1] US EPA-453/R-95-017 - Protocol For Equipment Leak Emission Estimates
- [2] UNI EN 15446:2008 "Fugitive and diffuse emissions of common concern to industry sector - Measurement of fugitive emissions of vapors generating from equipment and piping leaks" (July 2008)
- [3] CCAC Oil&Gas Methane Partnership – Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks
- [4] API – Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry. August 2009
- [5] Report Eniprogetti A4064-REL-0000-004.0 – Attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive - Piattaforma Clara NW del 28/11/2018
- [6] Rapporto di Prova N°21140838 P.MA Barbara T2 Fuel Gas del 24/11/21

Acronimi e Definizioni

API	American Petroleum Institute
CCAC	Climate & Clean Air Coalition
FID	Flame Ionization Detector
OGI	Optical Gas Imaging
TOC	Total Organic Compound
VOC	Volatile Organic Compound

Perdita Valore di emissione di TOC superiore a 5000 ppm se misurato con analizzatore FID o identificato con termocamera OGI

Unità di misura

Le stime di calcolo delle emissioni annue di composti organici totali (TOC) e metano sono espresse in:

- Massa, come tonnellate (ton)
I valori finali in massa (ton) sono espressi alla prima cifra decimale significativa mentre nelle diverse distribuzioni ed elaborazioni (tabelle, istogrammi, grafici) sono espressi alla seconda cifra decimale utile.
- Volume come metri cubi standard (scm), arrotondato alle centinaia



Sommario e conclusioni

L'attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive presso la Piattaforma Clara NW ha consentito una stima delle emissioni di TOC (Total Organic Compound) e metano rappresentativa dell'impianto.

Dal censimento sono state identificate **1979 possibili sorgenti di emissione**. La campagna di misure si è svolta su un numero di sorgenti **pari al 50,4%** del totale (966 sorgenti monitorate con tecnica sniffing e 32 con tecnica OGI), le restanti 981 (pari al 49,6%) sono relative a componenti coibentate per le quali il rivestimento isolante non consente la misurazione.

Le emissioni di TOC riferibili all'impianto al momento del monitoraggio sono state stimate in **5600 scm/anno di TOC (=metano)**.

Sono state individuate **3 perdite**, che se riparate, consentirebbero una riduzione delle emissioni con un valore complessivo finale di **5200 scm/anno di TOC (=metano)**.

I valori sopra riportati, confrontati con una stima basata su dati di letteratura (approccio "Average Emission Factor") pari a **57.500 scm/anno di TOC (=metano)**, risultano essere significativamente inferiori, la stima è relativa a tempi di funzionamento di un anno intero.



1 Introduzione

In data 8 febbraio 2022 è stata eseguita una campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive presso la Piattaforma Clara NW di Eni spa Upstream - Distretto Centro-Settentrionale.

Scopo dell'attività è determinare una stima delle emissioni di composti organici totali (TOC) e di metano mediante sistemi di misura e metodi di calcolo riportati nei documenti EPA [1], UNI EN [2] e nel documento CCAC [3].

La campagna di identificazione delle potenziali sorgenti di emissione, classificate secondo la documentazione tecnica sopraccitata, si è svolta sia con un analizzatore FID portatile (Detector a ionizzazione di fiamma) per il monitoraggio dei dispositivi di linea accessibili, che con termocamera OGI (Optical Gas Imaging) per quelli non accessibili. Una parte di potenziali sorgenti non sono state monitorate in quanto relative a componenti coibentate.

La stima delle emissioni viene ottenuta elaborando le informazioni di processo delle linee d'interesse assieme ai dati acquisiti durante l'attività in campo in termini di:

- dati di concentrazione di eventuali perdite di TOC, in ppm nel caso di misura con analizzatore portatile FID;
- identificazione visiva della perdita, leak/no leak, nel caso di monitoraggio con termocamera OGI.

Il risultato dell'attività consente di ottenere una stima delle emissioni più realistica e solitamente inferiore rispetto a quanto determinato da una prima valutazione con dati di letteratura, approccio tipicamente conservativo.

L'esecuzione di campagne di monitoraggio consente di impostare piani di monitoraggio e manutenzione mirata necessari ai fini IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control, Direttive Europee).

A tal proposito la normativa attuale sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento impone ai complessi produttivi una dichiarazione annuale che riguarda, oltre ad informazioni per l'identificazione del complesso e delle attività che vi si svolgono, informazioni in merito alle attività di monitoraggio e controllo delle emissioni in aria ed acqua di sostanze o gruppi di sostanze stabiliti.

Le emissioni fuggitive costituiscono parte integrante di tale dichiarazione che prevede piani di monitoraggio e manutenzione di tutti i dispositivi di processo identificati come potenziali punti di emissione. Infatti, l'esecuzione di campagne risulta di notevole ausilio per una corretta identificazione ed una più accurata quantificazione delle emissioni.

L'individuazione in campo delle perdite rientra quindi nei piani di LDAR (Leak Detection and Repair), programmi di monitoraggio mirati all'individuazione tempestiva delle perdite da componenti d'impianto ed alla successiva riparazione dei componenti fuori soglia. I piani di LDAR sono di notevole interesse in quanto all'interno della direttiva europea (IPPC) sono tra le metodologie identificate nel BREF (Best Available Techniques Reference report) come BAT (Best Available Techniques).



Pertanto, l'attività non è prevista solo ai fini della tutela dell'ambiente, ma anche di miglioramento economico e della sicurezza del processo. Infatti, una manutenzione basata su evidenze oggettive di perdite o malfunzionamenti può generare risparmi e valutazioni in termini di efficienza dell'intervento ed essere la base per ulteriori considerazioni costi/benefici.

La campagna di monitoraggio è tipicamente preceduta dall'attività di censimento delle potenziali sorgenti di emissione avvalendosi degli schemi di marcia (P&ID) forniti dal personale dell'impianto.

Il censimento, preparato nel 2018 [5] in occasione della campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive effettuata da Eniprogetti, è stato aggiornato con una leggera modifica del numero totale dei punti di possibile emissione e della composizione degli stream [6].

L'attività in campo fornisce un importante valore aggiunto al calcolo delle stime di emissione richieste, in quanto permette di ottenere un risultato basato su dati reali misurati e di verificare, a partire proprio dai dispositivi presenti, i criteri di censimento utilizzati. Infatti il risultato finale della stima di emissione dipende non solo dal parametro "Fattore di emissione" (FE: Factor Emission), ma anche dal numero e dalla tipologia dei dispositivi presenti.

Il monitoraggio ha interessato il 50,4% delle sorgenti identificate (rispettivamente 48,8% con strumentazione FID e 1,6% con termocamera OGI).



2 Descrizione dell'attività

2.1 Analisi della documentazione tecnica

La documentazione tecnica fornita (P&ID, PFD, ecc.), è stata esaminata al fine di selezionare linee ed apparecchiature contenenti stream significativi ai fini della valutazione delle emissioni fuggitive (contenenti quantità significative di idrocarburi). Secondo la norma US EPA [1], i flussi possono essere suddivisi in quattro categorie:

- Gas/vapor: stream allo stato gassoso alle condizioni di esercizio.
- Light oil: stream allo stato liquido in cui la somma della concentrazione dei singoli costituenti aventi tensione di vapore superiore a 0,3 kiloPascal (kPa) a 20 ° C è maggiore o uguale al 20% in peso.
- Heavy oil: stream non allo stato di gas o light oil.
- Water/Oil: stream misto di acqua/idrocarburi con un contenuto di acqua superiore al 50% in peso, dal punto di origine al punto in cui il contenuto di acqua raggiunge il 99% in peso; per un contenuto di acqua superiore al 99% in peso, l'emissione è considerata trascurabile.

Tra i P&ID forniti da Eni Upstream – DICS, solo quelli contenenti stream significativi sono stati presi in considerazione per l'analisi e identificazione delle potenziali sorgenti di emissione. Gli stream sono stati considerati allo stato liquido (light oil, heavy oil, water/oil) se la frazione molare della fase liquida è superiore al 90%.

2.2 Censimento dei dispositivi d'impianto

L'attività di monitoraggio ha riguardato l'intera area attiva della Piattaforma Clara NW. Gli schemi dell'impianto (17 P&IDs) sono stati forniti dal personale del DICS. Durante l'attività operativa si è provveduto a concordare le linee di interesse, a verificare l'eventuale presenza di versioni più aggiornate e/o modificare dove non ci fosse corrispondenza con quanto osservato in campo.

La campagna di misure di emissioni fuggitive sui possibili punti di emissione si è svolta l'8 febbraio 2022. Le misure sono state eseguite da personale di ENI DE-R&D (Unità VELAB).

Si è altresì concordato con il committente di definire come soglia per l'intervento manutentivo il valore di 5.000 ppm misurato con l'analizzatore FID. Per agevolare l'intervento di manutenzione tali dispositivi sono stati identificati e segnalati in campo con una targhetta.

Il censimento dei dispositivi d'impianto è stato eseguito secondo le indicazioni riportate nei documenti di riferimento ed aggiornato rispetto all'assetto dell'impianto del 2018 [5].

In Tabella 2-1, sono elencate le sezioni di impianto oggetto dell'attività.



Tabella 2-1: Elenco schemi di marcia e relative sezioni di impianto della Piattaforma Clara NW

Unità	P&ID	Descrizione di sezione di impianto
Unit 100	056500BPFM10152	WellHead System
Unit 100	056500BPFM10153	WellHead System
Unit 100	056500BPFM10154	WellHead System
Unit 100	056500BPFM10155	WellHead System
Unit 190/310	056500BPFM10156	Launching Trap & Metering System
Unit 230	056500BPFM10157	Vent System
Unit 240	056500BPFM10158	Purge Burner System
Unit 300	056500BPFM10159	Gas Separation
Unit 300	056500BPFM10160	Gas Separation
Unit 300	056500BPFM10161	Gas Separation
Unit 300	056500BPFM10162	Gas Separation
Unit 420	056500BPFM10164 1/2	Fuel Gas System
Unit 420	056500BPFM10164 2/2	Fuel Gas System
Unit 470	056500BPFM10169	Main Electric Power Generation
Unit 540	056500BPFM10170 1/2	Drain System
Unit 540	056500BPFM10170 2/2	Drain System
Unit 560	056500BPFM10171	Oily Water Treatment System

Le tipologie di punti di emissione previste nel documento EPA [1] di riferimento sono suddivise per macrocategorie: valvole, flange, pompe, connessioni, sfiati e altre.

In fase di censimento si associa ad ognuna delle sorgenti di possibile emissione un codice costituito da una sigla identificativa che ne rappresenta la tipologia e da un numero progressivo. Nella Tabella 2-2 si elenca la suddivisione utilizzata e il corrispettivo secondo le macrocategorie definite nel protocollo EPA-453/R-95-017 [1].



Tabella 2-2: Elenco tipologie delle sorgenti di emissione considerate

Tipologia di sorgente di possibile emissione	Sigla identificativa	Corrispettivo secondo le macro-categorie definite nel protocollo EPA-453/R-95-017 [1]
Valvola	V	Valves
Pompa	P	Pump seals
Compressore	C	Others
Strumentazione	Vi	Others
Livelli	L	Others
Valvola di sicurezza	Vs	Others
Tappo	T	Connectors
Flangia	F	Flanges
Accoppiamento flangiato a monte e a valle di una valvola	AFmV, AFvV, AFvV2	Flanges
Accoppiamenti filettati	CN	Connectors
Accoppiamento filettato a monte e a valle di una valvola	CNmV, CNvV, CNvV2	Connectors
Sfiati	OEL	Open-ended lines

Durante la campagna di misure in campo è stata verificata la corrispondenza con gli schemi di impianto, l'esistenza dei dispositivi, lo stato e l'accessibilità.

Il censimento a partire dall'osservazione dei P&ID ed integrato durante l'attività in campo ha permesso di definire la popolazione di sorgenti di possibile emissione effettivamente presenti e la loro distribuzione (

Tabella 2-3 e Figura 2-1). Per una migliore lettura si è deciso di accorpare le sorgenti secondo la seguente modalità:



- Valvole: V;
- Accoppiamenti flangiati: F, AFmV, AFvV, AFvV2 (nel caso di valvole a tre vie);
- Accoppiamenti filettati: CN, CNmV, CNvV, CNvV2 (nel caso di connessioni a tre vie), T;
- Strumentazione: Vi;
- Livelli: L;
- Pompe: P;
- Compressori: C;
- Valvole di sicurezza: Vs;
- Sfiati: OEL

Tabella 2-3: Distribuzione delle sorgenti di emissione suddivise per stream e tipologia

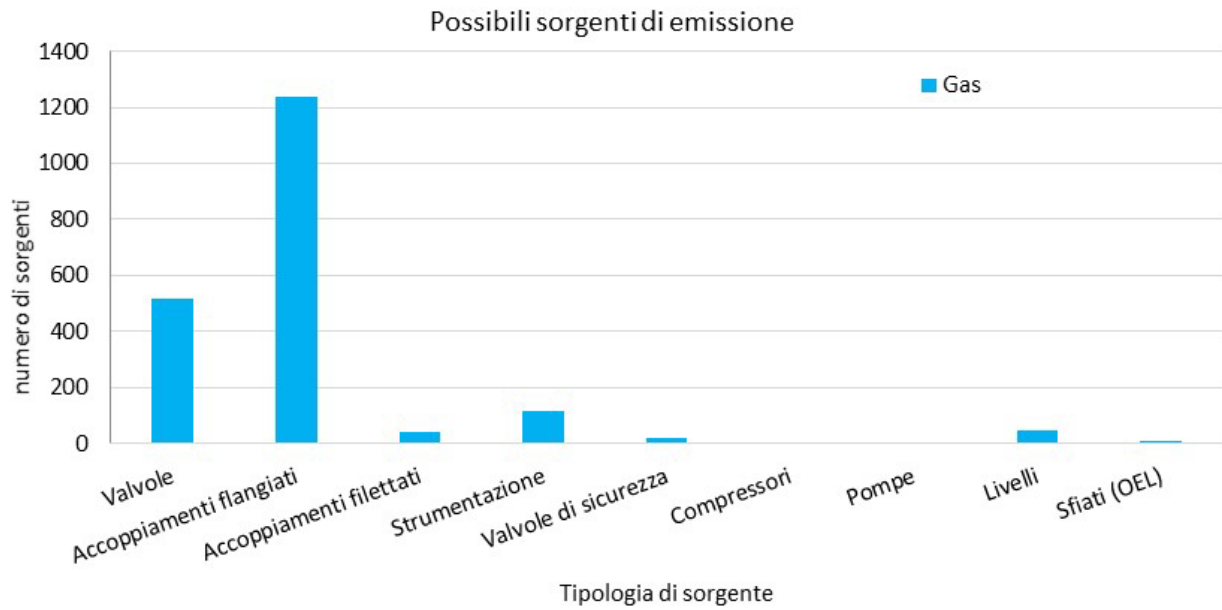
Tipologia di sorgente	Complessivo	Gas	Light Oil	Heavy Oil	Water/Oil
Valvole	515	515	0	0	0
Accoppiamenti flangiati	1237	1237	0	0	0
Accoppiamenti filettati	40	40	0	0	0
Strumentazione	113	113	0	0	0
Valvole di sicurezza	20	20	0	0	0
Compressori	0	0	0	0	0
Pompe	0	0	0	0	0
Livelli	48	48	0	0	0
Sfiati (OEL)	6	6	0	0	0
Totale	1979	1979	0	0	0
Percentuale (%)		100,0%	0,0%	0,0%	0,0%

QUESTO DOCUMENTO CONTIENE INFORMAZIONI E DATI RISERVATI DI PROPRIETÀ O NELL'USO DI ENI SPA CHE TUTELERÀ, IN CASO DI VIOLAZIONE, I PROPRI DIRITTI IN TUTTE LE SEDI. NE SONO VIETATI LA DIVULGAZIONE E L'USO PER SCOPI DIVERSI DA QUELLI CONSENTITI E PER I QUALI SONO STATI TRASMESSI, A MENO DI PREVENTIVO CONSENSO SCRITTO DI ENI SPA.

THIS DOCUMENT CONTAINS CONFIDENTIAL INFORMATION AND DATA OWNED OR USED BY ENI SPA., WHICH, IN CASE OF VIOLATION, WILL PROTECT ITS RIGHTS AT ANY OF ITS PREMISES. THE PRESENT INFORMATION IS NEITHER TO BE SPREAD TO THIRD PARTIES NOR TO BE USED FOR PURPOSES OTHER THAN THOSE AUTHORISED AND FOR WHICH IT HAS BEEN DISCLOSED, UNLESS ENI SPA GIVES ITS PRIOR WRITTEN CONSENT.



Figura 2-1: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente



QUESTO DOCUMENTO CONTIENE INFORMAZIONI E DATI RISERVATI DI PROPRIETÀ O NELL'USO DI ENI SPA CHE TUTELERÀ, IN CASO DI VIOLAZIONE, I PROPRI DIRITTI IN TUTTE LE SEDI. NE SONO VIETATI LA DIVULGAZIONE E L'USO PER SCOPI DIVERSI DA QUELLI CONSENTITI E PER I QUALI SONO STATI TRASMESSI, A MENO DI PREVENTIVO CONSENSO SCRITTO DI ENI SPA.

THIS DOCUMENT CONTAINS CONFIDENTIAL INFORMATION AND DATA OWNED OR USED BY ENI SPA., WHICH, IN CASE OF VIOLATION, WILL PROTECT ITS RIGHTS AT ANY OF ITS PREMISES. THE PRESENT INFORMATION IS NEITHER TO BE SPREAD TO THIRD PARTIES NOR TO BE USED FOR PURPOSES OTHER THAN THOSE AUTHORISED AND FOR WHICH IT HAS BEEN DISCLOSED, UNLESS ENI SPA GIVES ITS PRIOR WRITTEN CONSENT.



2.3 Attività di monitoraggio

L'attività di monitoraggio è stata effettuata sia con analizzatore FID portatile (Detector a ionizzazione di fiamma) per il monitoraggio delle potenziali sorgenti di emissione accessibili che con termocamera OGI (Optical Gas Imaging) per quelle non accessibili. Una quota parte di sorgenti non sono state monitorate in quanto relative a componenti fuori servizio e/o coibentate.

La strumentazione utilizzata è la seguente:

n° 1 analizzatore FID portatile Thermo Fisher modello TVA2020 (s/n 202014110318), rispondente alle specifiche previste nei documenti [1, 2]. Per ogni componente la misura viene eseguita nel/nei potenziale/i punto/i di perdita (ad esempio per una flangia lungo tutta la giunzione) registrando il massimo assoluto e sottraendo il valore di fondo (in termini di concentrazione in ppm di TOC). I dati misurati sono trascritti manualmente e successivamente registrati in un foglio Excel;

n° 1 termocamera OGI, FLIR modello GF320 (s/n 44400930). La termocamera filtra la radiazione IR di assorbimento nell'intervallo spettrale (3,2 – 3,4 μm) che include la maggior parte degli idrocarburi e l'eventuale perdita è visibile sullo schermo della termocamera. La metodologia è conforme al documento CCAC [3]. La registrazione ed archiviazione dei filmati è stata eseguita solo per quei punti in cui sono state rilevate perdite.

L'attività in campo ha permesso di coprire il 50,4% delle possibili sorgenti di emissioni censite.

2.4 Elaborazione dei dati

Il calcolo delle emissioni totali annue è stato eseguito utilizzando due metodi:

1) Metodo basato puramente sull'approccio "Average Emission Factor" [1]: a ciascun punto di emissione individuato tramite il censimento viene associato un valore medio di emissione annuo (riportato in [1]).

Tali emissioni vengono quindi sommate per ottenere il valore di emissione annuo dell'impianto.

2) Metodo misto basato sui i tre seguenti approcci di calcolo:

- Approccio "Average Emission Factor" [1] per i punti non monitorati (es. flange coibentate)
- Approccio "EPA Correlation" [1] per i punti misurati con l'analizzatore portatile FID
- Approccio "Alternative leak/no leak emission factor" per i punti misurati con termocamera OGI basato su una tabella API (American Petroleum Institute) citata nel documento CCAC [3]

Per entrambe le metodiche, la stima annuale di ogni possibile fonte di perdita è calcolata moltiplicando il fattore di emissione corrispondente per le ore di funzionamento annuali, supponendo 8760 ore per funzionamento continuo o il tempo operativo effettivo se fornito dall'impianto.

Gli approcci di calcolo sono descritti dettagliatamente di seguito, mentre i risultati sono riportati al capitolo 3.

Le stime di calcolo delle emissioni di composti organici totali (TOC) e metano sono espresse in:

- Massa, come tonnellate (ton)



- Volume, come metri cubi standard (scm).

Gli approcci di calcolo sopraccitati consentono di ottenere un valore di emissione espresso in massa (ton/anno). Per la conversione in volume (scm/anno) sono stati utilizzati fattori tipici di densità (Tabella 2-4).

Tabella 2-4: Tabella di riferimento per la conversione da massa (ton) a volume (scm) con valori tipici di densità per 'crude oil' e 'natural gas' [3]

Table 2.8: Default Density Values for Crude Oil and Natural Gas

Fuel	Typical Density
Crude Oil	873.46 kg/scm
Natural Gas	0.6728 kg/scm

2.4.1 Approccio "Average Emission Factor"

Tale approccio prevede di associare a ciascuna sorgente di emissione, individuata nel censimento, un valore medio di perdita (per tipologia di sorgente e di stream) [1]. Le corrispondenze tra le tipologie di dispositivi censiti e quelli indicati in EPA sono riportate in Tabella 2-5. Per l'impianto in esame si utilizza la tabella relativa ai fattori medi per impianti Oil&Gas (Tabella 2-6). I valori di perdita calcolati per ciascuna sorgente vengono infine sommati per ottenere il totale delle emissioni.

Tabella 2-5: Corrispondenza tra tipologie di dispositivi censiti e dispositivi indicati in EPA [1]

Tipologia di sorgente	Codice	Classificazione dispositivi EPA
Valvole	V	Valves
Accoppiamenti Flangiati valvole	AFmV, AFvV, AFvV2	Flanges
Flange	F	Flanges
Valvole di sicurezza	Vs	Others
Strumenti	Vi	Others
Accoppiamenti filettati	CN, CNmV, CNvV, CNvV2	Connectors
Pompe	P	Pump seal
Compressori	C	Others
Livelli	L	Others
Sfiati	OEL	Open-ended lines
Tappi	T	Connectors

QUESTO DOCUMENTO CONTIENE INFORMAZIONI E DATI RISERVATI DI PROPRIETÀ O NELL'USO DI ENI SPA CHE TUTELERÀ, IN CASO DI VIOLAZIONE, I PROPRI DIRITTI IN TUTTE LE SEDI. NE SONO VIETATI LA DIVULGAZIONE E L'USO PER SCOPI DIVERSI DA QUELLI CONSENTITI E PER I QUALI SONO STATI TRASMESSI, A MENO DI PREVENTIVO CONSENSO SCRITTO DI ENI SPA.

THIS DOCUMENT CONTAINS CONFIDENTIAL INFORMATION AND DATA OWNED OR USED BY ENI SPA., WHICH, IN CASE OF VIOLATION, WILL PROTECT ITS RIGHTS AT ANY OF ITS PREMISES. THE PRESENT INFORMATION IS NEITHER TO BE SPREAD TO THIRD PARTIES NOR TO BE USED FOR PURPOSES OTHER THAN THOSE AUTHORISED AND FOR WHICH IT HAS BEEN DISCLOSED, UNLESS ENI SPA GIVES ITS PRIOR WRITTEN CONSENT.



Tabella 2-6: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni secondo l'approccio "Average Emission Factor"

TABLE 2-4. OIL AND GAS PRODUCTION OPERATIONS AVERAGE EMISSION FACTORS (kg/hr/source)

Equipment Type	Service ^a	Emission Factor (kg/hr/source) ^b
Valves	Gas	4.5E-03
	Heavy Oil	8.4E-06
	Light Oil	2.5E-03
	Water/Oil	9.8E-05
Pump seals	Gas	2.4E-03
	Heavy Oil	NA
	Light Oil	1.3E-02
	Water/Oil	2.4E-05
Others ^c	Gas	8.8E-03
	Heavy Oil	3.2E-05
	Light Oil	7.5E-03
	Water/Oil	1.4E-02
Connectors	Gas	2.0E-04
	Heavy Oil	7.5E-06
	Light Oil	2.1E-04
	Water/Oil	1.1E-04
Flanges	Gas	3.9E-04
	Heavy Oil	3.9E-07
	Light Oil	1.1E-04
	Water/Oil	2.9E-06
Open-ended lines	Gas	2.0E-03
	Heavy Oil	1.4E-04
	Light Oil	1.4E-03
	Water/Oil	2.5E-04

Per il calcolo è necessario che ciascuna sorgente di emissione censita venga classificata in base alle tipologie di sorgenti e al fluido di processo (Gas, Heavy Oil, Light Oil, Water/Oil) indicati in Tabella 2-6.

2.4.2 Approccio "EPA Correlation"

Nel caso di attività di monitoraggio eseguita con analizzatore FID, il protocollo di riferimento suddivide le misure (in termini di concentrazione di ppm) in:

- Valori di concentrazione pari a zero (assenza di emissioni)
- Valori superiori ad una soglia definita solitamente dal fondo scala dello strumento (detti anche "Over Range", OR)
- Valori compresi tra i due precedenti.

Come nell'approccio "Average Emission Factor" la corrispondenza tra tipologie di dispositivi censiti e dispositivi indicati in EPA [1] è riportata in Tabella 2-5.

In caso di assenza di emissione rilevata, la metodologia prevede comunque di associare un valore seppur basso di emissione chiamato "Default-zero" (Tabella 2-7).



Tabella 2-7: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione pari a zero (secondo l'approccio "EPA Correlation")

TABLE 2-12. DEFAULT-ZERO VALUES: PETROLEUM INDUSTRY

Equipment type/service	Default-zero emission rates ^{a,b} (kg/hr/source)
Valves/all	7.8E-06
Pump seals/all	2.4E-05
Others ^c /all	4.0E-06
Connectors/all	7.5E-06
Flanges/all	3.1E-07
Open-ended lines/all	2.0E-06

Il valore di OR, in riferimento alle caratteristiche dello strumento, è stato fissato a 10.000 ppm. Per tutte le sorgenti la cui misura strumentale ha fornito valori superiori a 10.000 ppm, il dato di emissione da associare segue quanto riportato nella colonna "10.000 ppm pegged emission rate" della Tabella 2-8.

Tabella 2-8: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione superiori alla soglia, "Over Range" (secondo l'approccio "EPA Correlation")

TABLE 2-14. 10,000 ppmv and 100,000 PPMV SCREENING VALUE PEGGED EMISSION RATES FOR THE PETROLEUM INDUSTRY

Equipment type/service	10,000 ppmv pegged emission rate (kg/hr/source) ^{a,b}	100,000 ppmv pegged emission rate (kg/hr/source) ^a
Valves/all	0.064	0.140
Pump seals/all	0.074	0.160 ^c
Others ^d /all	0.073	0.110
Connectors/all	0.028	0.030
Flanges/all	0.085	0.084
Open-ended lines/all	0.030	0.079

Per valori di concentrazione compresi tra zero e 10.000 ppm, il protocollo prevede un'equazione di correlazione che è funzione del valore misurato e di costanti associate alla tipologia di sorgente (Tabella 2-9, SV: valore di concentrazione misurato in ppm).



Tabella 2-9: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione compresi tra zero ed il valore di soglia (secondo l'approccio "EPA Correlation"). Nel calcolo di correlazione il termine (SV) rappresenta il valore di concentrazione misurato in ppm

TABLE 2-10. PETROLEUM INDUSTRY LEAK RATE/SCREENING VALUE CORRELATIONS^a

Equipment type/service	Correlation ^{b, c}
Valves/all	Leak rate (kg/hr) = $2.29E-06 \times (SV)^{0.746}$
Pump seals/all	Leak rate (kg/hr) = $5.03E-05 \times (SV)^{0.610}$
Others ^d	Leak rate (kg/hr) = $1.36E-05 \times (SV)^{0.589}$
Connectors/all	Leak rate (kg/hr) = $1.53E-06 \times (SV)^{0.735}$
Flanges/all	Leak rate (kg/hr) = $4.61E-06 \times (SV)^{0.703}$
Open-ended lines/all	Leak rate (kg/hr) = $2.20E-06 \times (SV)^{0.704}$

2.4.3 Approccio "Alternative leak/no leak emission factor"

La tecnologia OGI è riportata tra le tecniche di identificazione delle perdite di idrocarburi volatili [3]. La termocamera OGI filtra la radiazione IR di assorbimento nell'intervallo spettrale (3,2 – 3,4 µm) che include la maggior parte degli idrocarburi e l'eventuale perdita è visibile sullo schermo della termocamera.

Per il calcolo della stima, si associa un fattore di emissione sulla base dell'identificazione o meno della perdita (Leak / No Leak) ed in funzione del tipo di sorgente. La Tabella 2.10 citata in [3] e derivata da documentazione API, fornisce i fattori di emissione in funzione della sensibilità della termocamera utilizzata (o "leak definition"). In mancanza di informazioni sulle caratteristiche della strumentazione, il documento di riferimento consiglia l'utilizzo dei fattori a 60g/h.

Tabella 2.10: Tabella di riferimento API [3]

equipment type	emission factor type	emission factors [g/h/source] for specified 'leak definition' (*)			
		3 g/h	6 g/h	30 g/h	60 g/h
valves	leak	55	73	140	200
	no-leak	0.019	0.043	0.17	0.27
pump, compressors	leak	140	160	310	350
	no-leak	0.096	0.13	0.59	0.75
flanges	leak	29	45	88	120
	no-leak	0.0026	0.0041	0.01	0.014
others	leak	56	75	150	210
	no-leak	0.007	0.014	0.051	0.081

QUESTO DOCUMENTO CONTIENE INFORMAZIONI E DATI RISERVATI DI PROPRIETÀ O NELL'USO DI ENI SPA CHE TUTELERÀ, IN CASO DI VIOLAZIONE, I PROPRI DIRITTI IN TUTTE LE SEDI. NE SONO VIETATI LA DIVULGAZIONE E L'USO PER SCOPI DIVERSI DA QUELLI CONSENTITI E PER I QUALI SONO STATI TRASMESSI, A MENO DI PREVENTIVO CONSENSO SCRITTO DI ENI SPA.

THIS DOCUMENT CONTAINS CONFIDENTIAL INFORMATION AND DATA OWNED OR USED BY ENI SPA., WHICH, IN CASE OF VIOLATION, WILL PROTECT ITS RIGHTS AT ANY OF ITS PREMISES. THE PRESENT INFORMATION IS NEITHER TO BE SPREAD TO THIRD PARTIES NOR TO BE USED FOR PURPOSES OTHER THAN THOSE AUTHORISED AND FOR WHICH IT HAS BEEN DISCLOSED, UNLESS ENI SPA GIVES ITS PRIOR WRITTEN CONSENT.



(*) Questi fattori sono relativi ad emissione di composti organici totali (TOC), compresi i non-VOC, come il metano e l'etano.

La Tabella 2.11 mostra la corrispondenza tra le tipologie di sorgenti assegnate a potenziali fonti di emissioni fuggitive e quelle utilizzate per l'attribuzione dei fattori di emissione "Leak/No Leak" secondo CCAC [3].

Tabella 2.11: Corrispondenza tra tipologie di sorgenti e dispositivi indicati in API [3]

Tipologia di sorgente	Codice	Classificazione dispositivi API
Valvole	V	Valves
Accoppiamenti flangiati valvole	AFmV, AFvV, AFvV2	Flanges
Flange	F	Flanges
Conessioni	CN	Others
Accoppiamenti filettati valvole	CNmV, CNvV, CNvV2	Others
Valvole di sicurezza	Vs	Others
Strumenti	Vi	Others
Pompe	P	Pumps, compressors
Compressori	C	Pumps, compressors
Livelli	L	Others
Sfiati	OEL	Others
Tappi	T	Others



2.4.4 Emissioni di metano

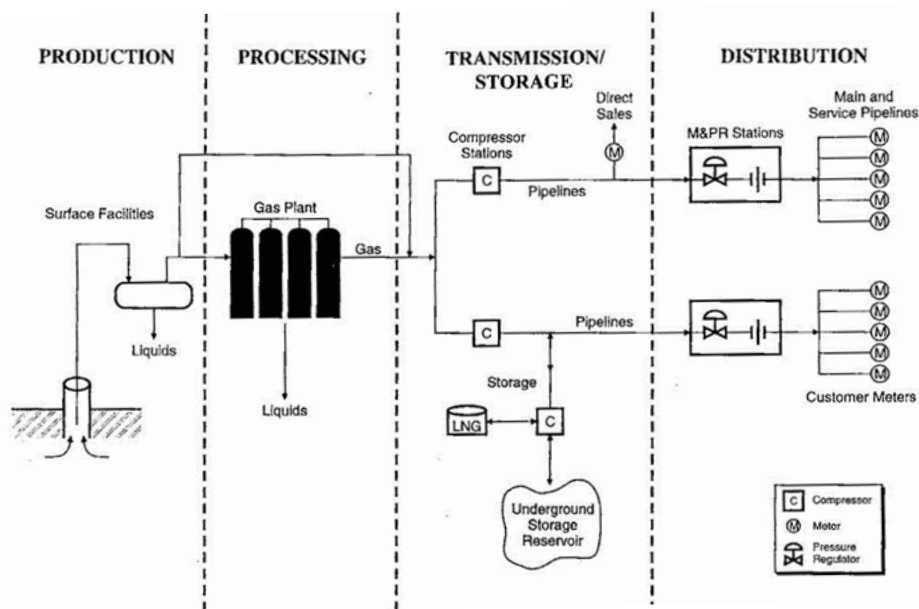
Le emissioni di TOC possono essere convertite in emissioni di metano moltiplicando per la composizione percentuale di metano presente nello stream. Qualora tale valore non fosse noto, in accordo con [3], è possibile riferirsi ad una composizione media di metano divisa per segmento industriale come riportato nella seguente tabella.

Tabella 2-12: Composizione di metano predefinita (CCAC) 1

Settore industriale	Composizione di CH ₄ media
Production	78,8%
Processing	86,8%
Transmission/Storage	93,4%
Distribution	93,4%

Per meglio comprendere il significato della tabella precedente, la Figura 2-2 definisce i limiti di competenza di ogni singolo segmento industriale.

Figura 2-2: Definizione dei segmenti industriali Oil & Gas secondo CCAC [3]



¹ See [3], Table 2.5: Default GRI/EPA Methane Composition, from API – Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry. August 2009. Table E-4 page E-6

QUESTO DOCUMENTO CONTIENE INFORMAZIONI E DATI RISERVATI DI PROPRIETÀ O NELL'USO DI ENI SPA CHE TUTELERÀ, IN CASO DI VIOLAZIONE, I PROPRI DIRITTI IN TUTTE LE SEDI. NE SONO VIETATI LA DIVULGAZIONE E L'USO PER SCOPI DIVERSI DA QUELLI CONSENTITI E PER I QUALI SONO STATI TRASMESSI, A MENO DI PREVENTIVO CONSENSO SCRITTO DI ENI SPA.

THIS DOCUMENT CONTAINS CONFIDENTIAL INFORMATION AND DATA OWNED OR USED BY ENI SPA., WHICH, IN CASE OF VIOLATION, WILL PROTECT ITS RIGHTS AT ANY OF ITS PREMISES. THE PRESENT INFORMATION IS NEITHER TO BE SPREAD TO THIRD PARTIES NOR TO BE USED FOR PURPOSES OTHER THAN THOSE AUTHORISED AND FOR WHICH IT HAS BEEN DISCLOSED, UNLESS ENI SPA GIVES ITS PRIOR WRITTEN CONSENT.



Per quanto riguarda la Piattaforma Clara NW, la composizione media di metano è stata ricavata utilizzando un'analisi gascromatografica svolta su un campione di Fuel gas e riportata di seguito in Tabella 2-13 [6].

Tabella 2-13: Composizione centesimale del campione di Fuel gas espresso in percentuale molare [5]

Composto	% mol
OSSIGENO	0,00
AZOTO	0,59
ANIDRIDE CARBONICA	0,00
IDROGENO SOLFORATO	0,00
METANO	99,36
ETANO	<0,06
PROPANO	<0,06
iso-BUTANO	<0,06
n-BUTANO	<0,06
neo-PENTANO	<0,06
iso-PENTANO	<0,06
n-PENTANO	<0,06
ESANO	<0,06
EPTANO	<0,06
OTTANO	<0,06
IDROCARBURI SUPERIORI (C9+)	<0,06
BENZENE	<0,06

La composizione espressa in percentuale molare è stata convertita in percentuale in peso e la frazione di metano calcolata sulla quota parte di composti organici totali (da metano ad ottani+).

Come si evince dalla Tabella 2-14 la frazione di metano risultante è pari al 100%.



Tabella 2-14: Composizione centesimale della quota parte di composti organici totali (TOC) in percentuale in peso

Composto	% peso
METANO	100,00%
ETANO	0,00%
PROPANO	0,00%
iso-BUTANO	0,00%
n-BUTANO	0,00%
neo-PENTANO	0,00%
iso-PENTANO	0,00%
n-PENTANO	0,00%
ESANO	0,00%
EPTANO	0,00%
OTTANO	0,00%
IDROCARBURI SUPERIORI (C9+)	0,00%
	100,0%

La frazione di metano risulta pari al 100%, pertanto le stime di emissione di metano sono uguali a quelle di TOC.



3 Risultati

I risultati sono espressi in termini di ton/anno di emissioni di composti organici totali (TOC) e metano secondo le due metodologie presentate.

In un'ottica di continuo miglioramento e nella definizione di un programma di manutenzione, un altro dato importante è la soglia di concentrazione per gli interventi manutentivi. Si è concordato con il committente di definire come soglia per l'intervento manutentivo il valore di 5.000 ppm misurato con analizzatore FID.

3.1 Calcolo emissioni secondo l'approccio "Average Emission Factor"

L'approccio "Average Emission Factor" non tiene conto delle misure in campo, ma la stima si basa sul solo censimento. A ciascun punto di emissione individuato tramite il censimento viene associato un fattore medio di emissione (riportato in [1]) che, moltiplicato per le ore di funzionamento, consente di ottenere la stima annua. La stima di emissione annua dell'impianto è quindi la somma di tali valori.

Il valore di emissione totale di TOC per la Piattaforma Clara NW risulta essere pari a **38,7 ton/anno di TOC (=metano)**.

La suddivisione per stream e tipologia di sorgente è riportata in Tabella 3-1 e Figura 3-1.

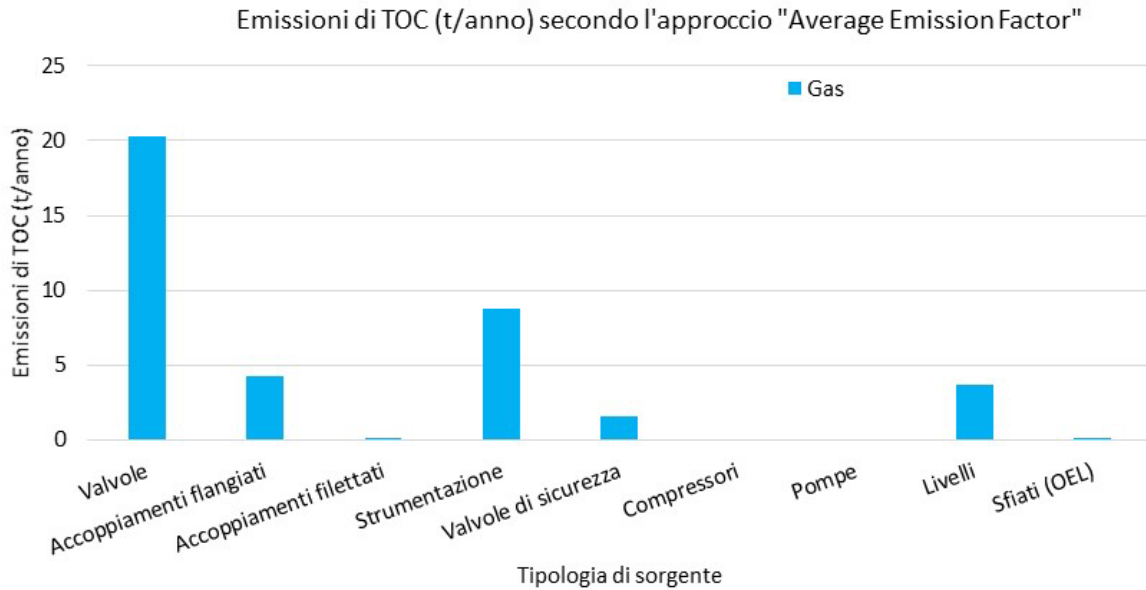
Tabella 3-1: Distribuzione delle emissioni di TOC (ton/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" suddivise per stream e tipologia di sorgente

Tipologia di sorgente	Complessivo	Gas	Light Oil	Heavy Oil	Water/Oil
Valvole	20,3	20,3	0,0	0,0	0,0
Accoppiamenti flangiati	4,2	4,2	0,0	0,0	0,0
Accoppiamenti filettati	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Strumentazione	8,7	8,7	0,0	0,0	0,0
Valvole di sicurezza	1,6	1,6	0,0	0,0	0,0
Compressori	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pompe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Livelli	3,7	3,7	0,0	0,0	0,0
Sfiati (OEL)	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Totale	38,7	38,7	0,0	0,0	0,0
Percentuale (%)		100,0 %	0,0% %	0,0 %	0,0 %



Sulla base dei dati di letteratura e della distribuzione delle tipologie di possibili sorgenti, il contributo maggiore (75,1%) proviene da valvole e strumentazione.

Figura 3-1: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream e tipologia di sorgente



Il valore annuo stimato di emissione convertito in Unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a 57.500 scm/anno di TOC (=metano).



3.2 Calcolo emissioni con il metodo misto

Tale approccio, a differenza del precedente, considera le informazioni di processo delle linee d'interesse assieme ai dati acquisiti durante l'attività in campo in termini di:

- dati di concentrazione di eventuali perdite di TOC, in ppm misurati con analizzatore portatile FID;
- identificazione visiva della perdita, leak/no leak, nel caso di monitoraggio con termocamera OGI.

Il metodo si basa sulla seguente casistica per cui le sorgenti di emissione possono essere state:

- misurate con il FID: pertanto la quantità di TOC emessi viene calcolata con il coefficiente di correlazione EPA [1] (vedi paragrafo 2.4.2)
- monitorate con termocamera OGI: la quantità di TOC emessi viene calcolata sulla base di una tabella API di conversione [3] (vedi paragrafo 2.4.3)
- non monitorate (es: flange coibentate): pertanto la quantità di TOC emessi viene calcolata con l'approccio "Average Emission Factor" (vedi paragrafo 2.4.1).

I valori calcolati con i tre differenti approcci sono sommati per ottenere la stima annua di TOC emessi dall'impianto oggetto del monitoraggio.

Sulla base del metodo misto il valore di emissione di TOC totale risulta essere pari a **3,8 ton/anno di TOC (=metano)**.

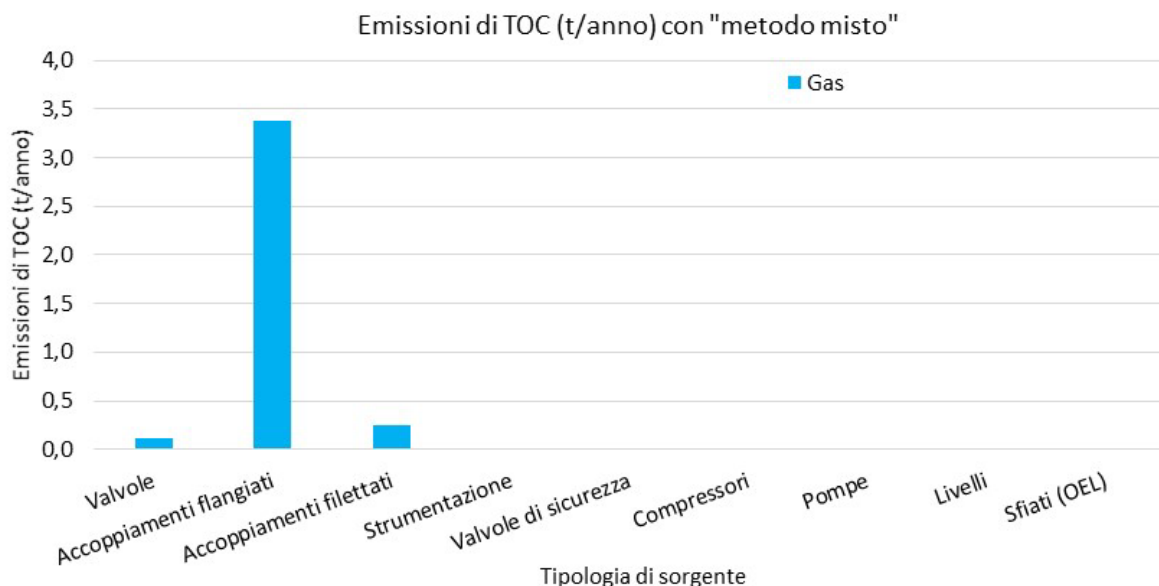
La suddivisione per stream e tipologia di sorgente è riportata in Tabella 3-2 e Figura 3-2.



Tabella 3-2: Distribuzione delle emissioni di TOC (ton/anno) secondo il metodo misto suddivise per stream e tipologia di sorgente dopo il monitoraggio

Tipologia di sorgente	Complessivo	Gas	Light Oil	Heavy Oil	Water/Oil
Valvole	0,11	0,11	0,00	0,00	0,00
Accoppiamenti flangiati	3,37	3,37	0,00	0,00	0,00
Accoppiamenti filettati	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00
Strumentazione	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00
Valvole di sicurezza	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Compressori	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pompe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Livelli	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sfiati (OEL)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Totale	3,8	3,8	0,0	0,0	0,0
Percentuale (%)		100,0	0,0	0,0	0,0

Figura 3-2: Distribuzione delle emissioni di TOC (ton/anno) secondo metodo misto per stream e tipologia di sorgente



Il valore stimato con il presente metodo convertito in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a **5600 scm/anno di TOC (=metano)**.

QUESTO DOCUMENTO CONTIENE INFORMAZIONI E DATI RISERVATI DI PROPRIETÀ O NELL'USO DI ENI SPA CHE TUTELERÀ, IN CASO DI VIOLAZIONE, I PROPRI DIRITTI IN TUTTE LE SEDI. NE SONO VIETATI LA DIVULGAZIONE E L'USO PER SCOPI DIVERSI DA QUELLI CONSENTITI E PER I QUALI SONO STATI TRASMESSI, A MENO DI PREVENTIVO CONSENSO SCRITTO DI ENI SPA.

THIS DOCUMENT CONTAINS CONFIDENTIAL INFORMATION AND DATA OWNED OR USED BY ENI SPA., WHICH, IN CASE OF VIOLATION, WILL PROTECT ITS RIGHTS AT ANY OF ITS PREMISES. THE PRESENT INFORMATION IS NEITHER TO BE SPREAD TO THIRD PARTIES NOR TO BE USED FOR PURPOSES OTHER THAN THOSE AUTHORISED AND FOR WHICH IT HAS BEEN DISCLOSED, UNLESS ENI SPA GIVES ITS PRIOR WRITTEN CONSENT.



3.3 Distribuzione delle sorgenti di emissione

Nel corso dell'attività di monitoraggio sono state rilevate **3 perdite** con analizzatore FID con valore superiore alla soglia concordata di 5.000 ppm.

Il monitoraggio con analizzatore FID ha inoltre identificato altre cinque (5) sorgenti di emissione con una distribuzione secondo gli intervalli di concentrazione riportati in Tabella 3-3.

Tabella 3-3: Numero dei dispositivi con perdita inferiore al valore di soglia, suddivisi per intervalli di concentrazione (ppm) di perdita rilevata

n° sorgenti di emissione	Intervallo di concentrazione (ppm)
5	10-4999

Sul resto dei dispositivi monitorati sono state rilevate perdite inferiori a 10 ppm.

Nella tabella seguente (Tabella 3-4) si riporta la perdita identificata con dettaglio dell'area di interesse, P&ID, tipologia di sorgente, codice database, codice dell'etichetta applicata al dispositivo in campo, metodologia di identificazione ed eventuale riparazione.

Tabella 3-4: Elenco delle perdite identificate

Unità di Processo	P&ID	Tipologia di sorgente	Codice Database	Etichetta	Metodologia di identificazione	Riparazione
100	056500BPFM10152	Connessione	CN1	1897	Sniffing	NO
100	056500BPFM10152	Stelo valvola	V25	1898	Sniffing	NO
470	056500BPFM10169	Flangia	F3	1899	Sniffing	NO



3.4 Distribuzione delle emissioni

La Tabella 3-5, Figura 3-3 e Figura 3-4 riportano la distribuzione del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni. Si evidenzia che il contributo maggiore, pari al 89,3%, è da attribuire alle sorgenti per le quali non è stato possibile effettuare il monitoraggio (49,5 % delle sorgenti) per le quali è stato utilizzato il fattore moltiplicativo dell'approccio "Average Emission Factor", che risulta essere più conservativo. Seguono con un contributo pari al 7,5% le tre sorgenti per le quali sono state evidenziate perdite.

Tabella 3-5: Distribuzione del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)

Categorie	N° sorgenti di emissione		Emissioni di TOC	
	N.	%	(ton/anno)	%
0-9 ppm (FID)	958	48,4	0,04	1,1
10-4999 ppm (FID)	5	0,3	0,02	0,5
>5000 (FID)	3	0,2	0,28	7,5
Non monitorate	981	49,5	3,35	89,3
No leak (OGI)	32	1,6	0,06	1,6
Totale	1979	100	3,8	100,0



Figura 3-3: Distribuzione percentuale del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)

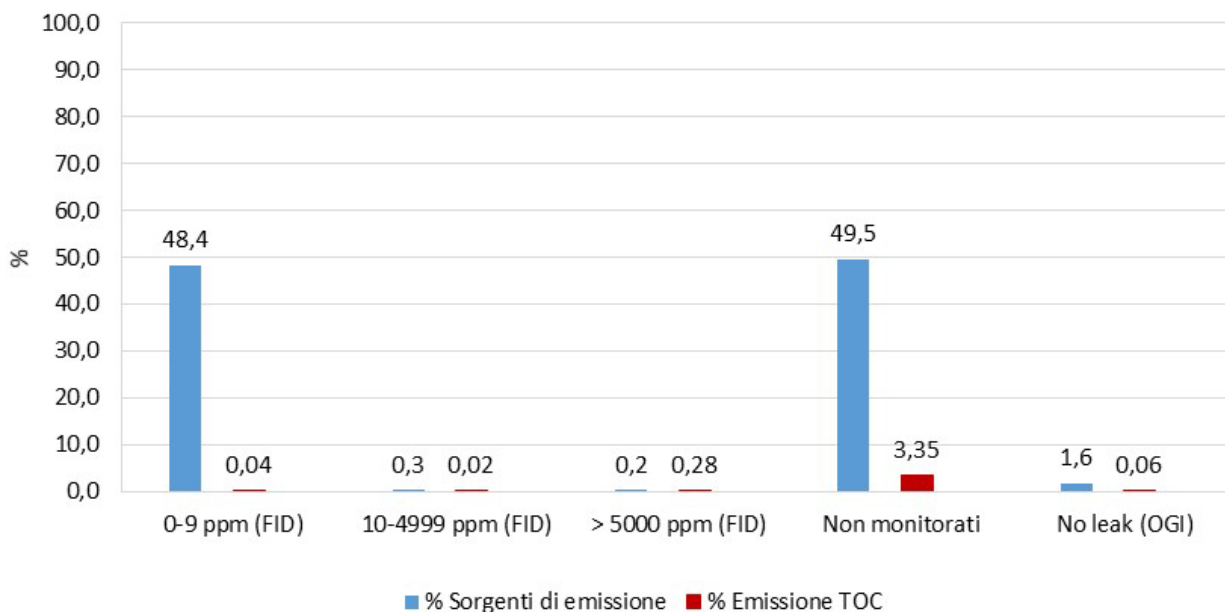
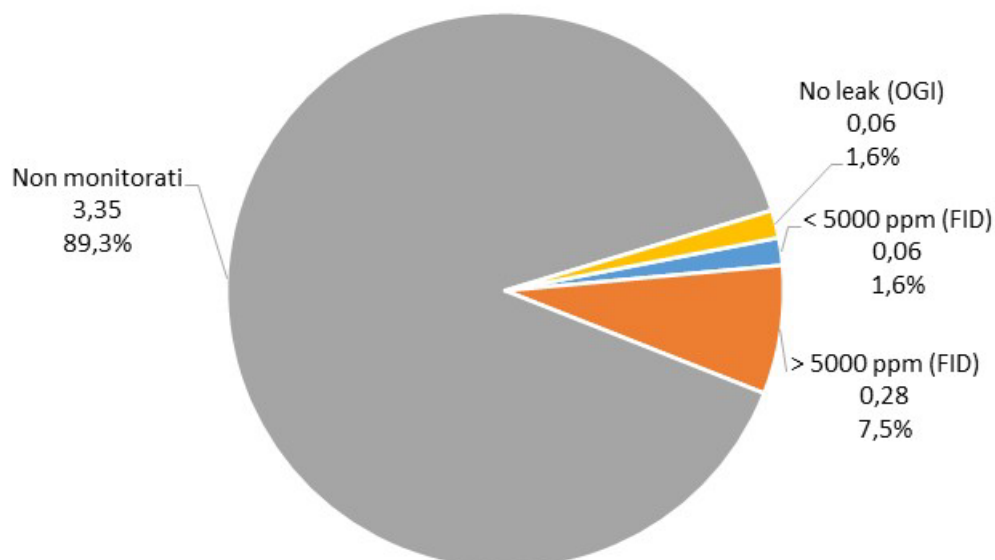


Figura 3-4: Distribuzione e contributo alla stima delle emissioni (TOC)



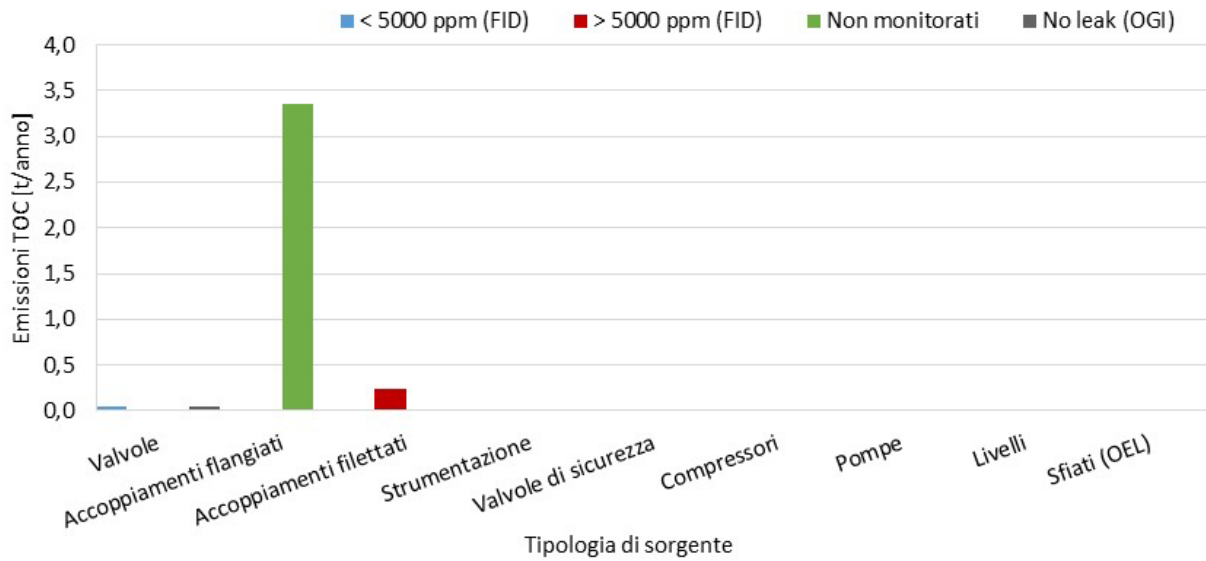
QUESTO DOCUMENTO CONTIENE INFORMAZIONI E DATI RISERVATI DI PROPRIETÀ O NELL'USO DI ENI SPA CHE TUTELERÀ, IN CASO DI VIOLAZIONE, I PROPRI DIRITTI IN TUTTE LE SEDI. NE SONO VIETATI LA DIVULGAZIONE E L'USO PER SCOPI DIVERSI DA QUELLI CONSENTITI E PER I QUALI SONO STATI TRASMESSI, A MENO DI PREVENTIVO CONSENSO SCRITTO DI ENI SPA.

THIS DOCUMENT CONTAINS CONFIDENTIAL INFORMATION AND DATA OWNED OR USED BY ENI SPA., WHICH, IN CASE OF VIOLATION, WILL PROTECT ITS RIGHTS AT ANY OF ITS PREMISES. THE PRESENT INFORMATION IS NEITHER TO BE SPREAD TO THIRD PARTIES NOR TO BE USED FOR PURPOSES OTHER THAN THOSE AUTHORISED AND FOR WHICH IT HAS BEEN DISCLOSED, UNLESS ENI SPA GIVES ITS PRIOR WRITTEN CONSENT.



Inoltre in Figura 3-5 è riportata la suddivisione del contributo alle emissioni di TOC per tipologia di sorgente.

Figura 3-5: Suddivisione delle emissioni (TOC) per tipologia di sorgente



QUESTO DOCUMENTO CONTIENE INFORMAZIONI E DATI RISERVATI DI PROPRIETÀ O NELL'USO DI ENI SPA CHE TUTELERÀ, IN CASO DI VIOLAZIONE, I PROPRI DIRITTI IN TUTTE LE SEDI. NE SONO VIETATI LA DIVULGAZIONE E L'USO PER SCOPI DIVERSI DA QUELLI CONSENTITI E PER I QUALI SONO STATI TRASMESSI, A MENO DI PREVENTIVO CONSENSO SCRITTO DI ENI SPA.

THIS DOCUMENT CONTAINS CONFIDENTIAL INFORMATION AND DATA OWNED OR USED BY ENI SPA., WHICH, IN CASE OF VIOLATION, WILL PROTECT ITS RIGHTS AT ANY OF ITS PREMISES. THE PRESENT INFORMATION IS NEITHER TO BE SPREAD TO THIRD PARTIES NOR TO BE USED FOR PURPOSES OTHER THAN THOSE AUTHORISED AND FOR WHICH IT HAS BEEN DISCLOSED, UNLESS ENI SPA GIVES ITS PRIOR WRITTEN CONSENT.



4 Conclusioni

La stima delle emissioni fuggitive presso la Piattaforma Clara NW, in termini di composti organici totali (TOC) e metano (CH₄), è stata in primo luogo calcolata basandosi sul censimento di tutte le possibili fonti di emissione ed eseguendo una stima basata sull'approccio "Average Emission Factor".

Tabella 4-1: Stima delle emissioni fuggitive basata sull'approccio "Average Emission Factor"

Stima delle emissioni fuggitive basata sull'approccio "Average Emission Factor"	
TOC = CH ₄ [ton/anno]	TOC = CH ₄ [scm/anno]
38,7	57.500

La campagna di monitoraggio con FID ha permesso di identificare le maggiori sorgenti di emissioni e di fornire una stima più rappresentativa delle emissioni basandosi sul "metodo misto".

Tabella 4-2: Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto"

Stima delle emissioni fuggitive basata sul "metodo misto"	
TOC = CH ₄ [ton/anno]	TOC = CH ₄ [scm/anno]
3,8	5600

Confrontando le stime ottenute con le due metodologie, si ottengono le seguenti riduzioni:

Tabella 4-3: Riduzione delle emissioni: "metodo misto" e "average emission factor"

Riduzione delle emissioni fuggitive totali confrontando "Metodo misto" vs. Approccio "Average emission factor"	
TOC = CH ₄	
[ton/anno]	%
-34,9	-90



Durante l'attività di monitoraggio sono state identificate **3 perdite** con analizzatore FID.

L'eventuale riparazione delle 3 perdite consentirebbe una riduzione delle emissioni con un valore complessivo finale di **3,5 ton/anno di TOC (=metano)** che può essere quantificata come segue:

Tabella 4-4: Riduzioni delle emissioni dopo riparazione

Riduzione delle emissioni fuggitive totali risultanti dalla riparazione delle perdite	
TOC = CH ₄	
[ton/anno]	%
-0,3	-8

L'istogramma in Figura 4-1 fornisce un confronto immediato tra il valore di emissione calcolato con l'approccio "Average Emission Factor", il metodo misto ed il metodo misto con riparazione della perdita.

Figura 4-1: Confronto delle stime di emissione di metano (espresso in ton/anno) secondo le due metodologie ("Average Emission Factor", "misto" e post manutenzione totale)

