



TERMINALE GALLEGGIANTE DI RIGASSIFICAZIONE FSRU - TOSCANA



ALLEGATO B18 ***Relazione Tecnica dei Processi Produttivi***

Maggio 2012

INDICE

1. INTRODUZIONE	4
1.1. Profilo del proponente	6
1.2. Profilo della società realizzatrice del progetto	7
2. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PROCESSO	8
3. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO.....	10
3.1. Sistema di ricevimento e stoccaggio del GNL – FASE F1.....	11
3.1.1. <i>Ricevimento e scarico del GNL</i>	<i>11</i>
3.1.2. <i>Stoccaggio del GNL</i>	<i>14</i>
3.2. Rigassificazione del GNL- FASE F2	16
3.3. Produzione di energia - FASE F3	18
3.3.1. <i>Rendimenti Energetici.....</i>	<i>21</i>
3.3.2. <i>Descrizione degli Schemi di Funzionamento di Caldaie, Bruciatori e Sistemi di Ventilazione</i>	<i>21</i>
3.4. Sistema Acqua Mare- FASE F4.....	22
3.5. Sistema trattamento acque reflue - FASE F5.....	28
3.6. Dati di produzione e di approvvigionamento materie prime.....	30
3.6.1. <i>Approvvigionamento materie prime.....</i>	<i>30</i>
3.6.2. <i>Approvvigionamento idrico.....</i>	<i>30</i>
3.6.3. <i>Produzione.....</i>	<i>31</i>
4. ENERGIA.....	32
4.1. Energia elettrica.....	32
4.2. Energia termica.....	32
5. EMISSIONI	33
5.1. Emissioni in atmosfera	33
5.1.1. <i>Cold Vent System</i>	<i>33</i>
5.1.2. <i>Emissioni fuggitive</i>	<i>41</i>
5.1.2.1. <i>Metodologia di valutazione EPA-453/R-95-017</i>	<i>42</i>
5.2. Scarichi idrici	45
5.2.1. <i>Impianto di trattamento effluenti liquidi.....</i>	<i>46</i>
5.2.2. <i>Acque meteoriche</i>	<i>47</i>
5.3. Rifiuti.....	47
5.4. Emissioni sonore.....	48
5.5. Ulteriori aspetti ambientali correlati al terminale	48
6. PERTINENZA E SIGNIFICATIVITÀ DELLE EMISSIONI.....	49
7. PIANO DI CONTROLLO	53

7.1. Regolazione e controllo dell'impianto	53
7.2. Manutenzione dell'impianto	53
8.1. Descrizione delle attività di installazione, Pre-collaudato ed Esercizio Provvisorio	54
8.1.1. <i>Condizioni generali di utilizzo del combustibile ed emissioni in atmosfera</i>	54
8.1.2. <i>Installazione e Introduzione di Gas Naturale/Raffreddamento</i>	55
8.1.3. <i>Test dell'impianto.....</i>	56
8.1.4. <i>Prove di impianto.....</i>	56
8.1.5. <i>Altre emissioni di inquinanti durante le attività di installazione e pre-collaudato ed esercizio provvisorio</i>	57
8.1.6. <i>Scarichi Idrici</i>	57
8.2. Descrizione delle Attività di Esercizio Definitivo.....	57

1. INTRODUZIONE

La società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. (di seguito OLT) sta completando la realizzazione di un'unità off-shore di rigassificazione e stoccaggio (FSRU – Floating Storage and Regasification Unit) di gas naturale liquefatto (GNL) avente:

- Capacità massima di produzione autorizzata di gas naturale pari a 3,75 miliardi di Sm³/anno;
- Capacità massima di stoccaggio di GNL pari a 137.500 m³.

Il Terminale verrà realizzato modificando una nave convenzionale adibita al trasporto di GNL dotata di cisterne sferiche di tecnologia MOSS.

Il Terminale sarà ancorato al fondo marino a circa a 12 miglia nautiche al largo della costa toscana tra Pisa e Livorno; nella zona di ancoraggio il mare presenta una profondità di circa 120 metri.

Il Terminale sarà ancorato stabilmente al fondo marino tramite un sistema a torretta installato a prua (*single mooring point*), che gli consentirà di ruotare liberamente di 360° attorno all'asse della torretta stessa alla quale sono connessi i riser di collegamento alla condotta sottomarina.

Nel processo di rigassificazione saranno impiegati 3 vaporizzatori a fluido intermedio di tipo Tri-Ex, che possono funzionare anche simultaneamente.

In essi il GNL verrà prima di tutto vaporizzato per mezzo della condensazione del propano (fluido intermedio) e successivamente riscaldato dall'acqua di mare calda proveniente dal condensatore del vapore dell'impianto di produzione di energia elettrica del Terminale. La stessa acqua di mare fornirà il calore per la vaporizzazione al propano liquido.

Dopo la vaporizzazione il gas naturale sarà inviato all'unità di misurazione fiscale prima di essere mandato a terra.

Qualora risulti necessaria una correzione dell'Indice di Wobbe¹, essa potrà essere effettuata iniettando azoto a bassa pressione all'ingresso del ricondensatore del GNL evaporato.

Il gas naturale sarà inviato, poi, a terra tramite condotta di trasporto del gas (riser di collegamento) che partirà dallo snodo girevole della torretta di prua per arrivare sul fondo del mare e da lì proseguire verso il punto di collegamento con la rete nazionale per mezzo di un'unica condotta di 32" di diametro appartenente alla rete di Snam Rete Gas (di seguito SRG), collegato alla rete magliata nazionale, in località Suese del Comune di Collesalveti.

¹L'indice di Wobbe (WI) è un indicatore dell'interscambiabilità dei gas carburanti. Siano V_c il massimo valore calorifico o semplicemente valore calorifico, e G_s la gravità specifica, l'indice di Wobbe, I_w , è definito come
$$I_w = \frac{V_c}{\sqrt{G_s}}$$



Figura 1.1 - La metaniera Golar Frost in navigazione prima della sua riconversione



Figura 1.2 - Fotosimulazione del Terminale "FSRU Toscana".

1.1. PROFILO DEL PROPONENTE

OLT è la Società Proprietaria del Terminale che, con le società azioniste, possiede organizzazione, conoscenza e know-how idonei per sviluppare, realizzare e gestire moderni impianti tecnologici di rigassificazione e più in generale impianti nel settore dell'energia.

La struttura societaria è composta da importanti gruppi operanti nel settore energetico a livello nazionale e internazionale.

Di seguito vengono brevemente individuate le figure che costituiscono la Società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.

L'assetto societario è il seguente:

- E.ON Ruhrgas Europa detiene il 46,79%,
- IREN Mercato detiene il 41,71%,
- ASA Azienda Servizi Energetici detiene il 5,08%,
- Golar LNG detiene il 2,69%,
- OLT Energy detiene il 3,73%.

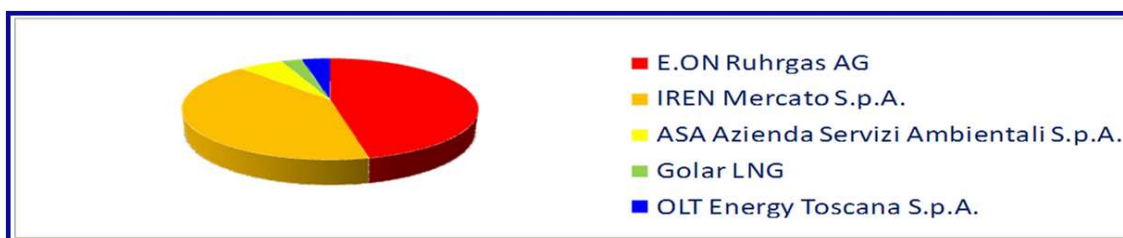


Figura 1.3 – Assetto societario

IREN Mercato (anche attraverso la partecipata del Gruppo, la municipalizzata ASA di Livorno), ed E.ON detengono complessivamente il 93,58% del capitale e pertanto hanno il controllo della Società.

Il Terminale sarà gestito operativamente dalla società ECOS che si può definire "Armatore" e/o "Full Management Company", in grado di offrire un servizio di gestione completo e qualificato, maturato nella gestione di unità offshore. La ECOS è nata dalla partecipazione di due società primarie:

- la società Exmar shipmanagement N.V., un gruppo armatoriale a livello mondiale a servizio dell'industria dell'oil & gas che ha sviluppato un'esperienza ventennale nel trasporto del GNL;
- la società Fratelli Cosulich S.p.A., un gruppo con circa 150 anni di storia ed esperienza in diversi settori dell'industria marittima.

1.2. PROFILO DELLA SOCIETÀ REALIZZATRICE DEL PROGETTO

La progettazione del Terminale galleggiante di rigassificazione è a cura della Società Saipem S.p.A. (Gruppo ENI).

OLT ha stipulato con Saipem S.p.A. un contratto comprendente la progettazione, la fornitura di materiali, la costruzione, l'installazione e il collaudo dell'FSRU, in modalità "chiavi in mano".

Saipem è oggi leader mondiale nel settore dei servizi per l'industria petrolifera onshore e offshore. La Società ha cominciato ad operare negli anni '50; durante gli anni '50 e '60 ha maturato competenze nella posa di condotte onshore, nella costruzione di impianti e nella perforazione, inizialmente come divisione del Gruppo Eni, in seguito, su base stand alone, diventando definitivamente autonoma nel 1969.

Attualmente Eni possiede circa il 43% di Saipem. Saipem ha sempre investito in mezzi navali, strutture e attrezzature per l'esecuzione della maggior parte delle sue attività. Nell'ultimo decennio, con lo spostamento dell'attività verso il settore delle acque profonde e i paesi in via di sviluppo, tali investimenti hanno subito una forte accelerazione. Le principali aree di investimento includono la perforazione in acque profonde, lo sviluppo dei campi, la posa di condotte, il leased FPSO (sistema galleggiante di produzione e stoccaggio) e la robotica sottomarina. Con l'acquisizione nel 2008 di Snamprogetti e attraverso l'esperienza di Saipem SA, Saipem ha acquisito un notevole know-how anche nel campo dell'ingegneria e costruzione onshore. In particolare, le due Società hanno progettato e costruito numerosi impianti di rigassificazione ed hanno in corso la realizzazione di un impianto di liquefazione del GNL in Africa. Saipem è inoltre certificata ISO 9001 e, attraverso il proprio Sistema di Gestione della Qualità applicato ai progetti, garantisce la correttezza dell'esecuzione degli stessi.

Sulla base dei documenti di ingegneria della società Saipem è stata predisposta la documentazione a sostegno della Richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale.

2. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PROCESSO

Le caratteristiche principali del Terminale sono:

- Capacità massima di stoccaggio GNL lorda (100% del volume totale): 137.500 m³
- Capacità di stoccaggio GNL netta ²: circa 135.000 m³
- Capienza degli alloggi massima: 44 persone
- Vita di progetto del Terminale galleggiante: 20 anni
- Operatività annua media di progetto: 350 giorni/anno
- Produzione massima di gas annua autorizzata: 3.750.000.000 Sm³/anno
- Pressione massima di export del gas: 80 bar
- Temperatura gas: 3 -50° C
- Indice di Wobbe: 47,31 – 52,33 MJ/Sm³.

I sistemi per la gestione del GNL e per la produzione del gas sono costituiti in parte da impianti già esistenti sulla nave metaniera da trasformare in Terminale FSRU ed in parte da sistemi che sono stati aggiunti o modificati durante la conversione.

I principali sistemi già esistenti sulla metaniera da trasformare sono:

- serbatoi di stoccaggio;
- tubazioni per la movimentazione del GNL e del vapore interne ed esterne alle cisterne;
- tubazioni ed impianti per lo spruzzamento del GNL di raffreddamento all'interno delle cisterne;
- pompe per la movimentazione e di servizio per il GNL all'interno delle cisterne;
- compressori per il ritorno vapori e per l'invio del gas alle caldaie.

I principali sistemi da installare/installati, invece, sono:

- sistema di ormeggio laterale;
- sistema di ancoraggio del Terminale (torretta sulla prua);
- bracci di carico del GNL e vapori;
- pompe di rilancio per l'invio del GNL ad alta pressione ai vaporizzatori (pompe booster);
- sistema di ricondensazione del boil-off in eccesso;
- vaporizzatori;
- sistema acqua mare per la vaporizzazione;
- tubazioni addizionali;
- sistemi di sicurezza antincendio e contenimento gas;

² Al fine di ridurre la probabilità di sovrariempimento, i serbatoi vengono colmati al massimo al 98,5%.

- apparecchiature ausiliarie;
- Small HP Pump (915-PS-002): pompa alimentata dal GNL proveniente dal ricondensatore, che porta la pressione del GNL al valore richiesto per il send-out durante il primo avvio, start up e il keep cool dei vaporizzatori.

Gli impianti per la gestione del GNL consentiranno di:

- caricare il GNL attraverso i bracci di carico da metaniere ormeggiate al lato dritto del Terminale;
- stoccare il GNL ed inviarlo agli impianti di vaporizzazione;
- trasferire il GNL da una cisterna all'altra;
- ventilare (con aria secca), inertizzare, raffreddare o riscaldare come richiesto le cisterne del carico e le stive contenenti le stesse;
- drenare le linee del liquido, le cisterne e le stive;
- raffreddare i bracci di carico prima di una operazione di trasferimento di GNL;
- mantenere a temperatura criogenica le linee di carico nel periodo tra due trasferimenti;
- mantenere a temperatura criogenica la parte di impianto a monte dei vaporizzatori, in modalità di zero send-out.

Al fine di massimizzare la disponibilità del Terminale, l'impianto di gestione del GNL consente di svolgere le seguenti operazioni simultanee:

- carico del GNL da una metaniera e trasferimento del GNL al sistema di vaporizzazione;
- trasferimento del GNL da una cisterna all'altra e trasferimento del GNL al sistema di vaporizzazione;
- isolamento, riscaldamento, inertizzazione, ventilazione ed accesso ad una qualsiasi delle cisterne del carico, mentre le altre possono continuare a stoccare GNL e fornirlo agli impianti di rigassificazione;
- bonifica da ossigeno, gassificazione, raffreddamento e riattivazione di una cisterna, mentre le altre possono continuare a stoccare GNL e fornirlo agli impianti di rigassificazione.

3. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

Nel presente capitolo si riportano le principali informazioni riguardanti le fasi di processo del ciclo produttivo del Terminale, di seguito elencate:

- sistema di ricevimento e stoccaggio del GNL (*fase F1*);
- vaporizzazione GNL e invio GN alla rete (*fase F2*);
- produzione di energia (*fase F3*);
- sistema acqua mare (*fase F4*);
- sistema trattamento acque reflue (*fase F5*).

Preme evidenziare come risultino presenti differenti modalità operative del Terminale, definite come segue:

- UNLOADING – tale modalità risulta caratterizzata dalla contemporanea presenza della nave metaniera che rifornisce GNL al Terminale e dall’invio (tramite condotta sottomarina) di GN rigassificato alla rete Snam Rete Gas (di seguito SRG);
- HOLDING – tale modalità contempla la normale attività di rigassificazione del Terminale in assenza di scarico di GNL da nave metaniera. La rigassificazione può essere effettuata con uno, due oppure tre vaporizzatori, in funzione della richiesta a terra di GN, nel rispetto della massima capacità annua autorizzata, pari a 3,75 miliardi di Sm³. Lo specifico assetto operativo in cui la portata di rigassificazione viene significativamente ridotta fino ad un limite in cui tutte le apparecchiature criogeniche compresi i vaporizzatori utilizzati per le operazioni di sendout rimangono a temperatura criogenica e pienamente disponibili per l’esercizio, è chiamata “Micro-sendout”. Questa configurazione consente l’immediato incremento della portata di rigassificazione ai livelli di normale operatività.
- ZERO SEND OUT – tale modalità considera i periodi in cui non si svolge l’attività di rigassificazione all’interno del Terminale. Si fa presente che in questo assetto, onde consentire il mantenimento a temperatura criogenica di alcune parti dell’impianto (cisterne, rcondensatore, pompe di rilancio), è comunque necessario che una quantità molto esigua di GNL venga fatta circolare all’interno di questo circuito per una portata complessiva di circa 50 m³/h.

La differenza sostanziale nell’operare con le suddette modalità consiste nella formazione di Boil Off Gas (di seguito BOG), che viene successivamente inviato alla fase di produzione di energia; nella fase di “unloading”, difatti, viene generato un quantitativo superiore di BOG mentre nella fase di “holding” e di “zero send out” il BOG viene inviato alla fase di produzione energia per permettere l’autosostentamento energetico del Terminale.



Figura 3.1 - Ormeggio della nave metaniera al Terminale

3.1. SISTEMA DI RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL – FASE F1

3.1.1. Ricevimento e scarico del GNL

Le navi metaniere (LNG Carrier) che trasporteranno il GNL al Terminale saranno della stessa tipologia di quelle utilizzate per i terminali ubicati a terra.

Il Terminale tramite il sistema di carico può essere approvvigionato da navi metaniere di capacità di stoccaggio variabile.

Il trasferimento del GNL tra il Terminale e la nave metaniera è possibile grazie ad un sistema composto da:

- N.2 bracci di carico per il GNL di 16" che comprendono un collettore, un sistema di rilascio in caso di emergenza e un sistema idraulico di connessione/disconnessione rapido;
- N.1 braccio di carico per il vapore BOG di 16", completato sempre con un collettore, un sistema di rilascio in caso di emergenza e un sistema idraulico di connessione/disconnessione rapido;
- N.1 braccio ibrido che può essere utilizzato sia per il GNL che per il vapore in caso di indisponibilità di uno dei bracci precedentemente citati;
- sistema dedicato di controllo e monitoraggio.

I bracci di carico usati per il trasferimento del GNL sono costituiti da:

- un riser verticale;

- due sezioni mobili, una che rimane a bordo del Terminale e una esterna, che è completata con un collettore a flangia, libero di muoversi grazie a connessioni snodabili.

I bracci di carico sono dotati inoltre di un sistema di monitoraggio della posizione (Position Monitoring System PMS) che permette di monitorare la posizione del braccio durante il suo funzionamento tramite potenziometri.



Figura 3.2 - Bracci di carico

Pompe per sistema spray (Spray Pumps)

In ogni serbatoio è installata una pompa utilizzata dal sistema spray. Questa pompa è di tipo verticale sommerso ed il loro raffreddamento e la lubrificazione sono ottenuti pompando GNL. Le pompe permettono l'alimentazione del GNL:

- al sistema spray a ugelli di ogni serbatoio per il raffreddamento dello stesso;
- al collettore di carico per assicurare che il sistema di carico rimanga ad una temperatura criogenica quando non si eseguono operazioni di trasferimento;
- ai vaporizzatori per il servizio fuel gas o
- ai vaporizzatori per i servizi di carico.

Le pompe sono monitorate da un circuito di controllo che regola una valvola posta allo scarico della pompa stessa. Lo scarico è dotato inoltre di una linea di ricircolo verso il serbatoio, dove è installata una ulteriore valvola di controllo, che ha il compito di regolare la pressione di ingresso al sistema spray.

Recupero di BOG (Boil Off Gas)

Durante la fase di carico l'eventuale produzione di vapori (BOG) dovuta a:

- vaporizzazione di GNL durante il trasferimento dovuto all'ingresso di calore nel sistema del carico;

- vaporizzazione del GNL a contatto con le pareti del serbatoio all'inizio delle operazioni di carico;
- vaporizzazione del GNL per riscaldamento dovuto al pompaggio,

viene rimandata, attraverso il braccio di carico dedicato al vapore, alla nave approvvigionatrice. La pressione all'interno dei serbatoi di stoccaggio (regolata dal compressore BOG) è mantenuta ad una pressione leggermente maggiore rispetto alla pressione della LNG Carrier in modo da ridurre la vaporizzazione del GNL caricato e permettere il flusso naturale di vapore dai serbatoi del Terminale ai serbatoi della nave metaniera tramite il braccio di carico dedicato.

Compressore BOG

Il compressore BOG invia il gas dal collettore vapore al ricondensatore.

Questo compressore è del tipo centrifugo controllato da un sistema IGV e da un ricircolo. All'aspirazione del compressore è installato un de-surriscaldatore che permette di raffreddare il flusso di GN iniettando una piccola quantità di GNL attraverso un sistema spray ad ugelli. Il de-surriscaldatore è utilizzato per garantire che la temperatura di mandata del compressore sia entro i limiti stabiliti. A valle del compressore è installato un demister per evitare il trascinarsi di liquido in modo da proteggere il compressore.

Nella configurazione operativa di "unloading" la pressione dei serbatoi è regolata dallo stesso compressore BOG.

Il valore di pressione nei serbatoi viene mantenuto leggermente maggiore di quello presente nei serbatoi della LNG carrier in modo da ridurre la vaporizzazione del GNL caricato e permettere il flusso naturale di vapore dai serbatoi del Terminale a quelli della nave metaniera.

Compressori HD

I compressori HD (High Duty), nella fase di caricazione, hanno il compito di favorire il ritorno dei vapori dal Terminale verso la nave metaniera qualora la differenza di pressione, fra i serbatoi del Terminale e quelli della nave metaniera, non fosse sufficiente.

Ricondensatore BOG

Come detto precedentemente, durante la fase di caricazione vi è la massima produzione di BOG.

Il compressore BOG invia pertanto i vapori in eccesso al ricondensatore.

Il ricondensatore è un serbatoio verticale che è utilizzato:

- come vaso di aspirazione per la mandata delle pompe di rilancio ad alta pressione (Booster) verso il vaporizzatore;
- per ricondensare i vapori di gas (BOG) in eccesso nella fase di UNLOADING;
- per aggiungere azoto nel flusso di GNL verso il vaporizzatore, quando non sono rispettati i requisiti dell'indice di Wobbe nel flusso di gas naturale e ne è richiesta una riduzione.

Il ricondensatore è costituito nella parte superiore da due camere concentriche, in quella centrale è presente un letto a riempimento. Normalmente il letto è parzialmente fluidizzato e soltanto la porzione del letto che non è fluidizzata costituisce l'area di scambio per la ricondensazione del gas.

Il ricondensatore opera ad una pressione di 5 barg. A questa pressione il GNL in entrata è sottoraffreddato e assorbe naturalmente N₂ e BOG. Il flusso di GNL che alimenta il ricondensatore è suddiviso in due parti tramite valvole di controllo, una parte è convogliata verso il letto a riempimento e l'altra verso la parte inferiore del ricondensatore. L'azoto, utilizzato per la correzione dell'indice di Wobbe, e il BOG sono immessi entrambi nel "letto a riempimento" (zona ad alta efficienza di ricondensazione). Nella parte alta del ricondensatore, sopra il letto, è installato un distributore di liquido per garantire una distribuzione efficiente di liquido/gas. Il GNL in uscita dal ricondensatore viene inviato dalle pompe BOOSTER verso i vaporizzatori.

Durante le condizioni di normale funzionamento in uscita non sarà presente nessun flusso di vapore che verrà tutto ricondensato.

3.1.2. Stoccaggio del GNL

La nave metaniera possiede 4 serbatoi di contenimento di GNL del tipo Moss sferici, ognuno del diametro di 40,5 m. I serbatoi sferici di tipo Moss sono resistenti al fenomeno dello "sloshing" del gas liquido causato dal movimento di una metaniera o di un Terminale galleggiante.

Come già accennato, per ridurre i possibili fenomeni di sversamento, i serbatoi sono riempiti in conformità a quanto previsto dal Codice IGC.

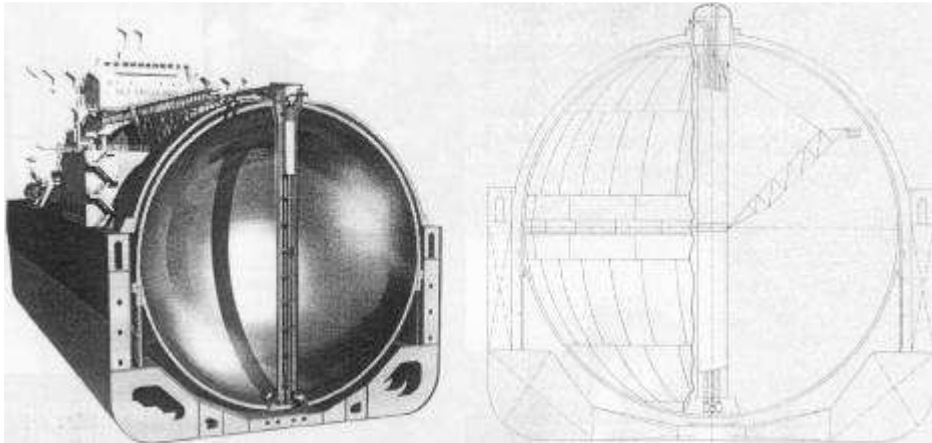


Figura 3.3 - Serbatoio Moss

I serbatoi Moss sono costruiti in alluminio criogenico ed isolati con polistirene espanso. Nella progettazione dei serbatoi è stato adottato il concetto "leak before failure", questo presume che se si dovesse formare una fessura, essa si propagherebbe lentamente senza arrivare immediatamente ad una rottura critica. Nel caso eccezionale in cui si abbia la rottura, si verificherebbe una fuoriuscita minima di GNL dato che la parziale barriera secondaria presente è in grado di contenerla per un periodo di 15 giorni dal momento in cui avvenga la perdita a quello in cui si dovesse arrivare alla rottura critica, tempo sufficiente per provvedere allo svuotamento del serbatoio. La superficie esterna del serbatoio è completamente ricoperta con pannelli isolanti, con lo scopo di contenere le basse temperature del GNL ed evitare che la temperatura dello scafo interno e relative strutture vadano al di sotto della minima temperatura di progetto. Il sistema MOSS, per il fatto di essere un sistema di contenimento "autoportante", offre il vantaggio di avere il serbatoio (lato esterno) e l'isolamento facilmente ispezionabili.

Al fine di monitorare costantemente i parametri di processo, su ciascun serbatoio sono installati i seguenti sistemi di controllo:

1. due sistemi indipendenti di misura del livello:
 - strumento di tipo radar per monitorare il livello del GNL nel serbatoio e dare allarmi di alto e basso livello;
 - switch di livello indipendenti (HL e HHL) che intervengono e bloccano le operazioni di carico, nel caso in cui gli altri sistemi di prevenzione falliscono e consentono di evitare il sovrariempimento del serbatoio;
2. strumentazione per la misura della temperatura, che consente di misurare il profilo di temperatura a vari livelli.

Sono previsti molteplici sistemi di protezione dei serbatoi al fine di scongiurare l'eccessivo innalzamento e abbassamento della pressione al loro interno.

Pompe del carico (Cargo Pumps)

Ciascun serbatoio è dotato, inoltre, di una pompa di carico, di tipo verticale sommerso il cui sistema di lubrificazione e raffreddamento è ottenuto pompando GNL. Le pompe del carico

sono utilizzate per trasferire GNL da un serbatoio all'altro o per mescolare il GNL all'interno dello stesso. Queste pompe sono coinvolte nelle operazioni di:

- miscelamento del contenuto del serbatoio per eliminare la possibilità di rollover;
- svuotamento di un serbatoio per manutenzione o per emergenza;
- travaso del GNL in altro serbatoio per avaria alla pompa principale.

La portata delle pompe è controllata manualmente dall'operatore tramite l'attuazione di una valvola a globo.

Generazione di BOG

All'interno dei serbatoi in cui è stoccato il GNL si ha la formazione di vapori di BOG dovuta all'apporto di calore dall'ambiente esterno.

Nelle normali condizioni operative di stoccaggio e in Holding mode, tutto il BOG formatosi nei serbatoi viene inviato al sistema di fuel gas, per la produzione di energia elettrica, tramite i compressori LD. Se la richiesta di fuel gas supera il BOG prodotto nei serbatoi, la quantità aggiuntiva viene prelevata con uno spillamento del gas di sendout a valle dei vaporizzatori. In modalità di Unloading, il BOG prodotto nei serbatoi supera la richiesta di fuel gas, e l'eccedenza viene inviata tramite il BOG compressor al ricondensatore per essere reimpressa nel GNL. La pressione all'interno dei serbatoi viene mantenuta intorno a valori di $40 \div 200$ mbarg. Nella configurazione operativa di "holding" o "zero send out" la pressione dei serbatoi è regolata dagli stessi compressori LD.

Compressori LD

I compressori LD (Low Duty) hanno il compito di prelevare il gas dal collettore del BOG e di convogliarlo al sistema di fuel gas attraverso lo scambiatore di calore LD. La portata dei compressori è regolata dal fabbisogno del fuel gas system; nel caso in cui questa sia superiore alla quantità di BOG formatasi nei serbatoi, la portata del compressore verrà controllata dalla pressione del collettore di BOG.

I compressori LD sono a flusso radiale con la scatola motore integrata. La loro capacità è controllata attraverso la variazione della velocità, da un sistema IGV (Inlet Guide Valve) e da un ricircolo. Il processo prevede che un compressore sia continuamente operativo in modo da poter alimentare il gas al sistema fuel gas.

3.2. RIGASSIFICAZIONE DEL GNL- FASE F2

Pompe interne (In-Tank Pumps)

Il GNL è inviato dai serbatoi al ricondensatore, tramite l'utilizzo di quattro pompe sommerse di tipo centrifugo in grado di lavorare ad una velocità costante ed il cui raffreddamento e

lubrificazione sono ottenuti dal pompaggio del GNL stesso. L'avvio e l'arresto delle pompe sono controllati dall'operatore che assicura che le pompe in azione siano sufficienti a garantire la portata adeguata. Ogni pompa presenta anche una linea di minimum flow che assicura un'alimentazione minima alle stesse.

Pompaggio del GNL (Pompe di rilancio – Booster)

Tre pompe BOOSTER (pompe di rilancio) aspirano il GNL dal ricondensatore e lo inviano ai vaporizzatori. Le pompe BOOSTER consentono di portare la pressione del gas liquefatto in uscita dal ricondensatore al valore di pressione caratteristico del sistema di vaporizzazione. Le pompe installate sono di tipo verticale sommerse, con il motore direttamente accoppiato alla pompa stessa, in cui il GNL garantisce la lubrificazione e il raffreddamento della pompa e del motore. In condizioni nominali sono sufficienti due pompe in attività ed una di riserva. La portata di GNL è regolata dalle valvole di controllo installate sulla linea che alimenta ogni vaporizzatore. Ogni pompa inoltre è dotata di una linea di recupero verso il ricondensatore, per evitare che la pompa lavori al di sotto delle condizioni operative minime. Le pompe BOOSTER sono dotate di uno sfiato che permette di convogliare i vapori formati verso il ricondensatore ed evitare il loro accumulo alla mandata della pompa stessa. In caso di emergenza, ogni pompa può essere isolata individualmente tramite valvole di blocco installate nella condotta di aspirazione e di scarico.

Vaporizzatori GNL

Tre vaporizzatori a fluido intermedio, del tipo Tri-Ex, sono installati per vaporizzare il GNL. Durante il normale esercizio i tre vaporizzatori possono funzionare anche simultaneamente (senza riserva). I vaporizzatori Tri-Ex utilizzano propano come fluido intermedio ed acqua di mare come fluido riscaldante primario. Un serbatoio di propano è installato sul ponte di processo per drenare il vaporizzatore durante la manutenzione (programmata almeno ogni 3 anni).

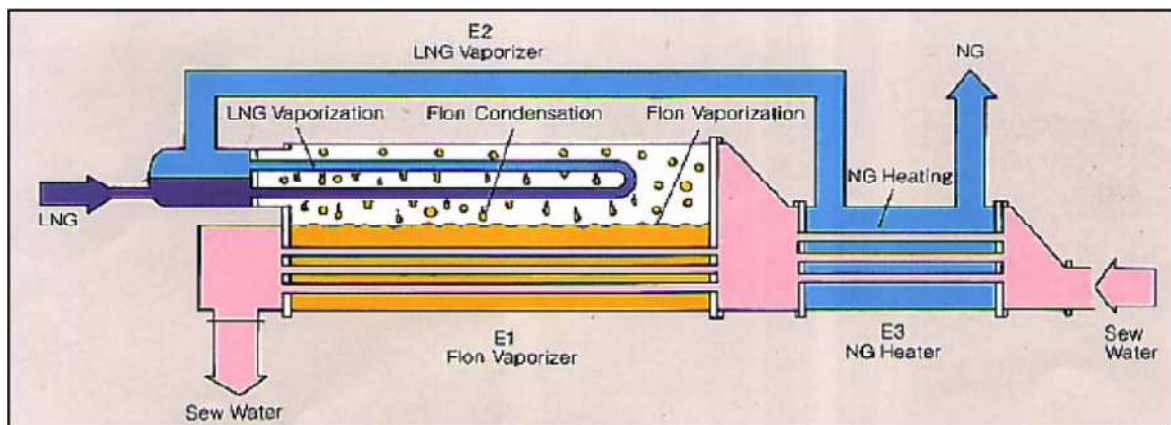


Figura 3.4 - Vaporizzatore Tri-Ex

Al fine di migliorare l'efficienza termica globale del FSRU l'acqua di mare verrà prima impiegata nel condensatore principale del vapore utilizzato per la produzione di energia elettrica e successivamente inviata ai vaporizzatori IFV. Questo permetterà di innalzare la temperatura dell'acqua di mare all'ingresso del IFV e quindi diminuire la differenza di temperatura tra la presa di acqua mare e lo scarico dai vaporizzatori.

Impianto dell'azoto per il controllo dell'Indice di Wobbe

Nel caso in cui il GNL importato sia caratterizzato da una miscela caratterizzata da un potere calorifico superiore alle specifiche di immissione in rete, all'interno del ricondensatore viene iniettato un certo quantitativo di azoto a seconda delle esigenze. L'iniezione di azoto viene effettuata utilizzando un sistema dedicato capace di produrre un flusso di azoto pari a 10.400 Sm³/h (nelle condizioni di riferimento di 15° C e 1.013 mbar). L'analizzatore dell'Indice di Wobbe per il gas in uscita controlla in continuo la qualità del gas da esportare e, se necessario, controlla l'iniezione del giusto flusso di azoto agendo automaticamente sul sistema di controllo della capacità dell'impianto di correzione dell'Indice di Wobbe. Tale sistema è munito di uno start-up automatico e manuale ed è dotato di allarmi di malfunzionamento e di shutdown automatico per proteggere l'unità.

Il sistema azoto comprende inoltre tre serbatoi che hanno il compito di regolare le fluttuazioni di pressione in modo da garantire un flusso di azoto con condizioni di purezza e pressione costante.

Sistema di trasporto del gas

La condotta sottomarina realizzata da SRG trasporterà il gas dal Terminale "FSRU Toscana" alla Rete magliata Nazionale. Il limite di progetto tra OLT e SRG è costituito dalla prima flangia situata a valle della stazione marina di collegamento tra condotta e Terminale, posta sul fondale marino sotto l'FSRU (Entry Point).

3.3. PRODUZIONE DI ENERGIA - FASE F3

La produzione di energia elettrica è assicurata dai seguenti generatori:

- No. 2 turbogeneratori a vapore della potenza di 10 MW ciascuno di nuova installazione;
- No. 2 turbogeneratori a vapore della potenza di 3,35 MW ciascuno;
- No. 1 generatore diesel da 3,35 MW (in alcune condizioni di non normale operatività);
- No. 1 generatore diesel da 850 kW (per emergenza).

Le motrici dei turbogeneratori a vapore sono alimentate con vapore surriscaldato avente una pressione massima di circa 62 Bar e temperatura di 510°C prodotto da due caldaie capaci di produrre cadauna 55.000 kg/h al massimo di vapore surriscaldato.

Nelle condizioni di esercizio più gravose, il vapore necessario per i turbogeneratori è circa il 70% della capacità nominale delle caldaie e ciò rappresenta un fattore di sicurezza in quanto le caldaie non vengono mai utilizzate alla massima capacità di produzione di vapore.

Durante le normali condizioni operative, le caldaie utilizzano come combustibile il Boil-off gas dei serbatoi di stoccaggio del GNL e, nel caso questo fosse insufficiente, la quantità mancante può essere prelevata dal gas prodotto dall'impianto di rigassificazione.

Durante le normali operazioni il Boil-off prodotto nei serbatoi è inviato mediante un compressore (LD compressor) ad un riscaldatore (LD Heater) e quindi alle caldaie, mentre il combustibile eventualmente prelevato dall'impianto di rigassificazione (send-out) è inviato direttamente al suddetto riscaldatore.

Come già accennato, in alcune condizioni di non normale operatività quali ad esempio malfunzionamenti, emergenze, manutenzione e in caso di assenza di GNL all'interno dei serbatoi del Terminale per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento, per mantenere il Terminale in condizioni di sicurezza, l'energia elettrica necessaria sarà prodotta attraverso l'utilizzo di Marine Gas Oil (MGO) per alimentare le caldaie collegate ai turbo-generatori a vapore, o i generatori diesel, in base al carico elettrico e alla configurazione di generatori richiesti.

Nella figura 3.5 successiva è riportata l'indicazione delle superfici relative all'impianto di produzione energia.

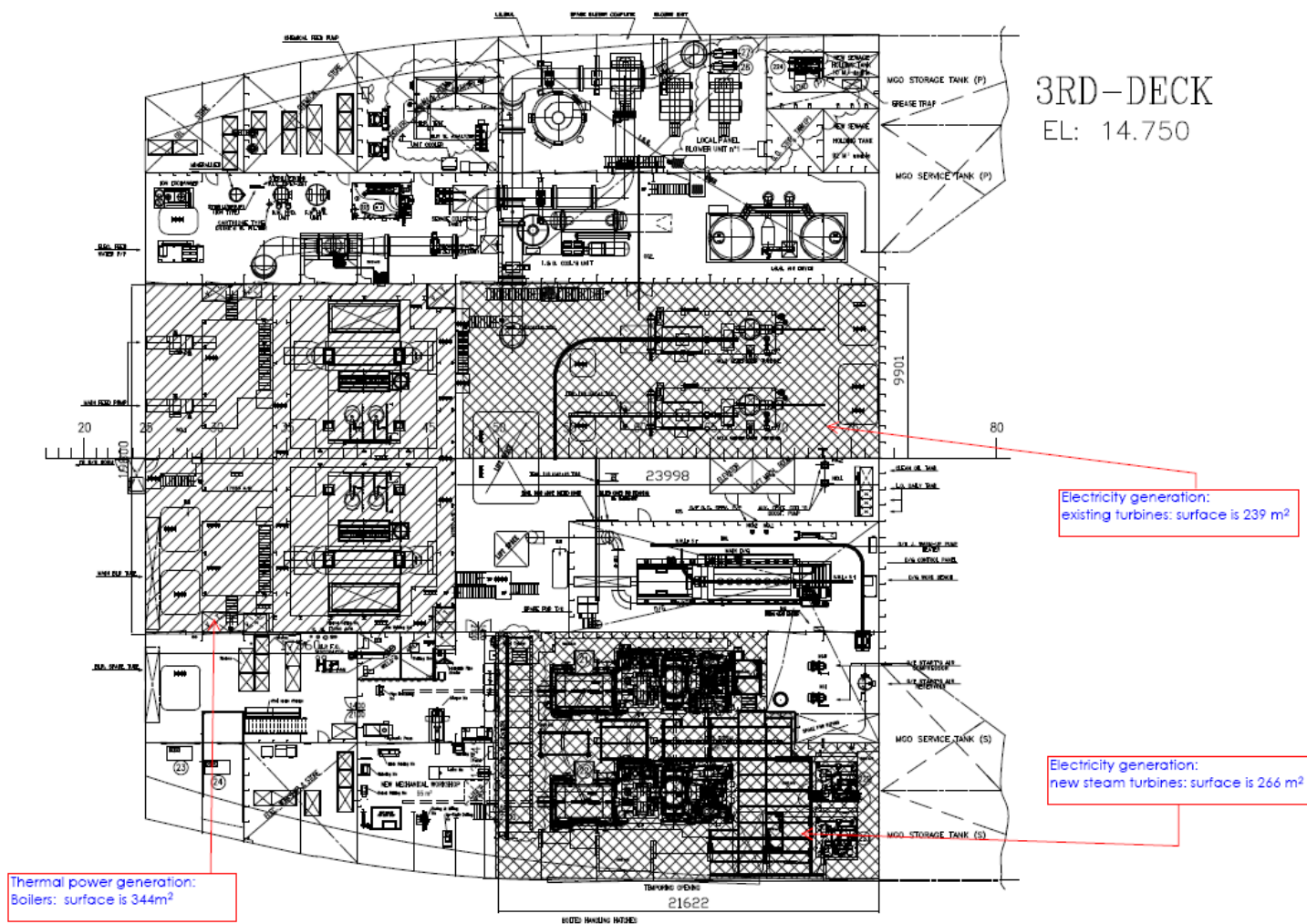


Figura 3.5 - Superfici relative all'impianto di produzione di energia

3.3.1. Rendimenti Energetici

Il rendimento energetico netto del sistema di generazione di potenza risulta:

$$\eta = \frac{P_e}{P_t} \times 100 = 24\%$$

dove:

P_e : potenza elettrica totale generata dal sistema (MWe)

P_t : potenza termica richiesta dalla combustione (MWT)

Si sottolinea che l'efficienza termica del sistema dipende dalle performance delle caldaie, la cui efficienza minima risulta essere pari a circa:

$$\eta_{th} = 77\%$$

3.3.2. Descrizione degli Schemi di Funzionamento di Caldaie, Bruciatori e Sistemi di Ventilazione

Le modifiche apportate in fase di conversione della nave al sistema di generazione di energia, finalizzate all'abbattimento degli NOx, consistono nell'implementazione delle seguenti modifiche:

- sostituzione dei ventilatori per l'aria comburente con altri aventi maggiore prevalenza e potenza. I ventilatori necessari al funzionamento sono due, uno per ogni caldaia; un terzo ventilatore è considerato come riserva e può essere utilizzato in ambedue le caldaie mediante l'opportuno posizionamento di serrande;
- installazione di tre nuovi ventilatori per il ricircolo dei fumi (FGR Fans). Anche in questo caso il terzo ventilatore è da intendersi come riserva di uno degli altri due normalmente usati per le due caldaie;
- installazione di opportuni sistemi di blocco (interlocks) previsti per rendere impossibili errate posizioni delle varie serrande che comprometterebbero la comunicazione tra i condotti dei fumi delle due caldaie;
- adozione di nuovi bruciatori completi di sistema di iniezione vapore, doppio sistema di controllo della fiamma;
- installazione di due FGR Mixer (uno per caldaia) per la miscelazione dell'aria comburente con una parte dei fumi inviati dai FGR fans.

L'implementazione di tali modifiche consentiranno di passare dal valore iniziale di concentrazione di NOx, pari a 307 mg/Nm³, ad un valore finale di 150 mg/Nm³.

In particolare il sistema di ricircolo dei gas esausti consiste nel ricircolo dei gas freddi di scarico prodotti dal processo di combustione all'ingresso della caldaia. Tale operazione consente di ridurre la concentrazione di ossigeno nel vapore di combustione, riducendo in tal modo la percentuale di ossidazione e quindi la temperatura di combustione. Inoltre il gas di

scarico freddo assorbe parte del calore di combustione che riduce la temperatura di combustione e conseguentemente la formazione di NOx.

Inoltre, l'iniezione di acqua/vapore nel processo di combustione riduce la temperatura di combustione stessa e quindi la formazione di NOx in quanto parte del calore di combustione viene assorbita dalla vaporizzazione e ulteriore calore è assorbito dal vapore. Il vapore serve a ridurre la concentrazione di ossigeno nella miscela di combustione, riducendo il rate di combustione e quindi la temperatura di combustione. Riducendo sia la concentrazione di ossigeno che la temperatura di combustione vi è un'effettiva diminuzione della produzione di NOx.

Nella figura 3.6 seguente è riportato il diagramma generale delle due caldaie.

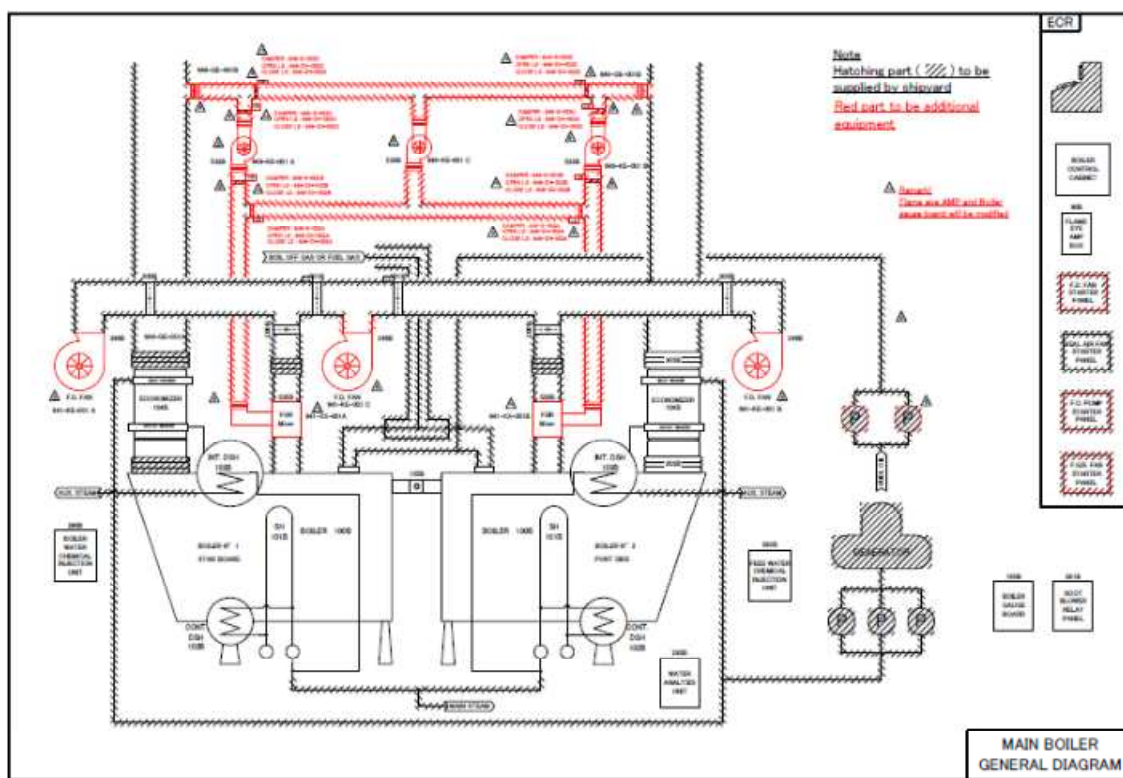


Figura 3.6 - Caldaie: Diagramma Generale.

3.4. SISTEMA ACQUA MARE- FASE F4

L'acqua mare viene aspirata mediante pompe dedicate attraverso diverse prese ubicate nello scafo del Terminale. In particolare gli utilizzi del sistema acqua mare possono essere ricondotti a:

- processo di rigassificazione;
- raffreddamento apparecchiature ausiliarie;
- generatori di acqua dolce (lavanda e potabile);
- impianto zavorra;
- condensatore ausiliario;

- raffreddamento circuito principale acqua dolce;
- impianto acqua spruzzata (impianto water spray);
- impianto antincendio e servizi generali;
- impianto antincendio di emergenza e schiuma ad alta espansione.

In termini di portata, la funzione principale dell'acqua di mare è quella dell'utilizzo a servizio dei vaporizzatori; essa viene introdotta nel sistema attraverso la presa mare denominata "SCOOP" (o PA1), posizionata nella carena della nave. Da questa presa l'acqua viene aspirata da quattro pompe centrifughe, di cui una di riserva, e inviata ai vaporizzatori tramite una linea indipendente.

Per aumentare l'efficienza termica globale del Terminale, l'acqua è utilizzata prima come fluido di raffreddamento per il condensatore principale, dove subisce un incremento di temperatura di circa 2 gradi centigradi.

Questo aumento di temperatura permette di ridurre la differenza di temperatura tra la presa e lo scarico dell'acqua di mare di processo per la rigassificazione del GNL.

Dal condensatore principale, l'acqua di mare viene inviata all'impianto di rigassificazione tramite una linea separata. Qui avvengono l'evaporazione del propano nel primo stadio dei vaporizzatori a fluido intermedio, ed il riscaldamento del GN nel secondo stadio.

L'acqua di mare fredda proveniente dai vaporizzatori viene convogliata in un collettore comune e scaricata in mare a prua in prossimità della mezzeria del Terminale.

Al fine di prevenire la crescita e la proliferazione di microrganismi marini incrostanti, nel sistema di circolazione dell'acqua di mare è prevista l'iniezione di ipoclorito di sodio (autoprodotta mediante elettroclorazione) negli ingressi principali. In particolare, il sistema MGPS (Marine Growth Prevention System) installato, fornito dalla Siemens, permette di ottenere ipoclorito di sodio (NaOCl) e idrogeno (H₂) dall'elettrolisi dell'acqua di mare.

La quantità di ipoclorito di sodio immessa nel flusso garantisce un tenore di cloro attivo libero nelle acque che vengono scaricate in mare in accordo con i requisiti di legge (D. Lgs 152/06 e s.m.i.). Come meglio descritto nel seguito, per lo scarico principale (SF15/SF15 b) relativo alle acque di rigassificazione, vengono, inoltre, osservati limiti allo scarico ancora più restrittivi, in ottemperanza a quanto prescritto nell'ambito del procedimento di Verifica di Esclusione dalla VIA (Provvedimento DVA-2010-0025280 del 20/10/2010, così come modificato dal Provvedimento DVA-2011-0024915 del 04/10/2011).

Il funzionamento del sistema di iniezione di ipoclorito allo scoop assicura un controllo costante della quantità di ipoclorito iniettato nella presa mare, in modo tale che il tenore di cloro attivo libero allo scarico sia sempre nei valori consentiti, anche al variare delle condizioni di funzionamento ed in presenza di eventuale cloro residuo nell'acqua aspirata dal mare.

Infatti, la quantità di ipoclorito iniettato nella presa mare PA1 (scoop) non è costante, ma modulata retroattivamente in funzione dei seguenti parametri operativi:

- numero delle pompe in marcia (e quindi quantità di acqua mare prelevata);

- contenuto di cloro attivo libero rilevato in continuo allo scarico principale del sistema di vaporizzazione (SF15b).

Le due suddette regolazioni, attive contemporaneamente, sono completamente indipendenti e costantemente monitorate.

Per quanto riguarda la regolazione relativa alle pompe, vengono inviate al sistema di iniezione di ipoclorito di sodio informazioni relative al numero delle pompe funzionanti e lo stesso pertanto consente di regolare la quantità di ipoclorito immessa nella presa mare.

Tale regolazione permette di dosare la quantità di ipoclorito in funzione del reale flusso di acqua prelevata dalla presa mare.

In corrispondenza dello scarico SF15b viene effettuata la misurazione in continuo del contenuto di cloro attivo libero presente nell'acqua di mare utilizzata per la rigassificazione e la registrazione dei valori ottenuti (Data record).

Dall'analizzatore viene inviato al sistema di iniezione di ipoclorito nella presa mare un segnale estrapolato dal tenore di cloro attivo libero rilevato allo scarico. In funzione del valore di detto segnale, viene regolata la quantità di ipoclorito da iniettare.

Lo scarico principale risulterà, infine, provvisto di allarmi di soglia del cloro attivo libero, in conformità a quanto previsto nel documento "*Piano di Monitoraggio e Controllo, Istruzioni per la Redazione, da parte del Gestore di un Impianto IPPC, del Piano di Monitoraggio e Controllo*" approvato dal Comitato di Coordinamento Tecnico istituito con D.G.R.T. No. 151 del 23 Febbraio 2004, ai sensi dell'art. 2 della L.R. 61/03, nella seduta del 30 Gennaio 2006. Come già anticipato, tutti i valori di allarme, intervento e regolazione relativi allo scarico SF15b saranno tarati su valori significativamente inferiori a quelli consentiti dalle leggi vigenti (il limite di cloro attivo libero allo scarico è pari a 0.05 mg/l a fronte di un limite di 0.2 mg/l previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).

Il bilancio idrico del sistema acqua mare del Terminale è costituito da:

- punti di approvvigionamento idrico:
 - PA1 (SCOOP – presa per acqua di raffreddamento per il sistema di vaporizzazione, il sistema di generazione azoto per l'indice di Wobbe ed il thruster),
 - PA4 (presa a servizio dell'impianto di distillazione, per il circuito principale dell'acqua dolce di raffreddamento, per l'impianto gas inerte e per il sistema zavorra);
- punti di scarico idrico:
 - SF2 (sistema ausiliario di raffreddamento),
 - SF4 (acque di zavorra),
 - SF5 (eiettori sistema zavorra),
 - SF9 (sistema di raffreddamento Wobbe Index),
 - SF10 (sistema di raffreddamento del thruster),
 - SF15/SF15b (vaporizzatori + cortina acqua per spillamenti GNL)³,

³ Una piccola quantità dell'acqua di rigassificazione (< 1%) viene prelevata a valle dei misuratori di portata ed utilizzata per alimentare uno scarico continuo d'acqua di cortina finalizzato a proteggere lo scafo del Terminale da eventuali spillamenti di GNL. Il contenuto di cloro attivo libero viene misurato su questa deviazione ed è quindi lo stesso dello scarico SF15.

- SF17 (sistema gas inerte),
- SF18 (unità di potabilizzazione acqua),
- SF19 (impianto di distillazione),
- SF29 (reflui domestici),
- SF 30 (cortina bracci di carico).

Nelle seguenti tabelle sono riportate le portate annue relative a ciascuno dei punti sopra elencati.

Presa	Volume annuo (m³/anno)
PA1	9,8*10 ⁷
PA4	1,28 *10 ⁷

Punti di approvvigionamento idrico - Volume annuo

Scarico	Provenienza	Modalità di Scarico	Volume annuo (m³/anno)
SF2	sistema ausiliario di raffreddamento	continuo	7,98*10 ⁶
SF4	acque di zavorra	discontinuo	3,96*10 ⁶
SF5	eiettori per zavorra	discontinuo	2,12*10 ⁵
SF9	sistema di raffreddamento Wobbe Index	discontinuo	3,36*10 ⁶
SF10	sistema di raffreddamento del thruster	discontinuo	8.142
SF15	Vaporizzatori	continuo	9,43*10 ⁷
SF15b	cortina acqua per spillamenti GNL	continuo	2,80*10 ⁵
SF17	sistema gas inerte	discontinuo	2,33*10 ⁴
SF18	unità di potabilizzazione acqua	discontinuo	1.200
SF19	impianto di distillazione	continuo	7,9*10 ⁵
SF29	reflui domestici	discontinuo	2.920
SF30	cortina bracci di carico	discontinuo	4,74*10 ⁴

Punti di scarico idrico - Volume annuo

Risultano, inoltre, presenti ulteriori punti di scarico (SF1, SF3, SF6, SF7, SF8, SF11, SF12, SF13, SF14, SF16, SF20, SF21, SF22, SF23, SF24, SF25, SF26, SF27, SF28) con funzionamento raro (connesso ad es. all'esecuzione di test periodici delle apparecchiature o

La misura della portata dell'acqua di rigassificazione (somma delle portate degli scarichi SF15 ed SF15b) è ottenuta mediante tre misuratori di portata posti a valle dei tre vaporizzatori, a meno di una quota pari a circa lo 0.3% rappresentato da un bypass di acqua di raffreddamento del BOG Compressor..

al drenaggio di particolari equipment), oppure impiegati in caso di emergenza, di guasti, in caso di evento meteorico o in fase manutentiva.

Per una descrizione di dettaglio delle caratteristiche di tali scarichi si rimanda al Paragrafo 5.2. In particolare, lo scarico SF8 è utilizzato in caso di manutenzione (rara) di uno o più vaporizzatori, per scaricare in mare l'eccesso di acqua rispetto alla portata di 10.800 m³/h, che deve essere comunque prelevata per alimentare il condensatore principale.

Nello schema seguente è rappresentato il bilancio idrico.

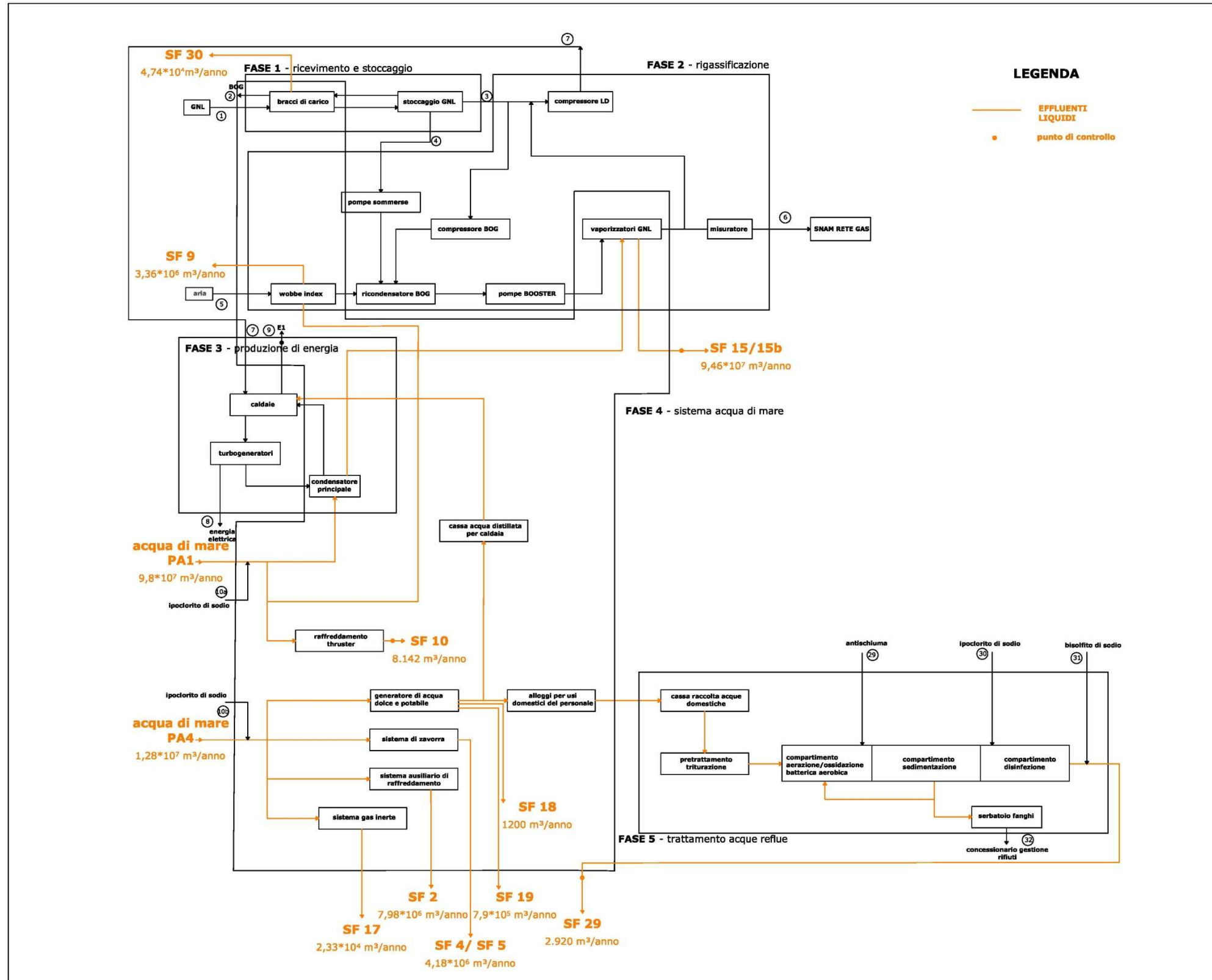


Figura 3.7 - Bilancio Idrico dell'Impianto

3.5. SISTEMA TRATTAMENTO ACQUE REFLUE - FASE F5

Le acque grigie provenienti dai bagni, docce e lavabi dei locali di alloggio vengono convogliate in una nuova cassa da 10 m³ dove vengono mischiate con le acque nere provenienti dalla cassa di 6 m³ del sistema sottovuoto. Qui vengono triturate ed inviate all'impianto di trattamento liquami.

Una cassa di capacità massima pari a 92 m³ sarà adibita alla raccolta dei fanghi risultanti dall'impianto di trattamento liquami per essere trasferiti, tramite la stazione di scarica sul ponte coperta, al mezzo di appoggio o alla bettolina delle ditte autorizzate e poi scaricate alla stazione di ricezione a terra. Questa cassa può essere adibita anche alla raccolta di tutte le acque nere e grigie prodotte a bordo in caso di manutenzione o avaria all'impianto di trattamento liquami.

Le acque provenienti dalla cucina saranno decantate e filtrate per eliminare il contenuto di olio prima di essere convogliate nella nuova cassa da 10 m³. Inoltre vi è una cassa da 1 m³ per la raccolta degli scarichi dei "troppopieni" dell'impianto di trattamento e dell'impianto sotto vuoto.

Due pompe 582-PX-001 A/B di scarico sanitario da 20 m³/h sono utilizzate per inviare i fanghi o i reflui al collettore per lo scarico in coperta per essere trasferiti a terra. Due pompe di trasferimento da 1100 l/h e due pompe per la triturazione da 4 m³/h sono adibite all'invio dei reflui all'impianto di trattamento liquami dalla cassa di raccolta da 10 m³.

L'impianto di trattamento acque reflue opera con il sistema di aerazione dei fanghi attivi/sospesi, accelerando il processo biologico naturale per produrre un effluente pulito e sicuro da scaricare a mare.

L'impianto di trattamento è diviso in tre compartimenti:

- compartimento di aerazione: rimozione delle sostanze organiche tramite ossidazione batterica aerobica. Il CO₂ risultante è inviato all'atmosfera attraverso il sistema di rilascio, mentre l'acqua è inviata con i batteri verso il compartimento di sedimentazione.
- compartimento di sedimentazione: è progettato per far precipitare tutta la materia solida sul fondo come fango attivo, il quale è rinviato al compartimento di aerazione dove sarà mischiato con i liquami non trattati. Il liquido soprannatante è poi inviato al compartimento di disinfezione.
- compartimento di disinfezione: in questa sezione il disinfettante (ipoclorito di sodio) è miscelato all'effluente per l'abbattimento dei colibatteri. Sulla mandata fuoribordo viene aggiunto e miscelato all'effluente il bisolfito di sodio per neutralizzare la concentrazione di cloro residuale.

L'impianto di trattamento di acque reflue è progettato per 60 persone, considerando una produzione di 25 l/persona/giorno di acque nere, 110 l/persona/giorno dai bagni più 70 l/persona/giorno dalla lavanderia, avente un carico di BOD (Richiesta Biologica di Ossigeno) pari a 125 g/persona/giorno.

L'effluente scaricato in mare è in accordo con la normativa nazionale vigente (Tabella 1, Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs No. 152/06) e con la MEPC 159 (55):

- Domanda Biologica di Ossigeno (BOD5) < 25 mg/l
- Domanda Chimica di Ossigeno (COD) < 125 mg/l
- Solidi totali sospesi < 35 mg/l
- Coliformi fecali < MPN 100/100 ml
- Livello di cloro residuo < 0,5 mg/l
- pH da 6 a 8.5.

Portata di produzione di fanghi

Il sistema sarà scaricato ogni 3 giorni. Il volume del compartimento di sedimentazione è uguale a 1,02 m³.

Quando si effettua lo scarico dei sedimenti, una certa quantità di acqua viene prelevata anche dal compartimento di aerazione, per cui il volume totale stimato per ogni operazione di scarico sedimenti è pari a circa 2 m³, con una produzione di fanghi media di circa 660 litri/giorno. I fanghi saranno inviati al serbatoio di stoccaggio di fanghi.

I sedimenti vengono accumulati nella cassa di raccolta da 92 m³ e da questa scaricati alla stazione di ricezione, tramite bettolina o mezzo di appoggio.

In un mese vengono prodotti quindi 20 m³ di sedimenti che vanno nella cassa di raccolta. In un anno i sedimenti prodotti sono 240 m³.

La cassa di raccolta da 70 m³ dovrà essere vuotata almeno ogni tre mesi.

3.6. DATI DI PRODUZIONE E DI APPROVVIGIONAMENTO MATERIE PRIME

3.6.1. Approvvigionamento materie prime

La materia prima per il processo di rigassificazione risulta essere il Gas Naturale Liquefatto (GNL) approvvigionato tramite navi metaniere.

Sono presenti inoltre altre sostanze ausiliarie al processo, utilizzate soprattutto per la manutenzione delle apparecchiature e per le fasi transitorie, che vengono sempre approvvigionate via mare.

Il riepilogo dei consumi di materie prime previsti sul Terminale, sulla base dei dati storici estrapolati dalla documentazione della nave metaniera LNG Carrier Golar Frost, è riportato nella Scheda B.1.2.

Si evidenzia che il Marine Gas Oil (MGO) sarà utilizzato nelle casistiche di non normale operatività già descritte al Paragrafo 3.3.

3.6.2. Approvvigionamento idrico

L'approvvigionamento idrico viene effettuato tramite diverse prese di acqua di mare presenti presso il Terminale e riportate nella planimetria in **Allegato B19**.

In particolare, nelle condizioni di normale funzionamento del Terminale le prese di acqua in funzione risultano essere:

- **PA1** – denominato SCOOP, viene utilizzata come acqua di raffreddamento per il sistema di vaporizzazione, il sistema di generazione azoto per l'indice di Wobbe ed il thruster.
- **PA4** – tale presa risulta a servizio dell'impianto di distillazione, per il circuito principale dell'acqua dolce di raffreddamento, per l'impianto gas inerte e per il sistema zavorra.

Come già detto, al fine di prevenire la crescita e la proliferazione di microrganismi marini incrostanti, in corrispondenza di tali prese è prevista l'introduzione di ipoclorito di sodio (si veda anche il Paragrafo 3.4).

Sono inoltre presenti ulteriori prese per l'approvvigionamento idrico del Terminale utilizzate in situazioni di emergenza, guasti o manutenzione; in particolare sono presenti:

- **PA1b** – utilizzato in caso di manutenzione del condensatore principale e in caso di guasto delle pompe principali di invio ai vaporizzatori.
- **PA2** – alimentante l'impianto a schiuma ad alta pressione e l'impianto antincendio di emergenza le cui pompe sono ubicate nell'ex locale bow thruster.
- **PA3** – da questa presa viene approvvigionata l'acqua inviata all'impianto di raffreddamento per il Topside e per la Torretta, la cui pompa è ubicata a poppa sul ponte di coperta.

- PA4** – sempre attraverso tale presa viene approvvigionata anche l’acqua per il sistema principale antincendio ubicato sul ponte di coperta, in sentina e servizi generali oltre all’acqua che viene spruzzata, in caso di incendio, per la protezione del frontale dei locali di alloggio, delle lance salvataggio, dei duomi dei serbatoi e dei locali di servizio a centro nave.

In tal caso, il sistema di iniezione di ipoclorito del MGPS viene impiegato a servizio delle prese PA1b e PA4.

I dati di consumo presunto di acqua di mare durante il normale utilizzo del Terminale sono riportati nella tabella seguente.

Presa	Utilizzo	Volume annuo (m³/anno)	Consumo giornaliero di punta (m³/die)	Portata oraria di punta (m³/h)
PA1	Processo	9,46*10 ⁷	2,59*10 ⁵	1,08*10 ⁴
	Raffreddamento	3,37*10 ⁶	1,94*10 ⁴	8,23*10 ²
PA4	Igienico sanitario	7,9 *10 ⁵	2,16*10 ³	9,0*10 ¹
	Processo	4,0*10 ⁶	6,8*10 ⁴	6,5*10 ³
	Raffreddamento	7,98*10 ⁶	2,28*10 ⁴	9,5*10 ²

Approvvigionamento idrico

3.6.3. Produzione

Il Terminale riceve il GNL via mare e produce Gas Naturale rigassificato che, quindi, invia alla condotta sottomarina appartenente alla rete di SRG.

La produzione annua massima di gas non supererà i 3.750.000.000 Sm³/anno.

4. ENERGIA

4.1. ENERGIA ELETTRICA

Il Terminale di rigassificazione risulta in grado di sostenersi energeticamente.

Come già accennato al Paragrafo 3.3, la produzione di energia elettrica è assicurata dai seguenti generatori:

- No. 2 turbogeneratori a vapore acqueo della potenza di 10 MW ciascuno di nuova installazione;
- No. 2 turbogeneratori a vapore acqueo della potenza di 3,35 MW ciascuno;
- No. 1 generatore diesel da 3,35 MW (per emergenza, manutenzione e in assenza di GNL a bordo per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento);
- No. 1 generatore diesel da 850 kW (per emergenza).

Nella tabella seguente si riportano i dati di consumo di energia specifici per ciascuna delle fasi descritte precedentemente.

Fase	Energia elettrica consumata (GWh)
F1 – ricezione e stoccaggio	8,4*10 ⁻²
F2 – rigassificazione GNL	58,8
F3 – produzione energia	3,1
F4 – sistema acqua mare	31,3
F5 – trattamento acque reflue	9,2*10 ⁻²
Alimentazione modulo alloggi, illuminazione, sistemi di controllo e apparecchiature ausiliarie.	24,0
TOTALE	117,4

Consumi di energia elettrica

4.2. ENERGIA TERMICA

L'impianto esistente di produzione di vapore che alimenta i turbogeneratori per la produzione di energia elettrica, consta di due caldaie. Ciascuna caldaia ha una portata massima di vapore surriscaldato, in uscita, di 55 t/h a 62 barg e 510°C. Tali caldaie vengono alimentate, durante le normali condizioni operative, con il gas naturale presente all'interno del Terminale; in particolare il gas inviato risulta essere costituito dai vapori di BOG (Boil Off Gas) generati a causa dell'apporto di calore ai serbatoi dall'ambiente esterno.

Il consumo totale annuale di energia termica previsto risulta pari a 672,84 GWh, interamente a servizio della fase di produzione di energia (F3).

5. EMISSIONI

5.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA

Per quanto concerne le emissioni in atmosfera previste per il normale funzionamento del Terminale, si riportano di seguito le stime relative ai seguenti parametri:

- NO_x;
- CO;
- CO₂.

Il Terminale presenta due punti di emissione convogliate in atmosfera (E1 e E2) costituite dalle due linee di scarico fumi separate, una per ogni caldaia, convergenti in un unico camino dotato di setto centrale.

Tale camino rappresenta una sorgente continua, in condizioni di normale funzionamento del Terminale.

Le caratteristiche geometriche e le emissioni in uscita dai camini sono riportate nella tabella seguente.

Camino	Altezza s.l.m. (m)	Area camino (m ²)	Portata (Nm ³ /h)	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm ³)	Flusso di massa (kg/h)	%O ₂
E1	40,6	0,5	31.458	NO _x	150	4,7	3
				CO	62,5	1,95	
				CO ₂	11%	4.464	
E2	40,6	0,5	31.458	NO _x	150	4,7	3
				CO	62,5	1,95	
				CO ₂	11%	4.464	

Caratteristiche del camino ed emissioni in atmosfera.

L'ubicazione di tali punti di emissione è riportata nell'Allegato B20.

5.1.1. Cold Vent System

Il sistema di 'venting' dell'impianto di rigassificazione è finalizzato alle emissioni in atmosfera con criteri di sicurezza dei gas che dovessero essere rilasciati in caso di guasti ed emergenze. In particolare il sistema prevede due distinti punti di rilascio in atmosfera, entrambi posti sulla sommità di una torretta, realizzata mediante una struttura reticolare avente altezza di circa 70 m dal ponte di coperta del Terminale.

Le due colonne sono deputate:

- una, dal diametro pari a 30 pollici, alle emissioni dei vapori di GNL (GNL/GN Cold Vent System),
- l'altra dal diametro pari a 12 pollici, alle emissioni dei vapori di Propano (Propane Cold Vent System).

In queste colonne vengono convogliati i gas dai serbatoi K.O. Drums (GNL/GN e Propano) che a loro volta raccolgono gli scarichi delle valvole di sicurezza delle linee ad alta e bassa

pressione, delle valvole di sicurezza dei serbatoi, dei vaporizzatori, delle pompe booster, del ricondensatore, nonché gli scarichi delle valvole di "Blow down" (BDV).

I condotti dei venting propano e metano hanno un continuo flusso di azoto e pertanto il flusso di propano o GN derivante, per esempio, dall'apertura di una valvola di sicurezza viene convogliato verso la parte alta del sistema in un ambiente inertizzato.

L'altezza della torretta è stata definita e verificata attraverso due studi:

- studio di irraggiamento attraverso il codice FLARESIM, sviluppato da Softbits Consultants Ltd, per indagare il rispetto dei livelli di emissione di radiazioni termiche in punti target identificati;
- studio di dispersione di gas sia dal Cold Vent che dal Propane Vent, attraverso il codice DISPGAS 3.0, per verificare che miscele esplosive non raggiungano l'FSRU.

Entrambi gli studi hanno valutato le casistiche sopraesposte per due differenti composizioni di GNL, una miscela leggera e una più pesante, cioè con un maggior contenuto in etano e propano e per due differenti condizioni atmosferiche (F2 e D5).

Per quanto riguarda lo studio di irraggiamento si è verificato, per ogni casistica analizzata, che non venisse superata la soglia dei $6,31 \text{ kW/m}^2$, che rappresenta l'intensità massima di calore sopportabile da una persona adeguatamente vestita per operazioni di emergenza di durata massima di 30 s. Questo studio ha individuato quale altezza idonea dei punti di rilascio, il valore di circa 70 m. Tale altezza è poi stata verificata dallo studio di dispersione dimostrandosi idonea anche sotto questo punto di vista.

Quali ulteriori elementi progettuali di interesse, si evidenzia che:

- i condotti dei venting propano e metano hanno un continuo flusso di azoto e pertanto il flusso di propano o metano derivante, per esempio, dall'apertura di una valvola di sicurezza viene convogliato verso la parte alta del sistema in un ambiente inertizzato;
- nella parte terminale dei venting sono previsti rilevatori di temperatura (totale tre per ciascun venting in voting). In caso di incendio viene scaricata automaticamente CO₂;
- alla base dei venting sono previsti sistemi di drenaggio per eliminare eventuale presenza di acqua piovana.

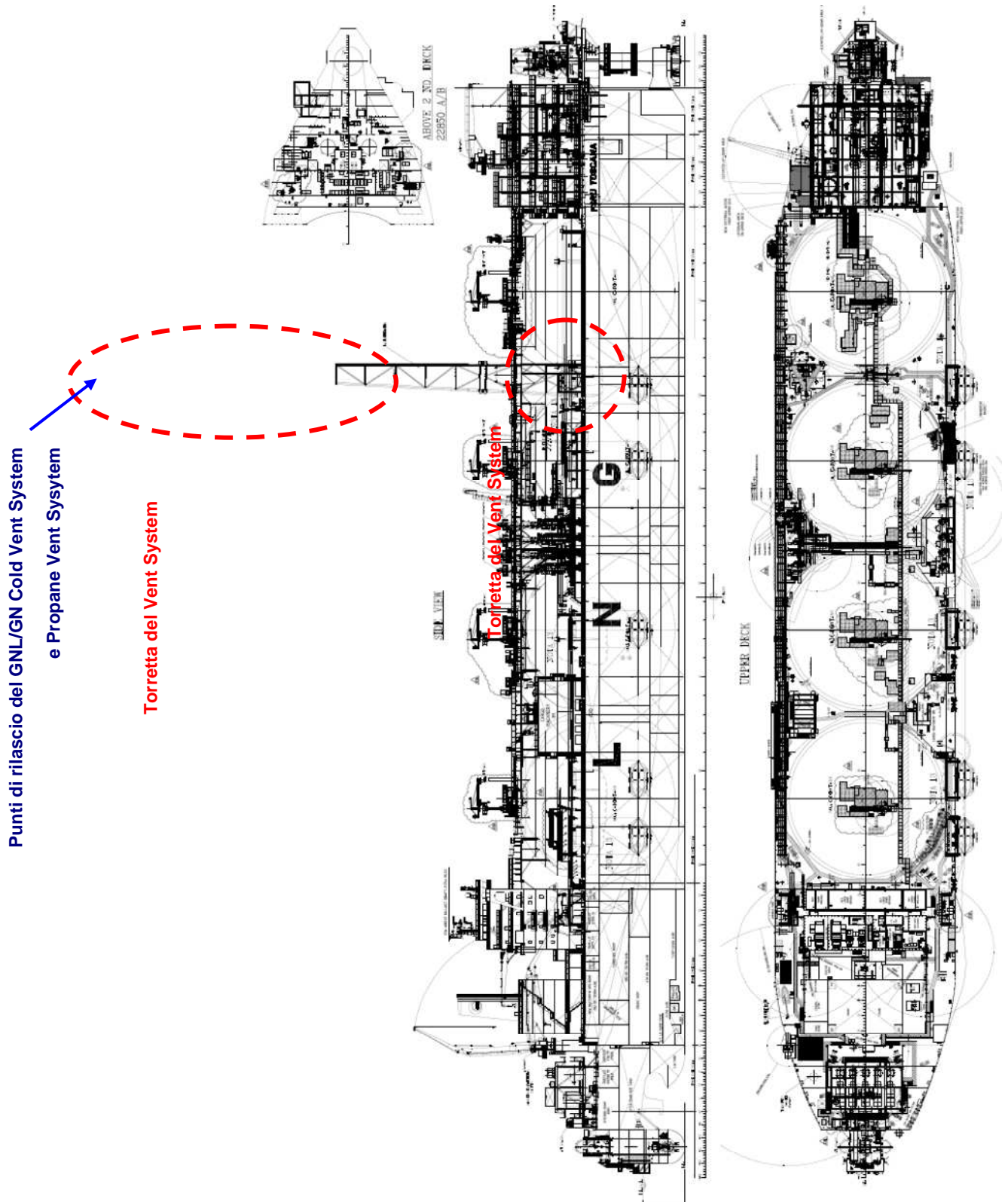


Figura 3.8 Localizzazione punti di emissione GNL/GN Cold Vent System e Propane Vent System (vista laterale e pianta del Terminale di Rigassificazione Galleggiante).

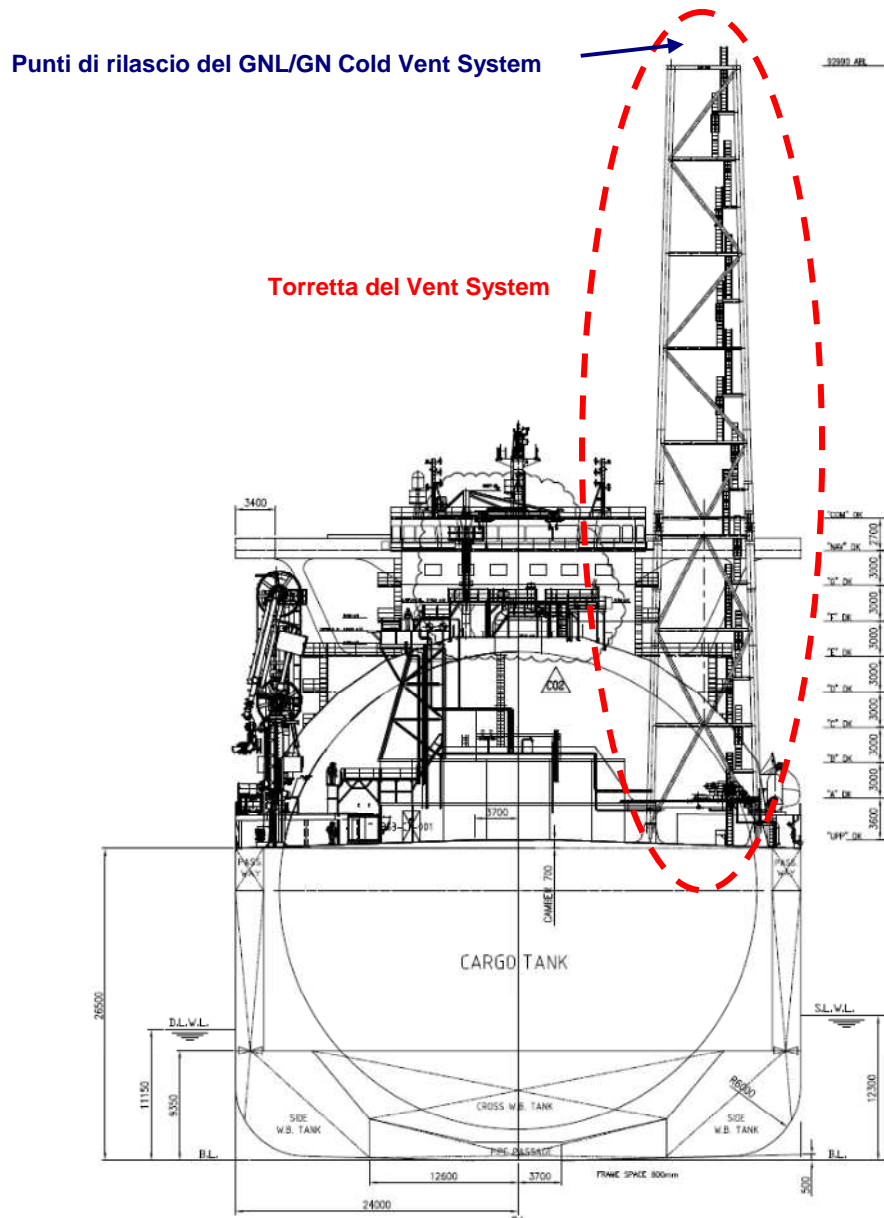


Figura 3.9 Localizzazione punti di emissione GNL/GN Cold Vent System e Propane Vent System (vista laterale e pianta del Terminale di Rigassificazione Galleggiante).

Composizione e Concentrazione dei Rilasci

Al GNL/GN Cold Vent System e al Propane Vent System sono inviate le emissioni dei dispositivi di sicurezza relativi alle parti dell'impianto che trattano, rispettivamente Gas Naturale o Propano. Conseguentemente i rilasci in atmosfera che dovessero verificarsi nei casi più avanti descritti, sono rappresentati da Gas Naturale e Propano.

Tenuto conto che, al fine di inertizzare le condotte, viene introdotto un flusso continuo di azoto, le concentrazioni di Gas Naturale e Propano allo sbocco dei rispettivi sistemi di venting sono funzione delle portate rilasciate dai sistemi di sicurezza, in rapporto al suddetto flusso di azoto.

In generale la composizione degli effluenti allo scarico dei sistemi di venting varierà da un rilascio costituito da solo azoto, nelle condizioni di funzionamento ordinario del Terminale di rigassificazione, fino a rilasci costituiti, sostanzialmente, da Gas Naturale (dal GNL/GN Cold Vent System) o Propano (dal Propane Vent System), nel caso di consistenti rilasci che dovessero verificarsi in occasione di situazioni di emergenza.

Per quanto attiene il Gas Naturale, si tratta di una miscela di gas la cui composizione è rappresentata mediamente da:

Componenti	Mol %	
	Min	Max
N ₂	0	2
CH ₄	83	95
C ₂ H ₆	4	14
C ₃ H ₈	0,5	4
C4+	0,03	2,5

Composizione Tipo delle Miscele di GNL

Nella tabella seguente sono indicati i tenori massimi attesi per i componenti sulfurei:

Tenori massimi attesi per i Componenti Sulfurei

H ₂ S	max	0,5 ppm vol
mercaptani	max	2,2 mgS/Sm ³
totale	max	28,4 mgS/Sm ³

Tenori massimi attesi per i Componenti Sulfurei

Nella tabella successiva sono indicati i tipi di GNL che è previsto siano trattati dal Terminale:

Componenti	Mol %	
	Heavy (Algeria)	Light (Qatar)
N ₂	1,26	0,62
CH ₄	87,16	93,14
C ₂ H ₆	8,78	6,2
C ₃ H ₈	2,1	0,01
i-C ₄ H ₁₀	0,35	0,02
n-C ₄ H ₁₀	0,35	0,01
Totale	100	100

Tipologie di GNL

Fiamma Pilota – Combustibile e Quantità

Come descritto, i sistemi di venting adottati nel Terminale di rigassificazione sono del tipo a “torcia fredda”, non è pertanto presente fiamma pilota.

Stream non riconducibile a Stati di Emergenza, Sicurezza, Anomalie e Guasti

In condizioni di funzionamento ordinario del Terminale di rigassificazione non sono previsti rilasci in atmosfera da parte dei sistemi di venting, salvo la portata di azoto immessa per l’inertizzazione dei sistemi stessi.

Tale portata di azoto è valutabile complessivamente in 30 m³/h.

Stream riconducibile a Pre-Emergenza e Sicurezza

La logica di funzionamento dei sistemi di sicurezza, costituiti da valvole e da sistemi di depressurizzazione, prevede il loro intervento al raggiungimento di specifiche condizioni di pressione o temperatura che corrispondono a situazioni di anomalia/guasto e/o emergenza.

Non sono viceversa previsti rilasci in altre situazioni.

Stream derivante da Emergenza e Sicurezza

Il sistema di rilevamento dei livelli di pressione degli impianti è progettato in modo che le valvole di protezione intervengano al superamento di determinati valori di soglia, dando luogo a rilasci di Gas Naturale o Propano.

Il raggiungimento di sovrappressioni può determinarsi in talune situazioni di emergenza, tipicamente rappresentate da incendi o rotture/anomalie degli impianti. Nelle tabelle seguenti sono riepilogati i potenziali rilasci dalle valvole di sicurezza che verrebbero inviati al GNL/GN Cold Vent System e Propane Vent System nel caso di emergenze.

TAG	EQUIPMENT PROTECTED	TYPE	SIZE	SET Press. (barg)	Discharge To	Overpressure (%)	FIRE				TUBE RUPTURE			
							Phase (L/V)	TEMP. (°C)	MW	LOAD (kg/h)	Phase (L/V)	TEMP. (°C)	MW	LOAD (kg/h)
905-PSV-101 A/B	BOG Compressor Suction Scrubber 905-VG-001	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	4	Cold Vent	10	V	-82	18,72	2260				
905-PSV-102 A/B	LNG Drain Drum 905-VA-001	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	13	Cold Vent	10	V	44,4	40,7	3530				
910-PSV-101 A/B	HP Gas To Recondenser	Balanced Bellow	3" X 4"	12	Cold Vent	10								
910-PSV-102 A/B	Recondenser 910-VB-001	Balanced Bellow	3" X 4"	12	Cold Vent	10	V	-86,5	17,03	14060				
915-PSV-113 A/B	Booster Pump	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	12	Cold Vent	10	V	-86,5	17,03	3530				
915-PSV-123 A/B	915-PS-001 A/B/C	Balanced Bellow	3" X 6"	127	Cold Vent	10								
915-PSV-133 A/B	IFV NG Outlet 920-HI-001/002/003	Balanced Bellow	3" X 4"	20	Prop. Vent	10	V	63,8	44,1	9650				14700
920-PSV-110 A/B	IFV NG Outlet 920-HI-001/002/003	Balanced Bellow	2" X 3"	20	Prop. Vent	10	V	63,8	44,1	13900				
920-PSV-120 A/B	Propane Drum 935-VD-001	Balanced Bellow	3" X 4"	10	Cold Vent	10								
920-PSV-121 A/B	HP Gas To Fuel Gas System	Balanced Bellow	3" X 4"	10	Cold Vent	10								
920-PSV-131 A/B	LNG Spillage Collection Drum 900-VL-001	Balanced Bellow	2" X 3"	13	Cold Vent	10	V	-85,4	17,03	8300				

Rilasci da Pressure Safety Valves

In caso di incendi o di rilevamento di Gas, può essere inoltre richiesta una depressurizzazione degli apparati. La depressurizzazione è assicurata da specifiche valvole con rilascio che viene inviato al Cold Vent System. Nella tabella seguente sono riepilogati i potenziali rilasci che potrebbero verificarsi, nel caso risultasse necessario procedere alla depressurizzazione.

TAG	EQUIPMENT PROTECTED	Discharge To	STARTING CONDITIONS		RESULTS		
			PRESSURE (barg)	TEMPERATURE (°C)	Pressure after 15 min (barg)	MW	Initial Flowrate (kg/h)
905-BDV-005	BOG Compressor and BOG Compr. Suction Scrubber	Cold Vent	12	44,4	6	19,5	880
910-BDV-002	Recondenser	Cold Vent	12	-117	6	17,1	33300
920-BDV-012	IFV 920-HI-001 LNG/NG Side	Cold Vent	127	8	7	18,4	17840
920-BDV-022	IFV 920-HI-002 LNG/NG Side	Cold Vent	127	8	7	18,4	17840
920-BDV-032	IFV 920-HI-003 LNG/NG Side	Cold Vent	127	8	7	18,4	17840

Rilasci da Blowdown Valve

La durata dei suddetti rilasci può essere cautelativamente stimata in 30 minuti quale valore massimo.

Stream derivante da Anomalie e Guasti

Sovrappressioni con conseguente intervento delle valvole di sicurezza possono determinarsi nel caso si verificano anomalie e guasti. Gli scenari di interesse e le relative portate di Gas Naturale/Propano inviate al Cold Vent System sono riportate nella tabella seguente.

TAG	EQUIPMENT PROTECTED	TYPE	SIZE	SET Press. (barg)	Discharge To	Overpressure (%)	RELIEF CONDITIONS										
							BLOCKED OUTLET				CONTROL VALVE FAILURE						
							Phase (LV)	TEMP. (°C)	MW	LOAD (kg/h)	Phase (LV)	TEMP. (°C)	MW	LOAD (kg/h)			
905-PSV-101 A/B	BOG Compressor Suction Scrubber 905-VG-001	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	4	Cold Vent	10											
905-PSV-102 A/B	LNG Drain Drum 905-VA-001	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	13	Cold Vent	10											
910-PSV-101 A/B	HP Gas To Recondensar	Balanced Bellow	3" X 4"	12	Cold Vent	10								V	-27	17,03	8500
910-PSV-102 A/B	Recondensar	Balanced Bellow	3" X 4"	12	Cold Vent	10											
915-PSV-113 A/B	910-VB-001	Balanced Bellow	3" X 4"	12	Cold Vent	10											
915-PSV-123 A/B	Booster Pump	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	12	Cold Vent	10											
915-PSV-133 A/B	915-PS-001 A/B/C	Balanced Bellow	3" X 6"	127	Cold Vent	10								V	20	17,03	150000
920-PSV-110 A/B	IFV NG Outlet	Balanced Bellow	3" X 4"	20	Prop. Vent	10											
920-PSV-120 A/B	920-HI-001/002/003	Balanced Bellow	2" X 3"	20	Prop. Vent	10											
920-PSV-130 A/B	IFV Propane	Balanced Bellow	3" X 4"	10	Cold Vent	10											
920-PSV-111 A/B	920-HI-001/002/003	Balanced Bellow	3" X 4"	10	Cold Vent	10											
920-PSV-121 A/B	Propane Drum	Balanced Bellow	2" X 3"	20	Prop. Vent	10											
920-PSV-131 A/B	935-YD-001	Balanced Bellow	3" X 4"	10	Cold Vent	10											
935-PSV-103 A/B	HP Gas To Fuel Gas System	Balanced Bellow	3" X 4"	10	Cold Vent	10											
925-PSV-117 A/B	935-YD-001	Balanced Bellow	2" X 3"	13	Cold Vent	10											
900-PSV-001 A/B	LNG Spillage Collection Drum 900-VL-001	Balanced Bellow	2" X 3"	13	Cold Vent	10											

Rilasci da Blowdown Valve

5.1.2. Emissioni fuggitive

La valutazione delle emissioni fuggitive proprie del Terminale è stata effettuata secondo le linee guida indicate dall'US-EPA (United States Environmental Protection Agency) nella pubblicazione n. EPA-453/R-95-017 "Protocol for Equipment Leak Emission Estimates".

Di seguito si riportano la descrizione della metodologia EPA, largamente impiegata anche a livello europeo per la valutazione delle emissioni fuggitive presenti in impianti chimici, e la valutazione specifica effettuata nello stabilimento.

5.1.2.1. Metodologia di valutazione EPA-453/R-95-017

Il proposito della metodologia EPA è quello di presentare delle procedure standard per la valutazione dell'emissione di sostanze da perdite della strumentazione presente in impianto.

Per lo sviluppo di tale stima sono state implementate quattro differenti metodologie:

- Approccio 1: average emission factor;
- Approccio 2: screening ranges;
- Approccio 3: EPA correlation;
- Approccio 4: unit-specific correlation.

Tali procedure permettono la stima dei composti organici totali (TOC's).

I fattori di emissione e le correlazioni utilizzate per la valutazione delle perdite da strumentazione sono stati analizzati per le industrie petrolifere e di produzione chimica di sostanze organiche sintetiche (SOCMI – synthetic organic chemical manufacturing industry).

In generale, più l'approccio risulta raffinato, maggiore risulta essere il quantitativo di dati richiesto e più accurata risulta quindi la stima di tale emissione. I risultati saranno, quindi, sempre più attinenti allo stabilimento in oggetto e da valori che sovrastimano l'emissione di TOC (ricavati con l'approccio 1) si passerà a valori che descriveranno sempre più la realtà di impianto (ricavati con l'approccio 4).

Negli approcci 1 e 2 i fattori di emissione sono rapportati al quantitativo della strumentazione presente; nel terzo approccio, invece, i valori di concentrazione misurati (valori di screening) nelle immediate vicinanze delle apparecchiature sono utilizzati all'interno di specifiche correlazioni sviluppate da EPA. Infine, nell'approccio 4 le perdite dai componenti presenti vengono misurate tramite apposite campagne di monitoraggio effettuate per un limitato quantitativo di apparecchiature ed i risultati vengono utilizzati in apposite correlazioni.

Tutti gli approcci che verranno di seguito descritti richiedono un accurato conteggio della strumentazione presente con l'indicazione della tipologia (valvole, pompe, connettori, ecc); per alcune di queste deve essere indicata, inoltre, la fase della sostanza in essa contenuta (manipolazione di liquido pesante, liquido leggero o gas).

Nella figura seguente si riporta la schematizzazione delle informazioni richieste per ciascun approccio.

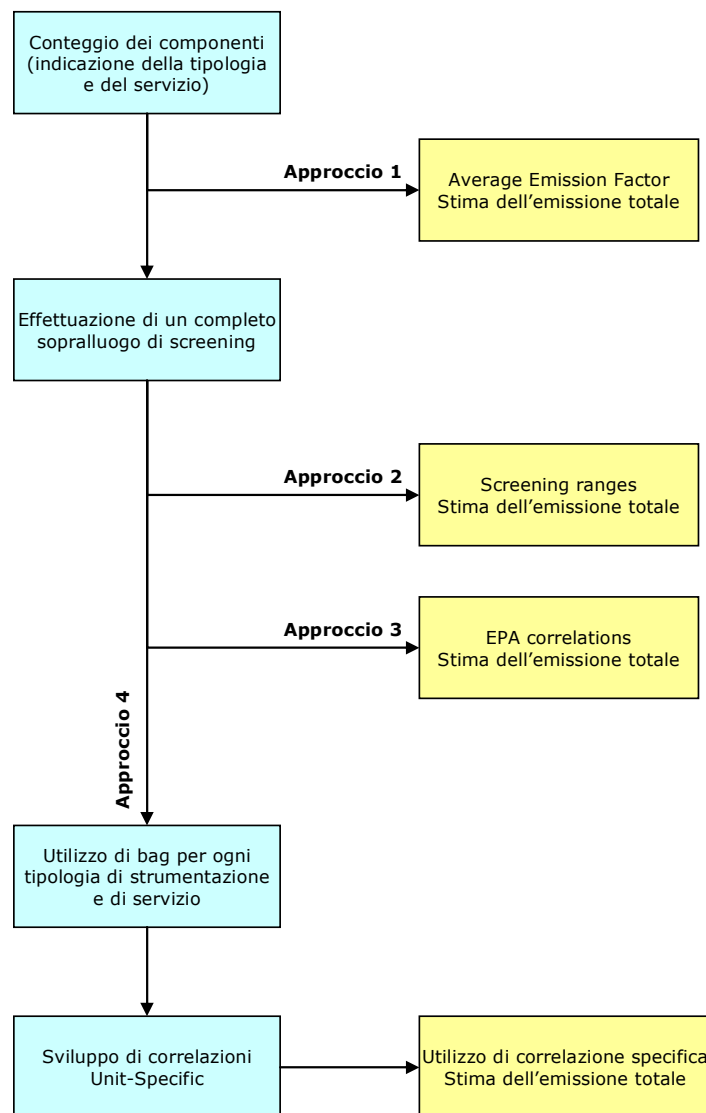


Figura 5.1 - Valutazione delle emissioni fuggitive – definizione dei differenti approcci indicati da EPA

Eccezion fatta per l'approccio 1, le restanti metodologie prevedono l'effettuazione di una campagna di misurazione effettuata in situ necessaria per lo screening delle apparecchiature presenti. Tale fase di screening viene effettuata tramite campionamenti realizzati nelle interfacce potenzialmente interessate alle perdite di ogni singola strumentazione presente.

Un valore di screening è una misurazione della concentrazione di sostanza volatile presente nell'aria nelle immediate vicinanze della strumentazione che permette di fornire un'indicazione delle perdite dell'apparecchiatura; tale dato viene espresso in unità di parti per milione su volume (ppmv).

In aggiunta a tutto ciò, l'approccio 4 prevede anche il campionamento dell'aria tramite bag in modo da ottenere la valutazione dell'emissione in termini massivi e quindi correlare i fattori di emissione, indicati da EPA, con valori specifici di impianto ottenuti mediante campionamento in situ.

I fattori di emissione definiti da EPA sono il risultato di studi effettuati su differenti tipologie di impianto (raffinerie, terminali di distribuzione, produzione di oli e gas, impianti per la produzione di sostanze chimiche organiche sintetiche) e su un'ampia gamma di strumentazione di impianto (valvole, pompe, compressori, valvole di sicurezza PSV, connettori, flange e linee chiuse). Per le apparecchiature presenti in impianto per il campionamento è presente un fattore di emissione che tiene conto dell'aliquota di sostanza persa durante la fase di campionamento stesso.

Per la valutazione del quantitativo di COV emessi dalla strumentazione del Terminale in sede di richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale, si è fatto ricorso al primo approccio (maggiormente cautelativo ed in grado di fornire una prima stima di massima di tale fattore emissivo) il quale risulta essere il più utilizzato a livello europeo.

Average Emission Factor

Il primo metodo descritto permette l'uso di fattori di emissione sviluppati da EPA in combinazione con dati specifici di impianto.

Tali dati includono:

- numero di ciascun componente nell'unità produttiva (valvole, connettori, ecc);
- fase della sostanza contenuta da ciascun componente (gas, liquido leggero o liquido pesante);
- concentrazione del TOC nel flusso;
- periodo di servizio di ciascun componente.

Tale metodo risulta essere quello maggiormente utilizzato all'interno dell'Unione Europea.

Nella tabella seguente si riportano i fattori di emissione utilizzati per la stima nel Terminale.

Strumentazione	Servizio	Fattore di emissione (kg/hour/source)
Valvole	gas	1,30E-05
	liquidi leggeri	4,30E-05
Pompe	gas	6,50E-05
	liquidi leggeri	5,40E-04
Altri	gas	1,20E-04
	liquidi leggeri	1,30E-04
Flange - Connettori	gas	4,20E-05
	liquidi leggeri	8,00E-06

Fattori di emissione SOCFI - average emission factor approach

L'equazione utilizzata per la stima dell'emissione di TOC risulta essere:

$$E_{TOC} = F_A \times WF_{TOC} \times N$$

dove

E_{TOC} = emissione di TOC da tutta la strumentazione presente nell'impianto (kg/h);

F_A = fattore medio di emissione applicabile per un dato componente (kg/h/sorgente);

WF_{TOC} = frazione in peso media di TOC nel flusso;

N = numero di componenti per tipo presenti nel flusso.

Se all'interno di un impianto esistono più flussi l'emissione totale di TOC per una determinata tipologia di strumentazione risulta essere la somma di ciascun flusso. L'emissione totale di impianto sarà, quindi, la somma delle perdite relative di tutti i componenti.

Nella tabella seguente si riportano i risultati della valutazione effettuata relativamente al Terminale di rigassificazione oggetto del presente documento.

Fase	Sorgente	Tipologia	Quantità (t/a)
Ricevimento e stoccaggio GNL	Emissioni da raccordi, giunzioni e valvole	TOC	0,01
Rigassificazione GNL	Emissioni da raccordi, giunzioni, pompe e compressori	TOC	0,5
Produzione di energia	Emissioni da serbatoi lubrificanti e combustibile, raccordi e giunzioni	TOC	0,1

Emissioni fuggitive

5.2. SCARICHI IDRICI

All'interno del Terminale risultano presenti differenti punti di scarico idrico, relativi ai differenti utilizzi presenti dell'acqua approvvigionata.

In condizioni di normale funzionamento saranno attivi gli scarichi riportati nel Paragrafo 3.4 (si veda anche l'Allegato B.9.2), ubicati secondo quanto indicato nella planimetria riportata in **Allegato B.21**.

Come già accennato, gli ulteriori punti di scarico presenti presso il Terminale risultano a servizio di sistemi di emergenza/manutenzione, oppure presentano un funzionamento raro, o sono attivati in caso di guasti o di evento meteorico. Nella tabella seguente si riporta la descrizione di tali punti di scarico.

Scarico	Origine	Quantitativo di picco (m ³ /h)
SF1	Condensatore ausiliario	4.500
SF3	Da condensatore principale – con esclusione di tutti i vaporizzatori	9.000
SF6	Eiettori per sala motori	150

Scarico	Origine	Quantitativo di picco (m ³ /h)
SF7	Eiettori per spazi vuoti sala macchine	60
SF8	Bypass vaporizzatori	10.800
SF11	Eiettori per sentina spazi vuoti thruster	150
SF12	Eiettori per sentina spazi vuoti serbatoi LNG	150
SF13	Eiettori per sentina spazi vuoti serbatoi LNG	150
SF14	Eiettori per sentina spazi vuoti serbatoi LNG	150
SF16	Sala pompe antincendio di prua (bow thruster)	150
SF20	Drenaggi di raffreddamento Inert Gas Generator	non quantificabile
SF21	Acque meteoriche – ponte di coperta di poppa e ponti sovrastanti tramite ombrinale	non quantificabile
SF22	Acque meteoriche – ponte di coperta tramite ombrinale	non quantificabile
SF23	Acque meteoriche – ponte di coperta a poppa	non quantificabile
SF24	Svuotamento piscina	non quantificabile
SF25	By-pass pompa deluge	75
SF26	Drenaggi Wobbe Index package	discontinuo
SF27	By-pass pompa deluge	1.500
SF28	Acque meteoriche ed eventuali spillamenti di GNL – zona top side	non quantificabile

Scarichi idrici – funzionamento raro

5.2.1. Impianto di trattamento effluenti liquidi

All'interno del Terminale è presente un sistema di trattamento per gli scarichi domestici, descritto in precedenza.

Nella figura seguente si riportano la schematizzazione di tale sistema in cui si possono notare la sezione di areazione (in cui, sulla base della necessità, viene introdotto antischiuma), di sedimentazione e di disinfezione (effettuata con ipoclorito di sodio), nonché la dechlorazione finale effettuata con bisolfito di sodio.

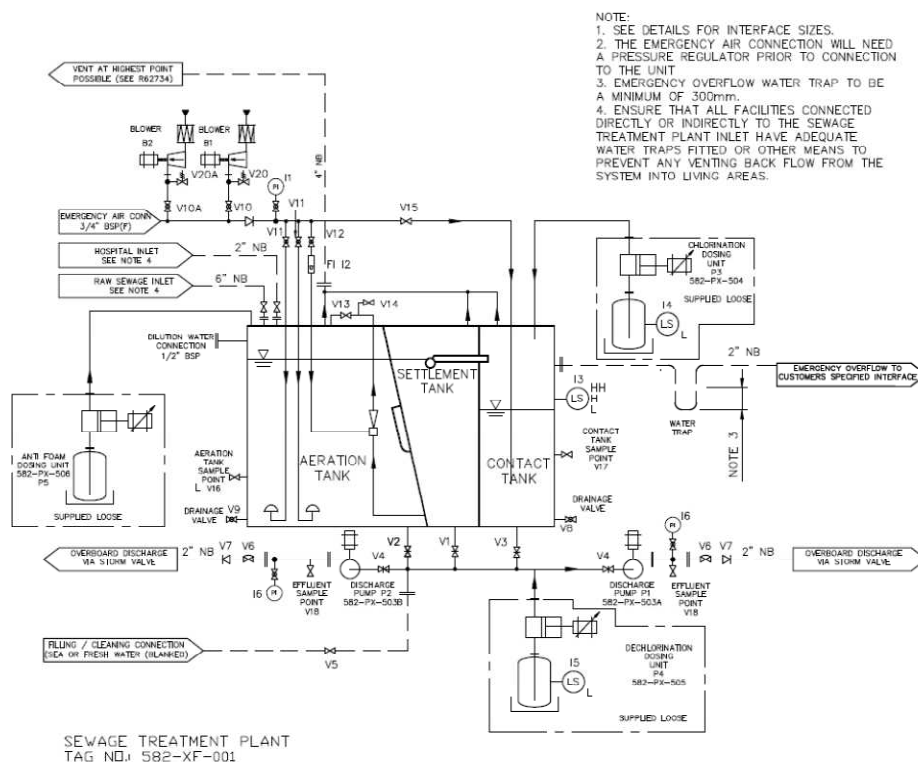


Figura 5.2 - Impianto di trattamento reflui domestici

5.2.2. Acque meteoriche

La descrizione delle modalità di gestione delle acque meteoriche di prima pioggia che interesseranno il Terminale è riportata nell'Allegato B.26, cui si rimanda.

5.3. RIFIUTI

Le tipologie di rifiuto generate presso il Terminale durante il suo normale funzionamento sono riconducibili alla presenza di personale a bordo, al funzionamento dei macchinari necessari alla produzione di energia ed alle possibili attività manutentive. La descrizione dei rifiuti prodotti ed i quantitativi degli stessi sono riportati nell'Allegato D.9.

La gestione di tali rifiuti verrà effettuata in accordo alla Convenzione Internazionale MARPOL (Annessi I, IV e V), interamente recepita dalla normativa italiana. Come previsto da tale Convenzione le quantità di rifiuti prodotti saranno registrate negli appositi registri dei rifiuti di bordo (Registro degli Idrocarburi e Registro per i Rifiuti Solidi). Per ulteriori dettagli sulla normativa applicabile alla gestione dei rifiuti del complesso si rimanda al Piano di Gestione dei Rifiuti riportato in Allegato D.9.

5.4. EMISSIONI SONORE

Al fine di valutare l'impatto acustico è stato condotto apposito studio nel quale sono state inserite le informazioni relative alla rumorosità delle singole apparecchiature e la struttura del Terminale di rigassificazione.

Da tale studio, redatto da tecnico competente in acustica ambientale, non sono emersi particolari problemi di rumore ambientale; per una consultazione più dettagliata si rimanda all'**Allegato D.8.**

5.5. ULTERIORI ASPETTI AMBIENTALI CORRELATI AL TERMINALE

All'interno del Terminale non risultano presenti manufatti in amianto.

Non risultano presenti neanche trasformatori contenenti PCB in quantitativi superiori a quanto indicato dalla normativa vigente.

Non sono prevedibili disturbi significativi sulle aree limitrofe, sulle aree costiere e sulle specie animali dell'area, considerato il fatto che il Terminale è posta a 12 miglia dalla costa relativamente agli odori, all'impatto luminoso ed elettromagnetico.

6. PERTINENZA E SIGNIFICATIVITÀ DELLE EMISSIONI

Nelle tabelle seguenti si riportano gli esiti delle valutazioni effettuate in merito alla pertinenza e significatività delle sostanze inquinanti di cui all'Allegato X – Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (ex Allegato III del D.Lgs. 59/05) contenute nei principali scarichi convogliati in atmosfera e in ambiente idrico.

Si evidenzia che:

- le valutazioni effettuate nelle tabelle seguenti si riferiscono alla normale operatività dell'impianto;
- tutte le sostanze indicate come pertinenti sono presenti in concentrazioni inferiori ai limiti normativi previsti dal D.Lgs. No. 152/06 e s.m.i, ivi comprese quelle a cui nelle tabelle è corrisposta una "significatività" dell'emissione.

Sostanza	Pertinenza	Significatività	Monitoraggio	Note
Ossidi di zolfo e altri composti dello zolfo	Sì	No	-	Il gas naturale ha tipicamente un contenuto di zolfo molto modesto; il tenore di zolfo totale atteso per il GNL in arrivo al Terminale è inferiore a circa 30 mg/Sm ³ (Rif. Scheda B.5.2).
Ossidi di azoto e altri composti dell'azoto	Sì	Sì	Monitoraggio in continuo degli NOx	-
Monossido di carbonio	Sì	Sì	Monitoraggio in continuo	-
Composti organici volatili	Sì	No	Monitoraggio in continuo (come TOC)	La pertinenza è connessa alla possibile presenza nei fumi di combustione del gas naturale di idrocarburi incombusti. Si prevede il monitoraggio di tale parametro come richiesto dal Provvedimento di Esclusione dalla VIA Prot. No. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010
Metalli e relativi composti	Sì	No	-	Il GNL in arrivo al Terminale presenterà unicamente Mercurio in tracce (tenore atteso inferiore a 50 ng/Sm ³).

Sostanza	Pertinenza	Significatività	Monitoraggio	Note
Polveri	Si	No	Monitoraggio in continuo del PM	La concentrazione attesa di polveri nei fumi di combustione del gas naturale è trascurabile. Si prevede comunque il monitoraggio di tale parametro come richiesto dal Provvedimento di Esclusione dalla VIA Prot. No. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010
Amianto (particelle in sospensione e fibre)	No	-	-	-
Cloro e suoi composti	No	-	-	-
Fluoro e suoi composti	No	-	-	-
Arsenico e suoi composti	No	-	-	-
Cianuri	No	-	-	-
Sostanze e preparati di cui sono comprovate proprietà cancerogene, mutagene o tali da poter influire sulla riproduzione quando sono immessi nell'atmosfera	No	-	-	-
Policlorodibenzodiossina (PCDD) e policlorodibenzofurani (PCDF)	No	-	-	-

Emissioni in Atmosfera - Pertinenza e Significatività delle Sostanze

Sostanza	Pertinenza	Significatività	Monitoraggio	Note
Composti organoalogenati e sostanze che possono dar loro origine nell'ambiente idrico	Sì	Sì	Monitoraggio in continuo di cloro attivo libero allo scarico dei vaporizzatori (SF15b) e monitoraggio periodico dello scarico dell'impianto di trattamento reflui civili (SF29)	La pertinenza è legata all'utilizzo dell'ipoclorito di sodio per finalità antifouling e processo di trattamento dei reflui civili attraverso impianto dedicato.
Composti organofosforici	No	-	-	-
Composti organici dello stagno	No	-	-	-
Sostanze e preparati di cui sono comprovate proprietà cancerogene, mutagene o tali da poter influire sulla riproduzione in ambiente idrico o con il concorso dello stesso	No	-	-	-
Idrocarburi persistenti e sostanze organiche tossiche persistenti e bioaccumulabili	Sì	No	-	Gli idrocarburi sono considerati pertinenti in ragione dell'uso di oli lubrificanti. Tutte le acque oleose vengono comunque raccolte in una cassa dedicata per il successivo conferimento a terra a ditte autorizzate.
Cianuri	No	-	-	-
Metalli e loro composti	No	-	-	-
Arsenico e i suoi composti	No	-	-	-
Biocidi e prodotti fitofarmaceutici	No	-	-	-
Materiale in sospensione	Sì	No	Monitoraggio periodico dei SST allo scarico (SF29) dell'impianto di trattamento dei reflui civili	La pertinenza è relativa alla presenza dei reflui civili, oggetto di trattamento in impianto dedicato

Sostanza	Pertinenza	Significatività	Monitoraggio	Note
Sostanze che contribuiscono all'eutrofizzazione (nitrati e fosfati in particolare)	No	-	-	-
Sostanze che esercitano influenza sfavorevole sul bilancio di ossigeno (misurabili con parametri quali BOD, COD)	Sì	No	Monitoraggio periodico di BOD5 e COD allo scarico (SF29) dell'impianto di trattamento dei reflui civili	La pertinenza è relativa alla presenza dei reflui civili, oggetto di trattamento in impianto dedicato

Emissioni in Ambiente Idrico - Pertinenza e Significatività delle Sostanze

7. PIANO DI CONTROLLO

Ad oggi OLT si è già dotata, nell'ambito di un sistema di gestione integrato, delle certificazioni ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, OSHAS 18001:2007 ed SA 8000:2008 (si veda anche l'Allegato A.12).

Una volta entrato in esercizio il Terminale, nell'ambito dell'IMS (Integrated Management System), è prevista l'acquisizione della certificazione UNI EN ISO 14001 e della registrazione EMAS III anche ai sensi dell'Atto Unilaterale di sottomissione con la Regione Toscana del 26 luglio 2005.

Di seguito si riporta una descrizione dei controlli-regolazioni e della manutenzione dell'impianto, rimandando all'**Allegato E.3** per la descrizione delle Modalità generali di Gestione Ambientale e all'**Allegato E.4** per la descrizione del Piano di Monitoraggio del Terminale.

7.1. REGOLAZIONE E CONTROLLO DELL'IMPIANTO

L'impianto di rigassificazione risulta dotato di opportuni sistemi di regolazione e controllo dell'impianto per permetterne il regolare funzionamento ed una più semplice conduzione.

All'interno del Terminale risulta presente una sala di controllo presidiata 24H dove sono presenti blocchi parziali e generali che consentono l'eventuale messa in sicurezza del Terminale in tempi ristretti. All'interno di queste è presente un sistema di controllo DCS riportato a video; in particolare, per quanto concerne i bracci di carico, risulta presente un sistema di controllo specifico.

7.2. MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto è sottoposto a periodiche campagne di manutenzione. Tale manutenzione viene effettuata preventivamente, durante la regolare marcia, per prevenire eventuali guasti.

In particolare, per quanto riguarda le aree produttive ed i serbatoi, essi verranno periodicamente visitati in accordo con quanto previsto dai Regolamenti dell'Istituto di Classifica (RINA) e secondo le indicazioni dei Manuali Operativi in corso di perfezionamento.

I dettagli della gestione della manutenzione saranno descritti all'interno di procedure operative specifiche inserite nel Sistema di Gestione Ambientale.

8. FASI DI FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Una volta che il Terminale sarà giunto in corrispondenza del punto di ancoraggio, inizieranno le seguenti fasi di funzionamento:

- Installazione e pre-Collaudò (circa 2 mesi);
- Esercizio Provvisorio, durante il quale ci sarà l'avviamento e il collaudò del sistema di rigassificazione (6 mesi);
- Esercizio Definitivo.

Si precisa che nel momento dell'immissione di gas in rete il Terminale entrerà in esercizio provvisorio.

L'entrata in esercizio definitivo avverrà una volta ottenuto il collaudò amministrativo da parte della Commissione di cui all'Art. 5 comma 2 del D.M. 23 Febbraio 2006 e della Commissione di cui all'Art. 6 comma 1 del medesimo Decreto.

Nel seguito sono descritte le attività previste durante tali fasi, con particolare riferimento al combustibile impiegato ed alle emissioni connesse.

8.1. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI INSTALLAZIONE, PRE-COLLAUDO ED ESERCIZIO PROVVISORIO

8.1.1. Condizioni generali di utilizzo del combustibile ed emissioni in atmosfera

All'arrivo sul sito (offshore Livorno) e prima dell'inizio delle attività di installazione e pre-collaudò è previsto che il Terminale operi per un breve periodo di tempo (qualche giorno) con il generatore diesel da 3,35 MW al fine di fornire l'energia necessaria per il funzionamento dei servizi a bordo e per l'accensione delle caldaie. Detto generatore sarà alimentato da gasolio marino con basso contenuto di zolfo (MGO) in accordo con la Direttiva Europea sui combustibili per uso marittimo (EU Directive 2005/33/EC).

Nel momento in cui il sistema di produzione del vapore è attivato, l'energia elettrica può essere prodotta sia dai preesistenti turbogeneratori da 3.35 MW, sia dai nuovi due turbogeneratori da 10 MW.

Si osserva che, in generale, durante le fasi di installazione e pre-collaudò ed esercizio provvisorio l'utilizzo dei combustibili per alimentare le caldaie dei turbogeneratori sarà il seguente:

- Alimentazione per il 100% con gasolio marino a basso contenuto di zolfo nel caso di non disponibilità di gas naturale o avaria del sistema di fornitura del gas stesso;
- Alimentazione combinata con gas naturale e gasolio marino a basso contenuto di zolfo (modalità dual fuel), nel caso la disponibilità di gas naturale risultasse insufficiente o di qualità non adeguata;
- Alimentazione per il 100% con gas naturale nel caso di piena disponibilità di gas naturale di qualità adeguata.

Si ricorda in proposito che l'impianto di produzione energetica appena richiamato deve assicurare che il Terminale abbia sempre la disponibilità dell'energia necessaria, garantendo nel contempo il rispetto di tutti requisiti di sicurezza richiesti dal codice IGC (International Gas Carrier) Code per le navi metaniere.

Per quanto attiene le emissioni in atmosfera generate dalle caldaie, i valori attesi di concentrazione degli inquinanti al camino per condizioni di massimo carico sono indicati nella Tabella seguente in funzione del combustibile. Tali valori sono da considerarsi riferiti ad una media giornaliera anziché oraria per avere la necessaria flessibilità durante tali fasi.

Inquinante	Valore
NOx (3% O2 Ref)	150 mg/Nm ³ (Gas Naturale)
	500* mg/Nm ³ (MGO)
CO (3% O2 Ref)	100* mg/Nm ³ (MGO)
Polveri (3% O2 Ref)	50* mg/Nm ³ (MGO)
SOx (3%O2 Ref)	200* mg/Nm ³ (MGO)
*expected value	

NOTA: Per le fasi di installazione e pre-collaudò ed esercizio provvisorio i valori di concentrazione indicati in tabella sono da considerarsi riferiti ad una media giornaliera anziché oraria.

Fasi di installazione e pre-collaudò ed esercizio provvisorio: Valori di Concentrazione degli Inquinanti al Camino Caldaie (condizioni massimo carico)

Al fine di fornire indicazioni sulle possibili emissioni in atmosfera durante le diverse fasi secondo le quali si articolano le attività di installazione e pre-collaudò ed esercizio provvisorio si può ipotizzare uno scenario cautelativo, sia sotto il profilo della ripartizione fra i combustibili utilizzati, sia sotto il profilo della potenza mediamente richiesta alle caldaie. Nello specifico, per quanto attiene la ripartizione dei combustibili, si è assunto che nella prima fase sia utilizzato combustibile liquido per il 100% e che tale utilizzo si riduca al 70% nella seconda fase e, infine, al 15% nella terza. In termini di potenza richiesta si può ipotizzare, sempre conservativamente, un funzionamento delle caldaie sempre in regime di massimo carico con i valori di concentrazione di inquinanti al camino indicati nella tabella precedente.

8.1.2. Installazione e Introduzione di Gas Naturale/Raffreddamento

La durata di questa fase è pari a circa 4 mesi.

Durante questa fase le caldaie per la produzione di vapore sono inizialmente alimentate con gasolio marino con basso contenuto di zolfo. Per la produzione dell'energia elettrica è previsto, in via prioritaria, l'impiego dei nuovi turbogeneratori da 10 MW.

Nel momento in cui il Terminale sarà pronto a ricevere il primo carico di GNL la prima nave metaniera affiancherà il Terminale fornendo le piccole quantità di GNL richieste dai vaporizzatori. Il risultante gas naturale viene usato per spiazzare l'azoto nei serbatoi di

carico. A seconda della percentuale di gas naturale/azoto presente, la miscela può essere rilasciata in atmosfera o mandata alle caldaie per essere bruciata unitamente al combustibile liquido per produrre energia.

Nel momento in cui i serbatoi sono completamente pieni di gas naturale, il processo di raffreddamento può iniziare con il GNL alimentato dalla nave carrier. Tanto maggiore è la percentuale della miscela azoto/gas naturale tanto meno gasolio marino a basso contenuto di zolfo viene usato come combustibile. Quando i serbatoi di stoccaggio sono raffreddati, la rimanente parte del carico di raffreddamento può essere trasferito dalla nave metaniera al Terminale. Verranno effettuati test e prove sull'impianto per assicurare che una volta raffreddato, tutto il sistema di contenimento non manifesti perdite e che tutti i sistemi di sicurezza siano operativi.

Poiché in questa fase avviene un processo di gassificazione controllato (con rimozione di azoto) e raffreddamento, è possibile che una miscela di gas naturale e azoto venga rilasciata in atmosfera.

8.1.3. Test dell'impianto

Nel corso della seconda fase di installazione e collaudo, la cui durata prevista essere di circa di 2 mesi, vengono condotte una serie di prove sull'impianto di vaporizzazione per assicurarne l'efficienza e la sicurezza al variare dei livelli di invio di gas a terra.

Il GNL viene alimentato dalle navi metaniere con scarico di GNL monitorato.

Durante questo periodo di test, il gas naturale è il combustibile primario, mentre il gasolio marino viene utilizzato come combustibile secondario per alimentare le caldaie. Il vapore da queste generato è finalizzato alla produzione di energia elettrica attraverso i turbogeneratori da 10 MW.

Nel caso in cui, una volta terminati con successo i test, sia presente gas naturale in quantitativi eccedenti rispetto a quelli richiesti dalle caldaie, esso verrà ricondensato mediante il flusso di GNL che attraversa il ricondensatore.

8.1.4. Prove di impianto

Durante questa fase, la cui durata è prevista essere di circa 2 mesi, vengono condotte una serie ulteriore di prove finalizzate alla verifica delle prestazioni del Terminale secondo i termini contrattuali. Tali verifiche si riferiscono in particolare alla portata di carico, di boil off gas e di invio a terra.

Il GNL viene caricato dalle navi metaniere. Come già visto nella precedente fase, nel caso in cui sia prodotto gas naturale in quantitativi eccedenti rispetto a quelli richiesti come combustibile alle caldaie, può essere sia ricondensato mediante il flusso di GNL che attraversa il ricondensatore, sia avviato ai bruciatori delle caldaie. Non si prevede al momento che ci sia rilascio in atmosfera di gas naturale in questa fase.

8.1.5. Altre emissioni di inquinanti durante le attività di installazione e pre-collaudato ed esercizio provvisorio

La fase di installazione e pre-collaudato ed esercizio provvisorio è caratterizzata da attività di installazione e relativi mezzi navali di supporto nell'area del Terminale più consistenti rispetto alla fase di normale esercizio del Terminale stesso. Le maggiori emissioni possono comunque essere valutate come di ridotta entità. Essendo tali attività di il primo momento in cui l'impiantistica viene esposta a gas naturale e GNL, come illustrato precedentemente nella descrizione delle tre diverse fasi, sono previsti rilasci in atmosfera di gas naturale/azoto, a differenza di quanto avverrà durante la fase di esercizio del Terminale. Durante le fasi di test/collaudato si cercherà comunque di minimizzare detti rilasci in atmosfera, ogni qualvolta le condizioni operative e di sicurezza lo permetteranno.

8.1.6. Scarichi Idrici

Per quanto riguarda lo scarico dell'acqua mare necessaria alla rigassificazione (SF15/SF15b), si prevede la necessità di una specifica flessibilità volta ad agevolare l'avviamento dell'impianto, in particolare:

- il delta termico massimo tra l'ingresso e lo scarico sia pari a -5,3°C (media oraria) in qualsiasi condizione ambientale e operativa;
- la concentrazione di cloro attivo libero allo scarico (media mensile) sia non superiore a 0.2 mg/l.

8.2. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI ESERCIZIO DEFINITIVO

L'entrata in esercizio definitivo avverrà una volta ottenuto il collaudato amministrativo da parte della Commissione di cui all'Art. 5 comma 2 del D.M. 23 Febbraio 2006 e della Commissione di cui all'Art. 6 comma 1 del medesimo Decreto.

Durante l'esercizio definitivo dell'impianto la produzione di energia avverrà con le modalità descritte nel precedente Paragrafo 3.3 e nel rispetto dei limiti di normativa riportati nella tabella seguente.

Inquinante		Valori Limite	
		Autorizzato	Nazionale
EMISSIONI IN ATMOSFERA			
NO _x (come NO ₂)		150 mg/Nm ³⁽¹⁾	150 mg/Nm ³⁽²⁾
EMISSIONI IN ACQUA			
SF15	Delta T	-4,6°C (3 vaporizzatori) -2,3°C (2 vaporizzatori)	
SF15b	Cloro Attivo Libero	0,05 mg/l ⁽³⁾	0,2 mg/l ⁽⁴⁾
SF2, SF4, SF5, SF9, SF10, SF17,	Cloro Attivo Libero	-	0,2 mg/l ⁽⁴⁾

SF18, SF19, SF30			
SF29	pH	-	6 – 8,5 ⁽⁵⁾
	BOD5	-	25 mg/l ^{(5) (6)}
	COD	-	125 mg/l ^{(5) (6)}
	Cloro Residuo		< 0,5 mg/l ⁽⁵⁾
	Coliformi totali	-	< MPN 100/100 ml ⁽⁵⁾
	Solidi Sospesi Totali	-	35 mg/l ^{(5) (6)}

Note

- (1) Provvedimento di Esclusione dalla Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale DVA-2010-0025280
- (2) Secondo quanto riportato nell'Allegato II alla Parte V del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.
- (3) Provvedimento DVA-2011-0024915 per lo scarico SF15 (acque di rigassificazione)
- (4) Secondo quanto riportato nella Parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., Allegato 5, Tabella 3
- (5) Secondo quanto indicato nella MEPC 159/55 per lo scarico SF29 (acque reflue domestiche)
- (6) Valore conforme al limite riportato nella Parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., Allegato 5, Tabella 1

Fase di Esercizio Definitivo: Limiti alle Emissioni

9. PERIODI TRANSITORI

Con riferimento ai periodi transitori di funzionamento dell'impianto essendo il Terminale una nuova realizzazione non esistono dati storici a cui fare riferimento; pertanto non risulta possibile effettuare valutazioni realistiche a priori.

A titolo indicativo e sulla base di impianti navali assimilabili si trasmettono sull'argomento le informazioni seguenti.

Dopo la fase di start-up del Terminale, si prevede che il sistema di produzione di vapore e di energia elettrica sia sempre in esercizio, salvo durante le visite richieste periodicamente dall'Istituto di classifica (RINA).

Nel caso di fermata per le attività manutentive i tempi di arresto stimati sono quelli consigliati da costruttore delle caldaie e sono funzionali al tipo di manutenzione /intervento tecnico necessari. Essi potranno variare da un minimo di 12 ore (intervento ridotto) ad un massimo di 5-7 giorni (interventi più complessi, nel caso di accesso alla camera di combustione delle caldaie) necessari per l'accesso in sicurezza.

Nel caso di riavvio del sistema, i tempi necessari potranno variare in funzione delle temperature ambientali che si riscontrano al momento dell'inizio delle operazioni e potranno raggiungere un massimo di circa 36 ore.

Il numero di riavviamenti, data la tipologia di installazione, il servizio svolto dalla FSRU nonché il tipo di combustibile utilizzato, sono da considerarsi rari.