






Cliente  <b>STOGIT</b>  <b>SNAM RETE GAS</b>	Progettista 	Commessa <b>P-1434</b>	Unità <b>00</b>
	Località <b>ALFONSINE (RA)</b>	Doc. N. <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	Progetto <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	Foglio <b>1 di 25</b>	Rev. <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

**DOCUMENTO DI RIFERIMENTO**  
**0128-00-BGRV-12539**




**ALLEGATO Punto n.10.7**

## Emissioni di Metano

<b>Cliente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> P-1434	<b>Unità</b> 00
	<b>Località</b> ALFONSINE (RA)	<b>Doc. N.</b> APS	LRT-0000-003
	<b>Progetto</b> CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE	<b>Foglio</b> 2 di 25	<b>Rev.</b> 00
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

## INDICE

<b>1.</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>PROGETTO STOGIT</b>	<b>4</b>
<b>3.</b>	<b>DESCRIZIONE DELLA CENTRALE DI STOCCAGGIO GAS IN FASE DI ESERCIZIO (FASE 2)</b>	<b>6</b>
3.1	AREA IMPIANTI	9
3.2	AREA FABBRICATI	10
3.3	STRADE E PAVIMENTAZIONI	10
<b>4.</b>	<b>INDIVIDUAZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO NEGLI IMPIANTI DI STOCCAGGIO GAS E METODOLOGIA DI STIMA</b>	<b>10</b>
4.1	METODOLOGIA DI STIMA	11
4.1.1	EMISSIONI PUNTUALI (VENT OPERATIVI)	11
4.1.2	EMISSIONI FUGGITIVE E PNEUMATICHE	14
4.1.3	EMISSIONI DOVUTE A COMBUSTIONE INCOMPLETA	16
<b>5.</b>	<b>STIMA DELLE EMISSIONI ANNUE DI METANO</b>	<b>19</b>
5.1	VENT OPERATIVI	19
5.2	EMISSIONI FUGGITIVE	20
5.3	EMISSIONI PNEUMATICHE E PER COMBUSTIONE INCOMPLETA	21
5.4	EMISSIONI TOTALI DI METANO	22
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>23</b>
<b>7.</b>	<b>MISURE DI MITIGAZIONE E AZIONI COMPENSATIVE</b>	<b>25</b>

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>3 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

## 1. PREMESSA



Il presente documento costituisce la documentazione integrativa relativa alla richiesta al punto 10.7 avanzata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale per le Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali, con nota Nota Prot. 0002356/CTVA del 27 Giugno 2016, nell'ambito della procedura di VIA – “*Concessione Alfonsine Stoccaggio – Nuovo impianto di stoccaggio gas di Alfonsine (RA)*”, da realizzarsi tra i territori comunali di Alfonsine (RA) e di Lugo (RA).

### RISPOSTA AL PUNTO 10.7 – EMISSIONI DI METANO

*“Al Capitolo 7 del Quadro Progettuale (Interventi di riduzione degli impatti) viene richiamata l'installazione di apparecchiature di recupero per ridurre al minimo tecnico inevitabile le emissioni di metano dall'impianto: trattandosi di un gas significativamente climalterante (potenziale di riscaldamento globale pari a 21 volte quello della CO2), si chiede di produrre una stima delle eventuali emissioni fuggitive e/o convogliate di gas naturale e di prevedere eventuali azioni compensative”.*

Il documento è strutturato nei seguenti capitoli:

- Capitolo 2: si riportano le principali informazioni del progetto Stogit;
- Capitolo 3: è sinteticamente descritta la futura Centrale di Stoccaggio nella configurazione prevista per la Fase di Esercizio (Fase 2);
- Capitolo 4: sono identificate le tipologie emissive considerate nello studio e la rispettiva metodologia di stima utilizzata;
- Capitolo 5: sono riportati i valori stimati delle emissioni di metano totali, per tipologia di emissione e per area impiantistica (compressione e trattamento);
- Capitolo 6: sono descritte le misure di mitigazione;
- Capitolo 7: sono riassunti i contenuti dedotti dallo studio.

<b>Cliente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>4 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

## 2. PROGETTO STOGIT

La Concessione di stoccaggio di gas denominata “Alfonsine Stoccaggio”, di cui STOGIT è titolare al 100%, è situata nella pianura padana, si estende su una superficie di circa 85,88 km<sup>2</sup> ed interessa i Comuni di Alfonsine, Lugo, Fusignano e Bagnacavallo, in Provincia di Ravenna nonché una piccola porzione del Comune di Ravenna.

L'intervento a progetto è finalizzato alla conversione del campo di Alfonsine a campo di stoccaggio di gas naturale.

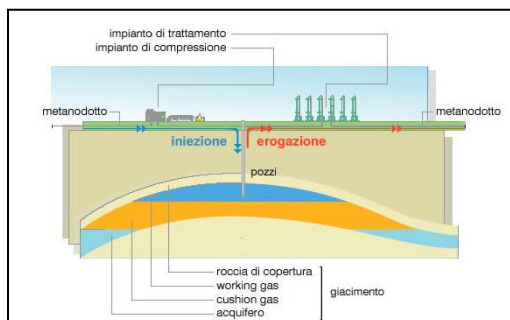
Il servizio di stoccaggio consisterà nel comprimere/stoccare il gas naturale, proveniente dalla Rete di distribuzione nazionale (SRG), nel giacimento di stoccaggio e successivamente di erogarlo quando richiesto dai clienti.

La fase di stoccaggio del gas sarà effettuata tramite l'impianto di compressione gas, mentre la fase di erogazione sarà eseguita tramite l'impianto di trattamento.



Le aree degli impianti di compressione e trattamento ospitano apparecchiature di processo e di servizio necessarie all'attività. Il funzionamento degli stoccaggi è connesso al servizio di trasporto del gas naturale e pertanto deve anche contribuire al bilanciamento della rete nazionale al fine di garantire la sicurezza del sistema stesso, con oscillazioni indotte dalle variazioni di pressione della rete e soggetto alle relative variazioni di esercizio (anche all'interno della stessa giornata). Normalmente la compressione in giacimento del gas naturale avviene nel periodo primavera – estate, mentre l'erogazione del gas naturale stoccato ed il suo trattamento, per la riconsegna nella Rete di distribuzione nazionale, viene eseguito nel periodo autunno – inverno, quando la domanda di gas per gli usi residenziali, influenzata dalle condizioni meteorologiche, è più elevata.

Il Campo di stoccaggio sarà costituito da:

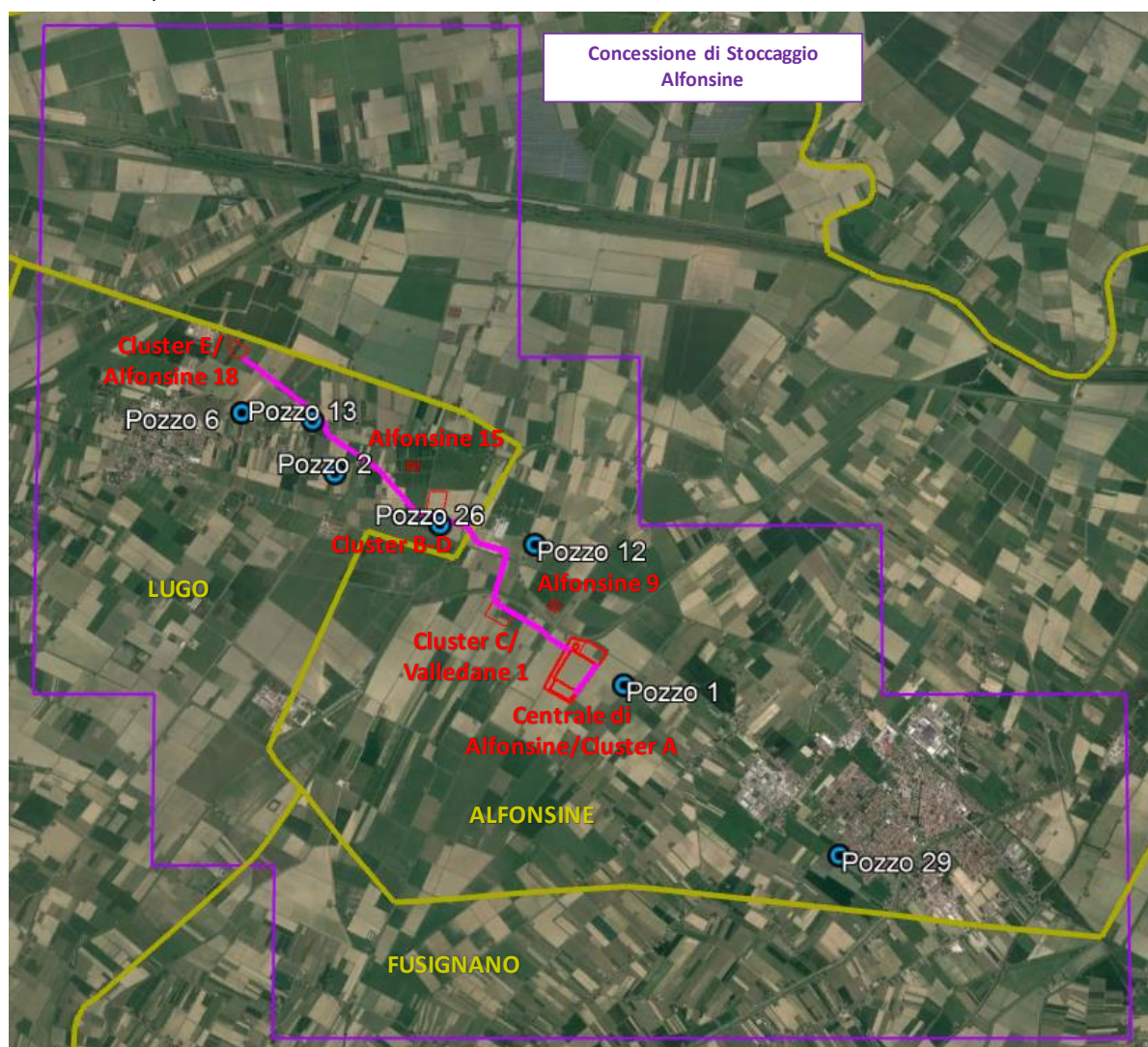
- una Centrale di stoccaggio gas naturale, costituita da Unità di compressione per l'iniezione nei pozzi di stoccaggio del gas naturale proveniente dalla rete nazionale di trasporto Snam Rete Gas (SRG) e da Unità di trattamento necessaria per rendere il gas erogato dai pozzi conforme alle specifiche di vendita. Completeranno la Centrale le unità di servizi necessarie al funzionamento della stessa;
- No. 4 Aree Cluster comprendenti complessivamente No. 20 pozzi di stoccaggio (di cui No. 19 di nuova realizzazione), connessi all'area di Centrale mediante condotte di adduzione.



**Figura 2.1: Schema Tipo Attività di Stoccaggio Gas**

Cliente  	Progettista 	Commessa P-1434	Unità 00
	Località ALFONSINE (RA)	Doc. N. APS	LRT-0000-003
	Progetto CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE	Foglio 5 di 25	Rev. 00
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

La seguente Figura mostra l'ubicazione della Centrale di stoccaggio gas in progetto, dei Cluster, denominati "A", "B-D", "C" ed "E", delle Aree pozzo di monitoraggio (No.9, No.15, No.18 e Valledane 1) e dei pozzi esistenti da chiudere minerariamente (No.1, No.2, No.6, No.12, No.13, No.26 e No.29).






**Figura 2.2: Progetto Stogit – Localizzazione Aree di Intervento**

La realizzazione ed il funzionamento della Centrale saranno caratterizzati da due distinte fasi, le quali non avranno esercizio contemporaneo:

- Fase 1: relativa ad un impianto di potenzialità ridotta, finalizzato ad ottenere le necessarie informazioni al fine di ottimizzare l'impianto definitivo;
- Fase 2: relativa all'impianto completo.

La stima delle emissioni di gas naturale è stata effettuata considerando la centrale in Fase 2 (assetto definitivo).

Cliente  	Progettista 	Commessa P-1434	Unità 00
	Località ALFONSINE (RA)	Doc. N. APS	LRT-0000-003
	Progetto CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE	Foglio 6 di 25	Rev. 00
N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539			

### 3. DESCRIZIONE DELLA CENTRALE DI STOCCAGGIO GAS IN FASE DI ESERCIZIO (FASE 2)

La Centrale di stoccaggio gas in progetto, in fase di esercizio (Fase 2), si estenderà su di una superficie di circa 11,5 ha.

Ciascuna area è a sua volta costituita da:

- area impianti;
- area fabbricati;
- strade e pavimentazioni.

Di seguito si riporta il layout dell'area di Centrale e, in Tabella 2.1, sono indicate le principali unità impiantistiche.

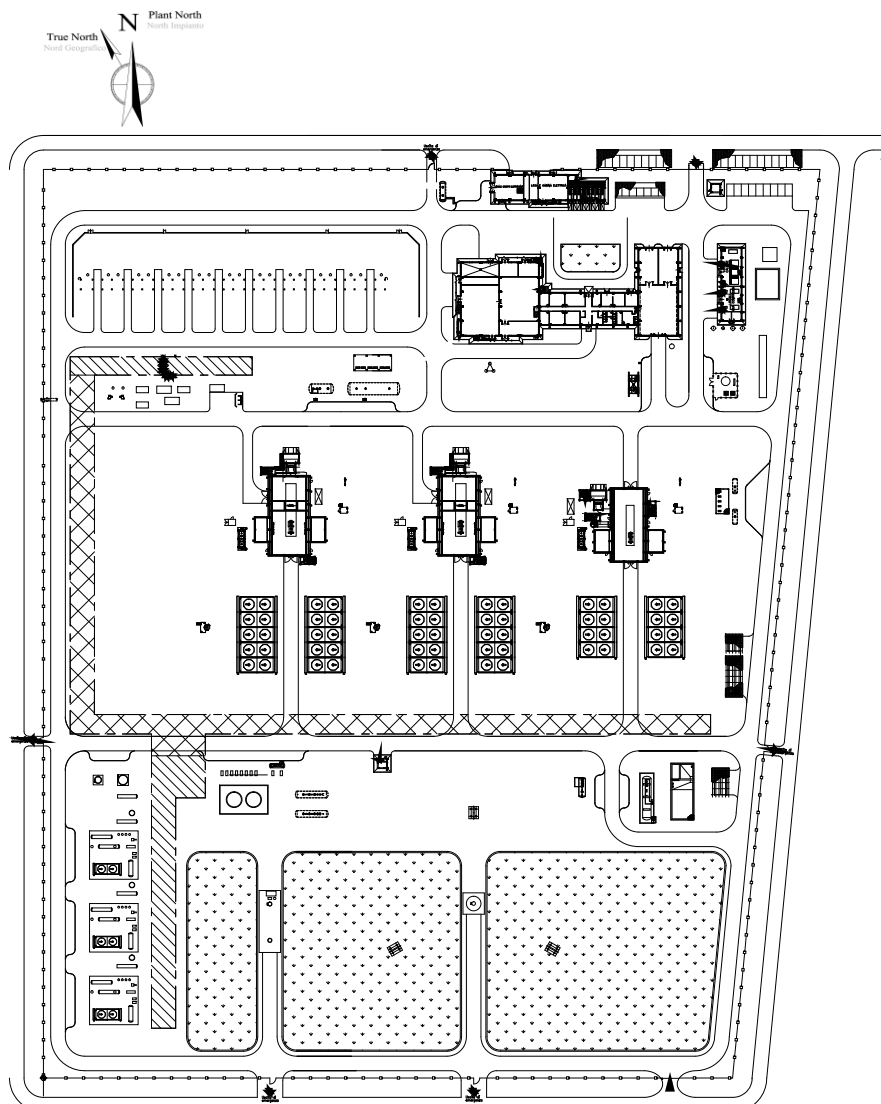







Figura 3.1: Layout della Centrale di stoccaggio gas di Alfonsine in esercizio (Fase 2)

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>7 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			


**Tabella 3.1: Unità Impiantistiche Centrale di stoccaggio gas di Alfonsine Fase di Esercizio**

UNITÀ DI PROCESSO/TIPOLOGIA	ITEM	DESCRIZIONE
<b>UNITA' 120 – INIEZIONE E STOCCAGGIO METANOLO</b>		
SERBATOI DI STOCCAGGIO ATM	120-0-TF-001	Serbatoio Stoccaggio Metanolo
MACCHINE ROTATIVE	120-0-PB-001 A/B/C	Pompe Iniezione Metanolo
<b>UNITA' 130 – FLOWLINE CLUSTERS-CENTRALE</b>		
	130-0-VL-001/002	Trappole mobili di lancio e ricezione
RECIPIENTI IN PRESSIONE	130-0-VS-001-020	Separatore testa pozzo
	130-0-VS-021	Separatore Centrale di Produzione
SCAMBIATORI	130-0-HA-001	Preriscaldamento gas a trattamento
<b>UNITA' 230 – CANDELA E BLOW DOWN</b>		
MACCHINE ROTATIVE	230-0-PH-001A/B	Pompa Scarico Condensati da 230-0-VN-001
	230-0-PH-002A/B	Pompa Scarico Condensati da 230-0-VN-002
	230-0-KD-001	Ventilatore ad aria
RECIPIENTI	230-0-VN-001	K.O. Drum Candela Fredda di Blow Down
	230-0-VN-002	K.O. Drum Torcia Calda di Riserva
PACKAGE	230-0-FD-004	Candela Fredda di Blow Down
	230-0-XX-001	Sistema Termodistruttore
	230-0-XY-001	Skid Riduzione Pressione
<b>UNITA' 310 - TRATTAMENTO</b>		
COLONNE	310-1-VJ-001	Colonna di disidratazione
	310-2-VJ-001	Colonna di disidratazione
	310-3-VJ-001	Colonna di disidratazione
PACKAGE	310-0-XZ-001	Sistema di Misura Fiscale
SCAMBIATORI	310-1-HA-001	Scambiatore TEG/Gas
	310-2-HA-001	Scambiatore TEG/Gas
	310-3-HA-001	Scambiatore TEG/Gas
<b>UNITA' 360 - COMPRESIONE</b>		
MACCHINE ROTATIVE	360-1-MT-001	Turbina a gas
	360-2-MT-001	Turbina a gas
	360-3-MT-001	Turbina a gas
	360-1-KA-001	Compressore Centrifugo 1° Stadio
	360-1-KA-002	Compressore Centrifugo 2° Stadio
	360-2-KA-001	Compressore Centrifugo 1° Stadio
	360-2-KA-002	Compressore Centrifugo 2° Stadio
	360-3-KA-001	Compressore Centrifugo 1° Stadio
	360-3-KA-002	Compressore Centrifugo 2° Stadio
RECIPIENTI IN PRESSIONE	360-1-CZ-001	Filtro Gas Principale
	360-2-CZ-001	Filtro Gas Principale
	360-3-CZ-001	Filtro Gas Principale
AIR COOLERS	360-1-HC-001	Refrigeranti Gas 1° Stadio
	360-1-HC-002	Refrigeranti Gas 2° Stadio
	360-2-HC-001	Refrigeranti Gas 1° Stadio
	360-2-HC-002	Refrigeranti Gas 2° Stadio
	360-3-HC-001	Refrigeranti Gas 1° Stadio
	360-3-HC-002	Refrigeranti Gas 2° Stadio
<b>UNITA' 380 – SISTEMA DI RIGENERAZIONE TEG</b>		
PACKAGE	380-1-XX-001	Package Rigenerazione TEG Treno 1

Cliente  	Progettista 	Commessa <b>P-1434</b>	Unità <b>00</b>
	Località <b>ALFONSINE (RA)</b>	Doc. N. <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	Progetto <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	Foglio <b>8 di 25</b>	Rev. <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

UNITÀ DI PROCESSO/TIPOLOGIA	ITEM	DESCRIZIONE
	380-2-XX-001	Package Rigenerazione TEG Treno 2
	380-3-XX-001	Package Rigenerazione TEG Treno 3
MACCHINE ROTATIVE	380-0-PA-001A/B	Pompe di Reimmissione TEG
	380-0-PA-002A/B	Pompe TEG di Reintegro
	380-1/2/3-PB-003A/B	Pompe TEG Rigenerato
SERBATOI	380-0-TA-001	Serbatoio TEG di Drenaggio
	380-0-TF-002	Serbatoio TEG di Reintegro
	380-0-TA-003	Serbatoio TEG Rigenerato
<b>UNITA- 410 – PRODUZIONE ACQUA CALDA</b>		
SCAMBIATORI	410-0-HA-001	Scambiatore ad Olio Diatermico
RECIPIENTI IN PRESSIONE	410-0-CL-001	Filtro Gas
PACKAGE	410-0-XX-001	Sistema Produzione e Distribuzione Acqua Calda
	410-0-XY-001	Skid riduzione pressione 3 Barg
	410-0-XY-002	Skid riduzione pressione 0,40 Barg
	410-0-XZ-001	Sistema di misura fiscale gas caldaie
	410-0-XZ-002	Sistema di misura fiscale gas combustibile + stripping a Unità 380
<b>UNITA' 420 – SISTEMA GAS COMBUSTIBILE</b>		
PACKAGE	420-0-XZ-001	Sistema misura fiscale gas combustibile TC-1/TC-2/TC-3
RECIPIENTI IN PRESSIONE	420-0-CL-001A/B	Filtri Gas Combustibile
	420-1-CL-001	Filtro Gas Combustibile Treno 1
	420-2-CL-001	Filtro Gas Combustibile Treno 2
	420-3-CL-001	Filtro Gas Combustibile Treno 3
	420-1-HA-001	Preriscaldatore gas Combustibile Treno 1
	420-2-HA-001	Preriscaldatore gas Combustibile Treno 2
	420-3-HA-001	Preriscaldatore gas Combustibile Treno 3
<b>UNITA' 460 – ARIA COMPRESSA</b>		
PACKAGE	460-0-XY-001	Sistema di Produzione Aria Compressa
	460-0-XY-002	Sistema Essiccamento Aria
RECIPIENTI IN PRESSIONE	460-0-VA-001	Serbatoio Centrale Aria Strumenti
	460-0-VA-002	Serbatoio Aria Strumenti per ESD
	460-0-VA-003	Serbatoio Aria Servizi
	460-0-VA-004	Serbatoio Aria Strumenti Flow Line
<b>UNITA' 480 – GENERAZIONE ENERGETICA ELETTRICA DI EMERGENZA</b>		
SERBATOIO DI STOCCAGGIO ATM	480-0-VA-001	Serbatoio di Stoccaggio Gasolio Motogeneratore
PACKAGE	480-0-XZ-001	Motogeneratore
<b>UNITA' 510 – ACQUE DA SMALTIRE</b>		
MACCHINE ROTATIVE	510-0-PH-001A/B	Pompe Acqua Metanolata
SERBATOI	510-0-VA-001	Serbatoio Acqua Metanolata
	510-0-TF-001	Serbatoio Acque di Strato
<b>UNITA' 540 – ACQUE METEORICHE</b>		
SERBATOI	540-0-TH-001	Vasca Raccolta Acqua di Prima Pioggia
	540-0-VA-001	Serbatoio Acqua di Prima Pioggia
MACCHINE ROTATIVE	540-0-PS-001A/B	Pompe Sommerse Acque Meteoriche
	540-0-PS-002	Pompa svuotamento vasca



<b>Cliente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>9 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			




UNITÀ DI PROCESSO/TIPOLOGIA	ITEM	DESCRIZIONE
MISCELLANEA	540-0-MZ-001	Paratia motorizzata
<b>UNITA' 550 – DRENAGGI</b>		
SERBATOI	550-0-VA-001	Serbatoio Acque Reflue Industriali Centrale
MACCHINE ROTATIVE	550-0-PH-001	Pompa Svuotamento Acque Reflue Industriali Centrale
<b>UNITA' 600 – GAS INERTE</b>		
PACKAGE	600-0-XX-001	Sistema Gas Inerte
<b>UNITA' 640 – STOCCAGGIO OLIO TURBOGRUPPI</b>		
	640-0-PC-001	Pompa Scaricamento Autobotti
	640-0-PC-002A/B	Pompe Caricamento Casse Olio di Lubrificazione
	640-0-PC-003	Pompa Scaricamento Casse Olio di Lubrificazione
	640-0-PC-004	Pompa Caricamento Autobotti
SERBATOI DI STOCCAGGIO ATM	640-0-VA-001	Serbatoio Olio di Lubrificazione
	640-0-VA-002	Serbatoio Olio di Recupero
RECIPIENTI IN PRESSIONE	640-0-CL-001	Filtro Olio di Recupero
PACKAGE	640-0-XZ-001	Package Casse Olio/TC-1
	640-0-XZ-002	Package Casse Olio/TC-2
	640-0-XZ-003	Package Casse Olio/TC-3
<b>UNITA' 730 – SISTEMA ANTINCENDIO</b>		
	730-0-XX-001	Package Sistema Antincendio
	730-0-TC-001	Vasca Acqua Antincendio

### 3.1 AREA IMPIANTI

Nell'area impianti della Centrale di stoccaggio gas sono installati i Turbocompressori (TC), i Separatori di testa pozzo posti su ogni condotta di erogazione dai pozzi con relativa valvola di controllo di portata/pressione, il Separatore di produzione, l'Unità per il trattamento del gas e le Unità di servizi necessarie per il loro funzionamento. Nell'area è prevista anche la realizzazione del piping di Centrale completo di tutte le necessarie valvole.

I principali impianti e sistemi installati sono:

- Unità 360: unità di compressione, costituita da No. 3 turbocompressori (TC) equipaggiati con compressori centrifughi, ad alta prevalenza, a doppio stadio di compressione interrefrigerato, azionati da turbine di potenza alimentate a gas, di cui No. 1 TC di taglia 30 MW, No. 1 TC di taglia 25 MW e No. 1 TC di taglia 12 MW;
- Unità 420: sistema gas combustibile;
- Unità 640: sistema di stoccaggio olio dei turbogruppi;
- Unità 130: Separatori di testa pozzo, Separatore di produzione e Collettori e sistema di misura fiscale;
- Unità 120: sistema di stoccaggio e iniezione Metanolo;
- Unità 310: unità di trattamento per la disidratazione del gas naturale erogato dai pozzi, costituita da No. 3 colonne di assorbimento funzionanti con glicole trietilenico (TEG);
- Unità 380: sistema di rigenerazione TEG;
- Unità 230: sistema di Blow-down e Candela;

Cliente  	Progettista 	Commessa P-1434	Unità 00
	Località ALFONSINE (RA)	Doc. N. APS	LRT-0000-003
	Progetto CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE	Foglio 10 di 25	Rev. 00
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

- Unità 410: sistema di produzione e distribuzione acqua calda;
- Unità 540: sistema raccolta acque meteoriche;
- Unità 510: sistema raccolta drenaggi chiusi;
- Unità 550: sistema raccolta drenaggi aperti
- Unità 460: sistema di aria compressa;
- Unità 600: sistema gas inerte;
- Unità 480: sistema di generazione energia elettrica di emergenza.

### 3.2 AREA FABBRICATI

Nell'area fabbricati della Centrale di stoccaggio gas, ubicata a distanza di sicurezza dalla relativa area impianti, saranno realizzati i seguenti edifici:

- Fabbricato Principale, comprendente uffici, sala quadri/controllo, officina e magazzino, sala misure e teletrasmissione;
- Fabbricato Caldaie, comprendente il locale caldaie e il locale aria compressa;
- Fabbricato Cabina Elettrica, comprendente il locale trasformatori e il locale gruppo elettrogeno, locale contatori, locale cabina ENEL, locale cabina elettrica.

### 3.3 STRADE E PAVIMENTAZIONI

In ogni Centrale, la rete stradale collegherà l'accesso alle Unità con i fabbricati e le aree impianti. Sono previsti inoltre camminamenti pavimentati di larghezza adeguata per accedere alle zone di manutenzione e alle aree di manovra presenti.

## 4. INDIVIDUAZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO NEGLI IMPIANTI DI STOCCAGGIO GAS E METODOLOGIA DI STIMA

L'esercizio ordinario degli impianti di stoccaggio gas comporta in entrambe le fasi operative di compressione/stoccaggio e di trattamento/erogazione il rilascio in atmosfera di gas naturale.



I rilasci in atmosfera di gas naturale possono essere suddivisi per tipologia impiantistica da cui provengono e per tipologia di emissioni.

In particolare, le due fasi principali sono:

- Impianti di Compressione;
- Impianti di Trattamento.

mentre, in termini generali, le tipologie emissive sono riconducibili a quattro classi distinte:

- emissioni puntuali (operative – sfiati), riconducibili a scarichi in atmosfera conseguenti a rilasci "intenzionali" quali, ad esempio, quelli per manutenzione programmata, vent operativi o depressurizzazioni di emergenza;
- emissioni fuggitive, dovute a perdite e/o trafiletti "fisiologici" (cioè propri del sistema impiantistico e quindi non intenzionali) dalle tenute, quali valvole, flange, connessioni e dalle cosiddette "open-ended lines" o "blow down valve", ossia tutte le sedi delle valvole di cui un

Cliente  	Progettista 	Commessa <b>P-1434</b>	Unità <b>00</b>
	Località <b>ALFONSINE (RA)</b>	Doc. N. <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	Progetto <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	Foglio <b>11 di 25</b>	Rev. <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

lato è a contatto con l'atmosfera, in condizioni di pressurizzazione statica e/o dinamica degli impianti stessi;

- emissioni pneumatiche, derivanti da apparecchiature di regolazione – tipicamente valvole attuate a gas e comandate a distanza, mediante scarico di gas compresso. Le emissioni pneumatiche, a differenza delle emissioni fuggitive ed analogamente alle emissioni puntuali, sono non contemporanee, ma localizzate nello spazio in un numero limitato di sorgenti di emissione e contenute nel tempo, si possono quindi considerare come eventi isolati a bassa frequenza temporale;
- emissioni dovute a combustione incompleta, conseguenti all'effettiva efficienza di combustione nelle apparecchiature.

#### 4.1 METODOLOGIA DI STIMA

La stima dell'entità delle emissioni di gas naturale risulta quanto mai complessa e difficile considerato il numero di impianti, intrinsecamente soggetti a perdite e quindi ad emissioni, in cui transita il gas naturale all'interno delle infrastrutture del campo di stoccaggio – aree compressione e trattamento della centrale prima di arrivare alla propria destinazione finale.

Ne consegue quindi che le emissioni di gas naturale non possono essere misurate in continuo, pertanto vengono stimate in modo indiretto attraverso collaudate metodologie statistiche, internazionalmente riconosciute, che tengano conto della specifica tipologia impiantistico-gestionale del settore.

La stima delle emissioni di gas naturale viene sviluppata considerando singolarmente il contributo delle varie classi per tipologia di emissione e per tipologia impiantistica che determina le perdite e sommando successivamente i vari contributi.

Nei paragrafi seguenti si esplicitano le modalità di stima delle emissioni con specifico riferimento alle caratteristiche delle infrastrutture della Concessione Alfonsine Stoccaggio – emissioni puntuali, fuggitive, pneumatiche e dovute a combustione incompleta.

##### 4.1.1 EMISSIONI PUNTUALI (VENT OPERATIVI)




La stima dell'entità delle emissioni puntuali viene effettuata sulla base della volumetria degli impianti e/o delle parti di impianto che possono essere interessati da depressurizzazione per manutenzione (ordinaria e/o straordinaria), tarature, vent operativi (emissioni per operazioni di lancio turbina, lavaggio turbina e compressore) e vent di emergenza.

Il volume emesso viene quindi calcolato ipotizzando che venga scaricata una quantità di gas contenuta in un determinato volume geometrico convertendo tale valore in Sm<sup>3</sup> secondo l'espressione

$$V_s = V_G K T v_0$$

dove:

- $V_s$  = volume del gas in Sm<sup>3</sup> (a 15 °C e 1.01325 bar);
- $V_G$  = volume geometrico delle parti di impianto che vengono depressurizzate, in m<sup>3</sup>;
- $K T v_0$  = coefficiente per la misura volumetrica funzione di pressione, temperatura e fattore di compressibilità del gas metano, calcolabile come:

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>12 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

$$KT_{Vo} = (P_{\text{assoluta iniziale}} \times T_{\text{riferimento}} \times Z_{\text{riferimento}}) / (P_{\text{riferimento}} \times T_{\text{iniziale}} \times Z_{\text{iniziale}})$$

dove:

$P_{\text{assoluta iniziale}}$  del gas espressa in bar;

$T_{\text{riferimento}} = 288,15 \text{ °K}$ ;

$Z_{\text{riferimento}} = 0,997$ ;

$P_{\text{riferimento}} = 1 \text{ bar}$ ;

$T_{\text{iniziale}}$  del gas espressa in K

$Z_{\text{iniziale}} = 0,889$




A differenza delle emissioni fuggitive, le emissioni puntuali sono non contemporanee, ma localizzate nello spazio in un numero limitato di sorgenti di emissione e contenute nel tempo, si possono quindi considerare come eventi isolati a bassa frequenza temporale.

In particolare, la depressurizzazione non contemporanea degli impianti, completa o parziale, di specifici settori nella concessione è effettuata per interventi funzionali d'esercizio e per manutenzione degli impianti. La frequenza media dei vent operativi di centrale, nelle normali condizioni d'esercizio, riguarda settori indipendenti e non la totalità dell'impianto.

Nella seguente tabella si riportano, per entrambe le fasi di funzionamento della Centrale (Trattamento/Erogazione e Compressione/Iniezione) e per linea operativa/sezione d'impianto, i volumi geometrici da depressurizzare tramite Candela, la temperatura iniziale e la pressione assoluta iniziale di depressurizzazione.




**Tabella 4.1: Volumi geometrici depressurizzati tramite Candela, valori di Pressione iniziale e Temperatura Iniziale di depressurizzazione**

Fase Operativa	Linee Operative / Settori d'Impianto	Volume Geometrico [m3]	Pressione Assoluta Iniziale [bar]	Temperatura Iniziale [K]
Trattamento/Erogazione	130-0-VS-021 / SEPARATORE CENTRALE DI PRODUZIONE	117	82,5	257
	310-1-VJ-001 & 310-1-HA-001 / COLONNA DI DISIDRATAZIONE & SCAMBIATORE TEG/GAS 1° TRENO	33,2	81	268
	310-2-VJ-001 & 310-2-HA-001 / COLONNA DI DISIDRATAZIONE & SCAMBIATORE TEG/GAS 2° TRENO	33,2	81	268
	310-3-VJ-001 & 310-3-HA-001 / COLONNA DI DISIDRATAZIONE & SCAMBIATORE TEG/GAS 3° TRENO	33,2	81	268
Compressione/Iniezione	360-1-KA-001 / COMPRESSORE 1° STADIO 1° TRENO	1,6	62	268

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>13 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

Fase Operativa	Linee Operative / Settori d'Impianto	Volume Geometrico [m3]	Pressione Assoluta Iniziale [bar]	Temperatura Iniziale [K]
	360-1-KA-002 / COMPRESSORE 2° STADIO 1° TRENO	1,6	114	268
	420-1-CL-001 & 420-1-HA-001 / FILTRO GAS COMBUSTIBILE & PRERISCALDATORE GAS COMBUSTIBILE 1° TRENO	15	28	268
	360-1-HC-001 / REFRIGERANTE GAS 1° STADIO 1° TRENO	15	81	268
	360-1-HC-002 / REFRIGERANTE GAS 2° STADIO 1° TRENO	15	148	268
	360-1-CZ-001 / FILTRO GAS PRINCIPALE 1° TRENO	2,6	43,5	268
	360-2-KA-001 / COMPRESSORE 1° STADIO 2° TRENO	1,6	62	268
	360-2-KA-002 / COMPRESSORE 2° STADIO 2° TRENO	1,6	114	268
	420-2-CL-001 & 420-2-HA-001 / FILTRO GAS COMBUSTIBILE & PRERISCALDATORE GAS COMBUSTIBILE 2° TRENO	15	28	268
	360-2-HC-001 / REFRIGERANTE GAS 1° STADIO 2° TRENO	15	81	268
	360-2-HC-002 / REFRIGERANTE GAS 2° STADIO 2° TRENO	15	148	268
	360-2-CZ-001 / FILTRO GAS PRINCIPALE 2° TRENO	2,6	43,5	268
	360-3-KA-001 / COMPRESSORE 1° STADIO 3° TRENO	1,6	62	268
	360-3-KA-002 / COMPRESSORE 2° STADIO 3° TRENO	1,6	114	268
	420-3-CL-001 & 420-3-HA-001 / FILTRO GAS COMBUSTIBILE & PRERISCALDATORE GAS COMBUSTIBILE 3° TRENO	15	28	268
	360-3-HC-001 / REFRIGERANTE GAS 1° STADIO 3° TRENO	15	81	268
	360-3-HC-002 / REFRIGERANTE GAS 2° STADIO 3° TRENO	15	148	268
	360-3-CZ-001 / FILTRO GAS PRINCIPALE 3° TRENO	2,6	43,5	268

Nel capitolo 5.1.1 sono riportati i volumi di metano emessi in atmosfera, calcolati tramite la formula sopra indicata, per ciascun volume geometrico depressurizzato.

<b>Cliente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>14 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

#### 4.1.2 EMISSIONI FUGGITIVE E PNEUMATICHE

L'entità delle emissioni fuggitive e pneumatiche viene stimata in modo indiretto attraverso metodologie basate su una valutazione statistica del sistema gas.

In particolare, Stogit utilizza, adattandola alla specifica realtà impiantistica di interesse, con il supporto di misure in campo, la metodologia elaborata dal Gas Research Institute (GRI) in collaborazione con l'US Environmental Protection Agency (EPA).

Tale metodologia di calcolo è in linea con il documento europeo "*Methodology for estimation of methane emissions in the gas industry – 14.04.05*" redatto nell'ambito del Marcogaz, associazione tecnica europea delle industrie del gas.

L'entità delle emissioni viene quindi stimata in modo indiretto attraverso la valutazione statistica di due specifici fattori:

- il fattore di attività (AF) – detto anche consistenza impiantistica – definito come la numerosità di ciascun elemento (componente) degli impianti della Centrale preposti allo stoccaggio e/o all'erogazione (valvole, flange, connessioni, ecc.) che potrebbe dar luogo, in modalità non intenzionale, ad emissioni e/o dispersioni di metano in atmosfera. Il fattore di attività è un numero puro;
- il fattore di emissione (EF), il quale, per ciascuna componente impiantistica, esprime il volume medio di metano per unità di tempo – generalmente l'anno – disperso in atmosfera, considerando quindi l'evento come costante sull'intervallo temporale di riferimento. Un fattore di emissione viene tipicamente espresso in Sm<sup>3</sup>/anno/n per quegli elementi del sistema gas che presentano perdite di gas naturale.

L'entità complessiva delle emissioni fuggitive viene quindi stimata sulla base della consistenza impiantistica delle Aree di Compressione e Trattamento, moltiplicata per i relativi fattori di emissione, attraverso la relazione:

$$\sum_n(AF*EF)_n$$



La stima dell'entità delle emissioni fuggitive e pneumatiche risulta quindi conservativa in quanto prescinde dalla effettiva efficienza della singola componente impiantistica in oggetto.

##### 4.1.2.1 FATTORI DI ATTIVITÀ

La definizione dei fattori di attività prevede una fase di inventario delle diverse tipologie impiantistiche (sorgenti di emissione quali ad esempio valvole, flange, connessioni e valvole di sicurezza).

Per tali componenti devono essere segnalati il numero di ore di funzionamento nell'arco di tempo di interesse (normalmente un anno) e il tipo di servizio (fluido trattato).

Sono state quindi individuate le componenti impiantistiche previste nel progetto che possono dar origine a emissioni fuggitive, quindi tutte le apparecchiature in cui vengono uniformemente movimentati idrocarburi.

Cliente  	Progettista 	Commessa <b>P-1434</b>	Unità <b>00</b>
	Località <b>ALFONSINE (RA)</b>	Doc. N. <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	Progetto <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	Foglio <b>15 di 25</b>	Rev. <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

Nella seguente tabella è riportato il numero delle componenti impiantistiche, potenziali sorgenti di emissioni fuggitive, distinte per tipologia, individuate tramite analisi dei P&ID “Piping and Instrumentation Diagram of Process” di progetto della futura Centrale in Fase 2.

Il numero di componenti è stato censito per ciascuna tipologia sia in fase di compressione che in fase di trattamento.

**Tabella 4.2: Emissioni Fuggitive – Fattori di Attività**

FUGGITIVE	Valvole	Valvole Controllo Posizionatori	Connessioni	Valvole di Sicurezza	Valvole Vent di Macchine e di Centrale	Vent Minori Piccoli
Area Compressione	726	51	828	35	28	5
Area Trattamento	1.426	63	1.210	63	49	3

Nella Centrale di Alfonsine, non saranno presenti valvole attuate con gas naturale, per questa ragione non si avranno emissioni pneumatiche.



#### 4.1.2.2 FATTORI DI EMISSIONE

Il fattore di emissione viene definito come l'emissione media di gas naturale dispersa in atmosfera dal singolo elemento costituente il sistema gas, oppure dalla singola operazione verificatasi.

La seguente tabella riporta i fattori di emissione da utilizzare per la contabilizzazione delle emissioni fuggitive per i siti Stogit; tali fattori di emissione sono stati tratti dall' Allegato 1 “Fattori di emissioni di gas naturale – Aggiornamento del 22/12/2014 del documento “Emissioni di Gas Naturale e Metano” che costituisce l’istruzione operativa che regola la metodica, le modalità operative e la modulistica da utilizzare per la determinazione delle emissioni di gas naturale e metano del gruppo Snam.

**Tabella 4.3: Emissioni Fuggitive - Fattori di Emissione per tipologia di Sorgente**

Sorgenti di Emissioni Fuggitive	FdE	
	Valore	[u.m]
Valvole (VLV)	26,28	[GN Sm <sup>3</sup> /a]
Valvole Controllo (ctr VLV), regolatori	242,55	[GN Sm <sup>3</sup> /a]
Connessioni (CN)	4,45	[GN Sm <sup>3</sup> /a]
Piccoli OEL (small OEL)	339,56	[GN Sm <sup>3</sup> /a]
Valvole di sicurezza (PRVs)	187,98	[GN Sm <sup>3</sup> /a]
Valvole vent (Site BD OEL)	35611,49	[GN Sm <sup>3</sup> /a]
Valvole vent centrale bypassata (Site BD OEL bypass)	7948,99	[GN Sm <sup>3</sup> /a]
Valvole vent con compressore pressurizzato (BD OEL)	20,6	[GN l/m]
Valvole vent con compressore non pressurizzato (BD OEL)	103,3	[GN l/m]
Valvole vent (BDV Impianti Trattamento)	32560,92	[GN Sm <sup>3</sup> /a]
Note: - [GN Sm <sup>3</sup> /a]= metri cubi di Gas Naturale annui alle condizioni volumetriche di riferimento (15°C e 1,01325 bar); - [GN l/m]= litri di gas naturale al minuto		

<b>Cliente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>16 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

Si evidenzia che i fattori di emissione nella tabella di cui sopra sono espressi come quantità di Gas Naturale; per il calcolo delle emissioni di metano (Capitolo 5) sono stati quindi riparametrati alla percentuale di metano nel gas nei vari stream di processo.

Nella stima delle emissioni deve essere inoltre considerato il periodo annuo nel quale l'apparecchiatura permane in gas.

#### 4.1.3 EMISSIONI DOVUTE A COMBUSTIONE INCOMPLETA

Le emissioni in atmosfera dovute a combustione incompleta sono calcolate moltiplicando il consumo annuale di gas naturale per il fattore di emissione previsto dal Protocollo Eni di contabilizzazione emissioni, pari a 0,000000836 t/Sm<sup>3</sup>, per la percentuale di metano (CH<sub>4</sub>) pari a 88% e per una densità pari a 0,773 kg/Sm<sup>3</sup>.

$$V_{comb.inc.} = (0,0836 * V_{gas\ consumato}) / (88 * 0,773) [Sm^3]$$

Il calcolo dei consumi di gas metano è stato effettuato sia per la fase di compressione/iniezione che per la fase di trattamento/erogazione.

Le sorgenti di emissione dovute a combustione incompleta individuate in fase di compressione/iniezione sono:

- No. 1 Turbocompressore da 30 MW;
- No. 1 Turbocompressore da 25 MW;
- No. 1 Turbocompressore da 12 MW;
- No. 1 Caldaia da 2,5 MW.

Le sorgenti di emissione dovute a combustione incompleta individuate in fase di trattamento sono:



- No. 3 Caldaie da 2,5 MW (Unità 410 – Produzione di Acqua Calda);
- No. 3 rigeneratori TEG (Unità 380 – Rigenerazione);
- No.1 Termodistruttore dai servizio all'unità di rigenerazione.

Per il calcolo dei consumi, sono stati considerati gli scenari ipotizzati più simili a quello che sarà il funzionamento "reale" degli impianti in base alla curva iniettiva/erogativa del giacimento.

Nella seguente Tabella si riportano i valori dei volumi di consumo di gas naturale dei turbocompressori stimati considerando l'utilizzo delle singole macchine in base alle portate; per il calcolo sono state considerate le seguenti portate volumetriche orarie di fuel gas:

- 7.800 Sm<sup>3</sup>/h per il Turbocompressore da 30 MW;
- 6.590 Sm<sup>3</sup>/h per il Turbocompressore da 25 MW;
- 4.600 Sm<sup>3</sup>/h per il Turbocompressore da 12 MW.



<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>17 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

**Tabella 4.4: Fase di Compressione/iniezione (Unità 360): Stima dei Consumi di Gas Naturale per Combustione**

P.ti di funzionamento	Pressione di testa Pozzo [barg]	Macchine in funzione	Durata Giorni	Consumo [Sm3]
1	70	30MW	1	187.200
2	110	30MW	9	1.684.800
3	120	30MW+25MW	12	4.144.320
4	140	30MW+25MW+12MW	54	24.611.040
5	145	30MW	50	9.360.000
6	154	12MW	40	4.416.000

Il Fuel Gas totale annuo utilizzato per i turbocompressori è pari a 44.403.360 Sm<sup>3</sup>/a.

Per la caldaia in funzione per tutto il periodo di iniezione/compressione, di potenza pari a 2,5 MW, è previsto un consumo annuo di fuel gas pari a 1.107.552 Sm<sup>3</sup>/a.

La portata totale di fuel gas annua in fase di iniezione/compressione risulta quindi pari a 45.510.912 Sm<sup>3</sup>/anno.




Per quanto riguarda la fase di trattamento/erogazione, in base alla curva di erogazione e considerando un volume di giacimento di 1,960 MSm<sup>3</sup>, è stata divisa la fase di erogazione in 8 punti che seguono la curva erogativa massima teorica per le portate; in funzione dei valori di portata e del volume di svasso si sono così calcolati i tempi delle singole fasi ed è stato valutato il numero delle Caldaie (Unità 410) e dei rigeneratori TEG (Unità 380) in funzione.

Nelle seguenti tabelle si riportano i valori dei volumi di consumo di gas naturale per ognuno dei 8 punti di funzionamento e relativamente all'Unità 410 e all'Unità 380; per i calcoli sono stati considerati i seguenti valori:

- una portata di fuel gas per ciascuna caldaia pari a circa 278 Sm<sup>3</sup>/h tale da soddisfare il fabbisogno termico delle apparecchiature industriali;
- una portata di fuel gas per ciascun rigeneratore pari a 313 Sm<sup>3</sup>/h .

**Tabella 4.5: Fase di Trattamento (Unità 410 – Sistema Caldaie per la Produzione di Acqua Calda): Stima dei Consumi di Gas Naturale per Combustione**

p.ti di funzionamento	Pressioni di testa pozzo [barg]	Durata giorni	N° caldaie in funzione	Consumo [Sm3]
1	154->110	1	3	20.016
2	110->108	9	2	120.096
3	108->100	20	1	133.440,
4	100->90	12	1	80.064
5	90->88	20	1	133.440
6	88->85	24	1	160.128
7	85->78	30	1	200.160
8	78-70	35	1	233.520

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>18 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

**Tabella 4.6: Fase di Trattamento (Unità 380 – Unità di Rigenerazione TEG): Stima dei Consumi di Gas Naturale per Combustione**

p.ti di funzionamento	Pressioni di testa pozzo [barg]	Durata giorni	N° colonne/rigeneratori in funzione	Consumo [Sm3]
1	154->110	1	3	22.536
2	110->108	9	3	202.867
3	108->100	20	3	450.815
4	100->90	12	3	270.489
5	90->88	20	3	450.815
6	88->85	24	2	360.652
7	85->78	30	2	450.815
8	78-70	35	1	262.975

I valori di Fuel Gas totale annuo utilizzati per il sistema caldaie in fase di trattamento/erogazione e per i rigeneratori sono rispettivamente pari a 1.080.864 Sm<sup>3</sup>/a e 2.471.964 Sm<sup>3</sup>/a.

Il termodistruttore di servizio all'unità di rigenerazione è sempre funzionante; per il calcolo del volume di gas destinato a combustione sono state considerate le seguenti portate:




- portata di picco degli scarichi continui e discontinui proveniente dai rigeneratori stimata pari a 2,500 kg/h (si assumono 833,3 kg/h per rigeneratore);
- portata massima di fuel gas prelevato a monte del sistema di misura fiscale di alimentazione al termodistruttore stimata pari a 100 kg/h.

Nelle seguenti tabelle si riportano i valori dei volumi di gas naturale combusto, desunti seguendo le assunzioni sopra riportate, per ognuno dei 8 punti di funzionamento relativamente al termodistruttore.

**Tabella 4.7: Fase di Trattamento (Unità 230 - Termodistruttore): Stima del gas naturale destinato a combustione**

p.ti di funzionamento	Pressioni di testa pozzo [barg]	Durata giorni	N° colonne/rigeneratori in funzione	Gas Naturale destinato a combustione [Sm3]
1	154->110	1	3	53.182
2	110->108	9	3	478.636
3	108->100	20	3	1.063.636
4	100->90	12	3	638.182
5	90->88	20	3	1.063.636
6	88->85	24	2	850.909
7	85->78	30	2	1.063.636
8	78-70	35	1	620.455

Come deducibile dalla tabella di cui sopra, il valore annuo del gas naturale diretto in termodistruzione è risultato pari a 5.832.273 Sm<sup>3</sup>/anno.

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>19 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

Il Fuel Gas totale annuo utilizzato in fase di trattamento/erogazione, stimato come somma dei consumi relativi alle diverse fasi operative: produzione di acqua calda, rigenerazione e termodistruzione (Tabelle Sopra Riportate) è risultato par a 9.385.101 Sm<sup>3</sup>/a.

## 5. STIMA DELLE EMISSIONI ANNUE DI METANO



Con specifico riferimento al futuro esercizio della Concessione Alfonsine Stoccaggio sono riportate le stime annue delle emissioni di metano per tipologia di sorgente emissiva.

### 5.1 VENT OPERATIVI

La stima dell'entità delle emissioni puntuali, effettuata sulla base della volumetria degli impianti e/o delle parti di impianto che possono essere interessati da depressurizzazione per manutenzione (ordinaria e/o straordinaria), tarature, vent operativi (emissioni per operazioni di lancio turbina, lavaggio turbina e compressore) e vent di emergenza, effettuata secondo quanto descritto nel paragrafo 3.1.1, è riportata nella seguente tabella per le diverse linee Operative/Settori d'impianto.

**Tabella 5.1: Stima delle Emissioni Puntuali [Sm<sup>3</sup>]**

Fase Operativa	Linee Operative / Settori d'Impianto	Volume di Metano [Sm <sup>3</sup> ]
Trattamento/Erogazione	130-0-VS-021 / SEPARATORE CENTRALE DI PRODUZIONE	12.137,2
	310-1-VJ-001 & 310-1-HA-001 / COLONNA DI DISIDRATAZIONE & SCAMBIATORE TEG/GAS 1° TRENO	3.242,7
	310-2-VJ-001 & 310-2-HA-001 / COLONNA DI DISIDRATAZIONE & SCAMBIATORE TEG/GAS 2° TRENO	3.242,7
	310-3-VJ-001 & 310-3-HA-001 / COLONNA DI DISIDRATAZIONE & SCAMBIATORE TEG/GAS 3° TRENO	3.242,7
Compressione/Iniezione	360-1-KA-001 / COMPRESSORE 1° STADIO 1° TRENO	119,6
	360-1-KA-002 / COMPRESSORE 2° STADIO 1° TRENO	219,9
	420-1-CL-001 & 420-1-HA-001 / FILTRO GAS COMBUSTIBILE & PRERISCALDATORE GAS COMBUSTIBILE 1° TRENO	506,4
	360-1-HC-001 / REFRIGERANTE GAS 1° STADIO 1° TRENO	1.465,1
	360-1-HC-002 / REFRIGERANTE GAS 2° STADIO 1° TRENO	2.676,9
	360-1-CZ-001 / FILTRO GAS PRINCIPALE 1° TRENO	136,4
	360-2-KA-001 / COMPRESSORE 1°	119,6

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>20 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

Fase Operativa	Linee Operative / Settori d'Impianto	Volume di Metano [Sm <sup>3</sup> ]
	STADIO 2° TRENO	
	360-2-KA-002 / COMPRESSORE 2° STADIO 2° TRENO	219,9
	420-2-CL-001 & 420-2-HA-001 / FILTRO GAS COMBUSTIBILE & PRERISCALDATORE GAS COMBUSTIBILE 2° TRENO	506,4
	360-2-HC-001 / REFRIGERANTE GAS 1° STADIO 2° TRENO	1.465,1
	360-2-HC-002 / REFRIGERANTE GAS 2° STADIO 2° TRENO	2.676,9
	360-2-CZ-001 / FILTRO GAS PRINCIPALE 2° TRENO	136,4
	360-3-KA-001 / COMPRESSORE 1° STADIO 3° TRENO	119,6
	360-3-KA-002 / COMPRESSORE 2° STADIO 3° TRENO	219,9
	420-3-CL-001 & 420-3-HA-001 / FILTRO GAS COMBUSTIBILE & PRERISCALDATORE GAS COMBUSTIBILE 3° TRENO	506,4
	360-3-HC-001 / REFRIGERANTE GAS 1° STADIO 3° TRENO	1.465,1
	360-3-HC-002 / REFRIGERANTE GAS 2° STADIO 3° TRENO	2.676,9
	360-3-CZ-001 / FILTRO GAS PRINCIPALE 3° TRENO	136,4




Considerando la somma di tutti gli eventi di depressurizzazione distintamente per le due fasi di funzionamento della centrale; in fase di compressione/iniezione si stimano 15.373 Sm<sup>3</sup> emissioni puntuali di metano, in fase di erogazione/trattamento 21.865 Sm<sup>3</sup>.

## 5.2 EMISSIONI FUGGITIVE

Nella seguente tabella si riportano i valori in Sm<sup>3</sup> dei rilasci in atmosfera di metano per tipologia di sorgente, stimati secondo la metodologia descritta nel Paragrafo 4.1.2.

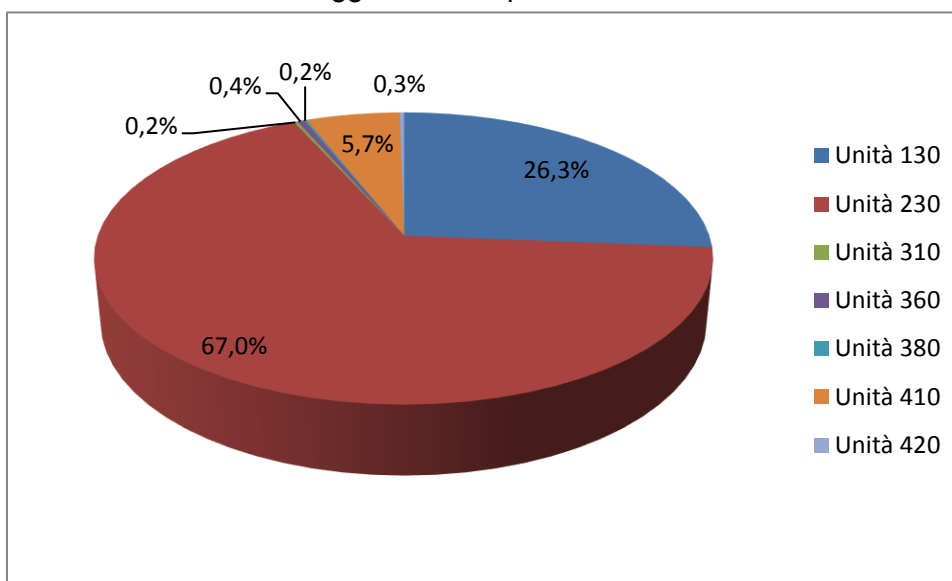
**Tabella 5.2: Stima delle Emissioni Fuggitive [Sm<sup>3</sup>]**

FUGGITIVE	Valvole	Valvole Controllo Posizionatori	Conessioni	Valvole di Sicurezza	Valvole Vent di Macchina e di Centrale	Vent Minori Piccoli	Totale
Area Compressione	7.615	4.911	1.373	2.425	364.758	679	381.760
Area Trattamento	13.472	5.164	1.900	4.240	580.646	371	605.793
Totale	21.087	10.074	3.273	6.665	945.404	1.050	987.553

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>21 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

Le emissioni fuggitive totali della centrale sono stimate pari a 987.553 Sm<sup>3</sup>/anno; il 39% si ha in fase di compressione/iniezione e il 61% in fase di trattamento/erogazione.

Dal grafico sottostante è possibile dedurre il contributo emissivo di ciascuna unità di processo della centrale inclusa nell'inventario in quanto contenente sorgenti di emissioni fuggitive; il contributo emissivo è espresso come rapporto percentuale delle emissioni fuggitive per unità di processo sul totale delle emissioni fuggitive dell'impianto.






**Figura 5.1: Emissioni Fuggitive: Contributo emissivo percentuale delle unità di processo nella Centrale di Alfonsine**

L'unità 130 (Separatori di testa pozzo, Separatore di produzione e Collettori e sistema di misura fiscale) e l'unità 230 (sistema di Blow-down e Candela) contribuiscono rispettivamente per il 67% e per circa il 26% (per un totale del 93%) sul totale delle emissioni fuggitive di metano; tale contributo è dovuto alla presenza di 77 valvole vent (Tabella 4.2) lungo le linee di processo ricadenti in queste due unità.

### 5.3 EMISSIONI PNEUMATICHE E PER COMBUSTIONE INCOMPLETA

Nella centrale di Alfonsine non saranno presenti valvole attuate con gas naturale, per questa ragione non si avranno emissioni pneumatiche.

Le emissioni di CH<sub>4</sub> dovute a combustione incompleta del gas utilizzato in fase di iniezione/compressione e trattamento/erogazione, calcolati mediante la formula descritta nel paragrafo 4.1.3, sono riportati nella seguente tabella.

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>22 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

**Tabella 5.3: CONCESSIONE DI ALFONSINE – Emissioni di Metano dovuti a Combustione Incompleta (Valori stimati in Sm<sup>3</sup>)**

Compressione			Trattamento			
Turbocompressori (Unità 360)	Sistema di Produzione e Distribuzione di Acqua Calda (Unità 410)	Totale	Sistema di Produzione e Distribuzione di Acqua Calda (Unità 410)	Sistema di Rigenerazione TEG (Unità 380)	Termodistruttore (Unità 230)	Totale
<b>42.224</b>	<b>1.053</b>	<b>43.278</b>	<b>1.028</b>	<b>2.351</b>	<b>6.304</b>	<b>9.684</b>

L'87% delle emissioni di metano da combustione incompleta sono associate alla fase di compressione; tale percentuale è quasi del tutto (per il 98%) afferibile ai turbocompressori (Unità 360).

#### 5.4 EMISSIONI TOTALI DI METANO

Nelle seguenti tabelle si propone il quadro riassuntivo dei risultati ottenuti nel presente studio.

**Tabella 5.4: – Concessione di Alfonsine: Rilasci di gas metano – Valori in Tonnellate**




Compressione				Trattamento			
Vent Operativi (emissioni puntuali)	Emissioni fuggitive	Emissioni da Combustione Incompleta	Totale	Vent Operativi (emissioni puntuali)	Emissioni fuggitive	Emissioni da Combustione Incompleta	Totale
<b>11,9</b>	<b>295,2</b>	<b>33,5</b>	<b>340,6</b>	<b>16,9</b>	<b>468,5</b>	<b>7,5</b>	<b>492,9</b>
Le tonnellate di Metano (CH <sub>4</sub> ) sono calcolate con il gas all'88% di CH <sub>4</sub> ed una densità pari a 0,773 kg/Sm <sup>3</sup>							

**Tabella 5.5: – Concessione di Alfonsine: Rilasci di gas metano – Valori Percentuali**

Compressione				Trattamento			
Vent Operativi (emissioni puntuali)	Emissioni fuggitive+pneumatiche	Emissioni da Combustione Incompleta	Totale	Vent Operativi (emissioni puntuali)	Emissioni fuggitive+pneumatiche	Emissioni da Combustione Incompleta	Totale
<b>3%</b>	<b>87%</b>	<b>10%</b>	<b>100%</b>	<b>3%</b>	<b>95%</b>	<b>2%</b>	<b>100%</b>

Sono previste circa 340 tonnellate annue di emissioni di metano totali in fase di Compressione/Iniezione e circa 493 tonnellate annue in fase di trattamento/erogazione.

Le emissioni di tipo fuggitivo costituiscono la quota preponderante dei rilasci complessivi di gas naturale in atmosfera rispettivamente per l' 87% e il 95% delle emissioni complessive delle due aree operative di trattamento e compressione.

<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>23 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

## 6. CONCLUSIONI

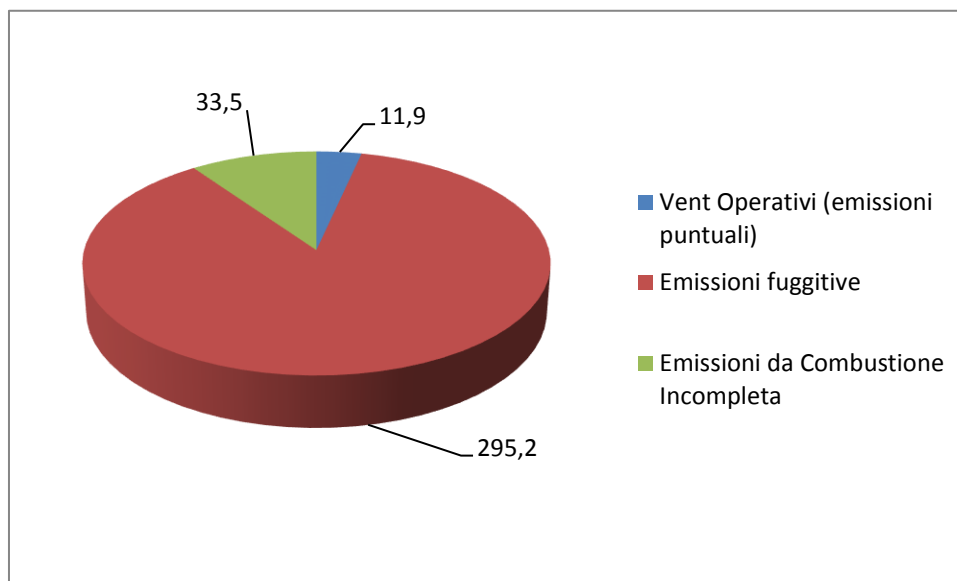
Il presente documento ha fornito uno scenario delle emissioni annuali fuggitive e/o convogliate di gas metano attese dall'esercizio della Centrale di Erogazione e Stoccaggio di Alfonsine considerando il suo futuro assetto definitivo (Fase 2).

Le tipologie emissive analizzate, per cui è stata fornita una stima quantitativa, secondo le metodologie di stima riportate nel Capitolo 4, sono riconducibili alle seguenti classi distinte:




- emissioni puntuali (operative – sfiati);
- emissioni fuggitive,
- emissioni dovute a combustione incompleta.

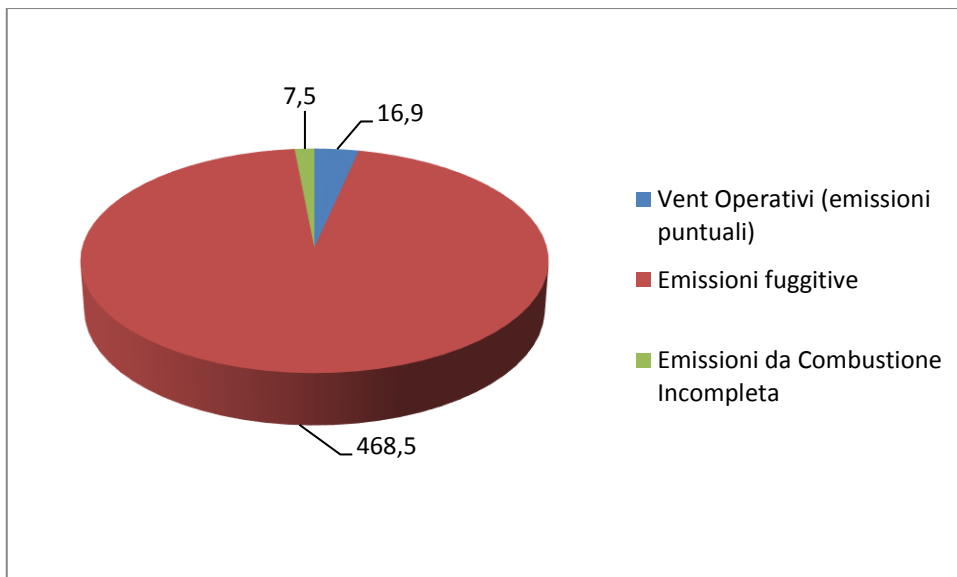
Le emissioni pneumatiche non sono considerate in quanto non è previsto l'uso di valvole attuate con gas naturale in Centrale.

I seguenti grafici mostrano il quadro riassuntivo d'insieme dei risultati ottenuti nel presente studio distintamente per le due fasi di compressione/iniezione e trattamento ed erogazione.



**Figura 6.1: Centrale di Alfonsine – Fase di Compressione/Iniezione: Stima delle Emissioni annue di Metano per tipologia [valori in tonnellate/anno]**



<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> P-1434	<b>Unità</b> 00
	<b>Località</b> ALFONSINE (RA)	<b>Doc. N.</b> APS	LRT-0000-003
	<b>Progetto</b> CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE	<b>Foglio</b> 24 di 25	<b>Rev.</b> 00
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			



**Figura 6.2: Centrale di Alfonsine – Fase di Trattamento/Erogazione: Stima delle Emissioni annue di Metano per tipologia [valori in tonnellate/anno]**

Una possibile misura di mitigazione e azione compensativa potrebbe essere l'implementazione di un LDAR (Leak Detection And Repair Program) descritta nel capitolo successivo.



<b>Ciente</b>  	<b>Progettista</b> 	<b>Commessa</b> <b>P-1434</b>	<b>Unità</b> <b>00</b>
	<b>Località</b> <b>ALFONSINE (RA)</b>	<b>Doc. N.</b> <b>APS</b>	<b>LRT-0000-003</b>
	<b>Progetto</b> <b>CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE</b>	<b>Foglio</b> <b>25 di 25</b>	<b>Rev.</b> <b>00</b>
<b>N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12539</b>			

## 7. MISURE DI MITIGAZIONE E AZIONI COMPENSATIVE

Ai fini di una limitazione delle emissioni fuggitive, che, come visto nel precedente capitolo, costituiscono per entrambe le fasi la quota preponderante delle emissioni di metano, potrebbe essere valutata la fattibilità relativamente all'implementazione di un LDAR (Leak Detection And Repair Program).

Un programma LDAR consiste in ispezioni programmate per la misura di VOC (Volatile Organic Compound) tra cui il metano. Le eventuali perdite rilevate sono schedate e quindi riparate in funzione della loro entità.

Questo tipo di programma rappresenta nel contempo una procedura formalizzata per il controllo ed una strategia di riduzione delle emissioni fuggitive.

LDAR permette di individuare i componenti inefficienti, di verificare l'idoneità delle azioni correttive e di indirizzare la scelta della migliore azione correttiva all'interno di un piano di miglioramento formalizzato. L'implementazione di questo programma incontra le prescrizioni delle linee guida per l'applicazione del D.Lgs. 372/99 della IPPC.

La routine del programma prevede lo svolgimento delle seguenti fasi:

- 1) la realizzazione di un inventario dei componenti/sorgenti classificati per tipologia (valvola o altro) e per fase dello stream gassosa o liquida; questa è un'attività da svolgere una sola volta a meno di modifiche delle linee;
- 2) l'indicazione di una soglia di rispetto in ppmv oltre la quale il componente deve essere oggetto di azione correttiva;
- 3) lo svolgimento di attività di monitoraggio presso l'impianto secondo la tecnica EPA Method 21, e l'individuazione delle sorgenti con emissione oltre la soglia di rispetto;
- 4) l'attivazione di azioni correttive sulle sorgenti (riparazione o sostituzione);
- 5) il conteggio delle sorgenti oltre la soglia e la misura della loro percentuale sull'inventario: se ad esempio il monitoraggio di 1.000 sorgenti ne ha individuate 40 oltre soglia 10.000 ppmv, allora si afferma che la performance del sistema si attesta sul valore 4%; tale valore è l'indicatore della prestazione delle sorgenti; l'obiettivo della routine è quello di far convergere la variabile a 1% (se solo l'1% delle sorgenti monitorate è oltre soglia allora il sistema ha raggiunto il suo optimum emissivo);
- 6) l'utilizzo delle letture volumetriche (ppmv) del monitoraggio per la stima quantitativa (Kg/ora) addebitabile all'inventario;
- 7) la ripetizione del monitoraggio sulle sorgenti dell'inventario dopo un tempo prestabilito.

I passaggi da 3 a 6 sono iterati tal quale nei cicli ispettivi successivi; il gestore definisce il timing tra l'ispezione n-esima e la n+1-esima, in funzione dell'esito della visita ispettiva.