

Terminale FSRU Piombino

Comunicazione di modifica non sostanziale di AIA

Allegato B.18 – Relazione tecnica dei processi produttivi

Doc. No. P0031105-1-H11 Rev. 1 – aprile 2024



INDICE

	Pag.
1. PREMESSA	2
2. INTRODUZIONE	4
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	5
3.1. MODALITÀ OPERATIVE	5
3.2. SISTEMA RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DI GNL (FASE F1)	6
3.2.1. Sistema di Scarico GNL da Nave metaniera cargo	6
3.2.2. Stoccaggio di GNL	7
3.2.3. Gestione del Boil-Off Gas (BOG)	7
3.3. RIGASSIFICAZIONE DEL GNL (FASE F2)	8
3.3.1. Sistema di Vaporizzazione	8
3.3.2. Sistema di invio del GN alla Rete	9
3.4. PRODUZIONE DI ENERGIA (FASE F3)	9
3.5. SISTEMA ACQUA DI MARE (FASE F4)	10
3.6. SERVIZI A BORDO DELLA FSRU	11
3.6.1. Sistema acque reflue	12
3.6.2. Gestione acque oleose	12
4. INTERAZIONI CON L'AMBIENTE	13
4.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA	13
4.1.1. Emissioni convogliate	13
4.1.2. Emissioni fuggitive	14
4.2. PRELIEVI/SCARICHI IDRICI	15
4.2.1. Prelievi idrici	15
4.2.2. Scarichi Idrici	16
4.3. CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA	19
4.4. UTILIZZO DI MATERIE PRIME E PRODUZIONE DI RIFIUTI	19
4.4.1. Materie prime	19
4.4.2. Rifiuti	20
4.5. EMISSIONI SONORE	20
5. SISTEMA DI CONTROLLO E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	22
5.1. STRUMENTAZIONE E CONTROLLO	22
5.2. MANUTENZIONE	22
6. PERIODI TRANSITORI	23

1. PREMESSA

La Snam FSRU Italia S.r.l. ha ottenuto con Decreto n. 145 del 03/05/2023 l'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio del Terminale FSRU Piombino di SNAM FSRU Italia Srl, rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, alle condizioni di cui al Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota del 7 Aprile 2023, protocollo n. CIPPC/584, e al relativo Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) reso dall'ISPRA con nota del 14 Aprile 2023 protocollo n. 20011.

Il Terminale FSRU Piombino entrava in esercizio a partire dal giorno 04 luglio 2023, come comunicato dal gestore Snam FSRU Italia S.r.l. (nota prot. FSRU/02/2023 del 30/06/2023).

È stato poi condotto un riesame AIA a seguito dell'adempimento della prescrizione n.39 del PIC relativa alla gestione delle acque meteoriche (procedimento ID 8944/14732), conclusosi positivamente alle condizioni di cui al Parere istruttorio conclusivo prot. CIPPC/1725 del 22/11/2023 e PMC aggiornato reso dall'ISPRA con nota 05 dicembre 2023, protocollo n. 066415 (trasmesso al gestore in data 22/12/2023).

Il gestore ha inviato "Risposta all'articolo 5 comma 1 del Decreto AIA n.145 del 03/05/2023 - adeguamento e attuazione PMC" prot. FSRU/08/2027 del 02/08/2023, allegando relazione tecnica ed allegati (doc. P0037257-1-H2 e doc. P0031105-1-H11_Allegati B.20, B.21 e B.22).

È stato poi presentato dal Gestore l'adempimento alle prescrizioni PIC n.19 e 55 in tema emissioni in atmosfera e n.32 in tema emissioni in corpo idrico, per il quale è stato avviato riesame AIA (procedimento ID 8944/15240), in corso alla data di marzo 2024.

Stante la premessa, la presente documentazione è relativa alla comunicazione di modifica "non sostanziale" AIA ex art. 29 *nonies*, co 1 del D.Lgs 152/06 e smi, correlata ai seguenti aspetti:

1. impiego di nuove materie prime rispetto alle principali materie prime ed ausiliarie precedentemente indicate nella tabella "Principali materie prime e ausiliarie" (pagine 15-21 del PMC aggiornato) – per ciascuna materia prima si riportano i dettagli nella scheda B allegata (pagine 23-24) e si inviano altresì le relative Schede di sicurezza;
2. presenza di un nuovo punto di emissione in atmosfera denominato "vent sistema IGG" (identificato con codice "E11").

Si precisa che il sistema di Inert Gas Generator (IGG) viene usato per attività di manutenzione straordinaria quando è necessario svuotare completamente i serbatoi di carico (cargo tanks) impiegando gas inerte; non viene quindi impiegato nel normale esercizio (non è previsto lo svuotamento dei serbatoi in fase di rigassificazione), ma tuttavia deve essere mantenuto operativo con un test di prova con impiego di carburante Marine Gasoil. In termini di frequenza è necessario che il sistema sia attivato ogni 3 mesi, per un tempo necessario di circa un'ora, per un totale di ore stimate in circa 4 ore/annuali. Si riporta la descrizione dettagliata al paragrafo 4.1.1 del presente documento;

3. presenza di un nuovo punto relativo allo scarico denominato "emergenza GNL e acqua di condensa" (codice "P99").

Si rappresenta che in corrispondenza delle pompe booster e del Recondenser sono presenti dei bacini di contenimento che proteggono le pavimentazioni sottostanti da un eventuale spillamento di GNL in caso di fuoriuscite accidentali. Nel caso di eventuale spillamento di GNL, è attesa una vaporizzazione del GNL senza produzione di scarico liquido. Tali bacini sono comunque provvisti di tubazioni che convogliano un eventuale eccesso di GNL in uno scarico di emergenza a mare. Si segnala come, in corrispondenza di tali bacini, venga anche raccolta la condensa generata dalla formazione di solo ghiaccio sulle linee contenenti GNL che vanno alle booster pump e al Recondenser. La condensa raccolta in tali bacini, all'interno dei quali non sono presenti altre sostanze, viene convogliata in mare mediante lo scarico di cui sopra, in quanto acqua pulita. Si riporta la descrizione dettagliata al paragrafo 4.2.2 del presente documento;

4. presenza di un nuovo punto relativo allo scarico acque uso antincendio (codice "P100") anche su prua lato sinistro;
5. aggiornamento della "Tabella produzione rifiuti" e della "Tabella aree di deposito temporaneo di rifiuti" (riportate a pag. 70 di 75 e 71 di 75 del PIC) con le variazioni dei codici EER e l'indicazione della scelta del criterio temporale o quantitativo per la gestione del deposito temporaneo. I dettagli sono riportati nelle schede B.11.2 e B.12.1 allegate;

Si trasmette la seguente documentazione aggiornata:

- SCHEDA B;
- Allegato B.18 – Relazione tecnica dei processi produttivi (il presente documento);
- Doc. P0031105-1-H11_Allegato B.20, rev.2 “planimetria dello stabilimento con individuazione dei punti di emissione e trattamento degli scarichi in atmosfera” (anticipata con la succitata comunicazione prot. FSRU/08/2027 del 02/08/2023);
- Doc. P0031105-1-H11_Allegato B.21, rev.2 “Planimetria reti fognarie, dei sistemi di trattamento, dei punti di emissione degli scarichi liquidi e della rete piezometrica” (anticipata con la succitata comunicazione prot. FSRU/08/2027 del 02/08/2023);
- Doc. P0031105-1-H11_Allegato B.22, rev.1 “Planimetria dello stabilimento con individuazione delle aree per lo stoccaggio di materie e rifiuti”. (anticipata con la succitata comunicazione prot. FSRU/08/2027 del 02/08/2023);
- Schede sicurezza ulteriori materie prime

NOTA ALL'ALLEGATO B.18 (il presente documento):

Il presente documento, precedentemente consegnato nell'ambito del procedimento di Autorizzazione Integrata Ambientale (istanza acquisita agli atti in data 16/08/2022 al prot. MITE/101526), è stato revisionato in accordo:

- 1) ai contenuti del decreto di AIA DM 145 del 03/05/2023 e alle condizioni di cui al Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota del 7 Aprile 2023, protocollo n. CIPPC/584, e al relativo Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) reso dall'ISPRA con nota del 14 Aprile 2023 protocollo n. 20011. **Le relative modifiche sono riportate in rosso nel documento.**
- 2) ai punti relativi alla comunicazione di modifica “non sostanziale” AIA citati in premessa. **Le relative modifiche sono riportate in blu nel documento.**

2. INTRODUZIONE

Nell'ambito delle iniziative legate alla realizzazione di nuove capacità di rigassificazione regolate dall'art. 5 del DL n.50 del 17/5/2022 e mirate a diversificare le fonti di approvvigionamento di gas ai fini della sicurezza energetica nazionale, Snam FSRU Italia, società controllata al 100% da Snam S.p.A ("Snam"), ha ottenuto in data 25/10/2022 l'autorizzazione unica per la realizzazione di un Terminale di Rigassificazione nel porto di Piombino, tramite l'ormeggio di un mezzo navale tipo FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) e la realizzazione delle connesse infrastrutture per l'allacciamento alla rete di trasporto esistente (di seguito l'"Autorizzazione Unica").

L'FSRU avrà una capacità di rigassificazione annuale di circa 5 miliardi di standard metri cubi di gas naturale, equivalente a circa un sesto della quantità di gas naturale oggi importata dalla Russia.

L'FSRU ha uno stoccaggio nominale di 170 mila metri cubi di Gas Naturale Liquefatto (GNL), e sarà in grado di ricevere, rigassificare il GNL e trasferirlo in una nuova condotta che lo convoglierà nel punto di connessione alla Rete Gasdotti, posto a circa 9 km dal punto di ormeggio.

L'FSRU sarà rifornita ad intervalli regolari (5/7 giorni) da metaniere di taglia variabile e sarà anche in grado di rifornire a sua volta metaniere di piccola/media taglia (metaniere Small Scale LNG).

La FSRU sarà ormeggiata in corrispondenza della Banchina Est della Darsena Nord del Porto di Piombino per un periodo di 3 anni da inizio esercizio.

Nel presente documento vengono presentate le principali informazioni sui processi che avvengono sul Terminale "FSRU Piombino", in particolare sono riportati:

- ✓ una descrizione generale del Terminale e del ciclo produttivo (Capitolo 2);
- ✓ le interazioni con l'ambiente (Capitolo 3);
- ✓ una descrizione del sistema di controllo e manutenzione dell'impianto (Capitolo 4);
- ✓ una descrizione dei periodi transitori (Capitolo 5).

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il Terminale FSRU Piombino ha la funzione di stoccare, all'interno di serbatoi, il GNL trasportato da navi metaniere per poi rigassificarlo ed inviare il gas naturale alla Rete Nazionale Gasdotti tramite una condotta presente in banchina.

Il Volume di GNL stoccato nella FSRU è pari a circa 170.000 m³, la FSRU ha una capacità di rigassificazione pari a circa 5 miliardi di Sm³/anno.

La FSRU sarà rifornita tramite l'arrivo periodico di navi metaniere di uguale taglia, le quali attraccheranno alla FSRU in configurazione ship-to ship (STS) e convoglieranno, tramite delle manichette, il GNL dai propri serbatoi ai serbatoi della FSRU, che, a sua volta, sarà in grado di rifornire navi metaniera di taglia più piccola (30 mila m³).

La FSRU ha dimensioni di circa 292,5 m x 43,4 m, con un pescaggio di circa 12,30 m ed una stazza di 106.806 ton, ed è dotata di No.4 serbatoi di stoccaggio di GNL, disposti nella parte centrale della carena. L'impianto di rigassificazione è posto a prua mentre le sistemazioni per gli alloggi dell'equipaggio, per la sala di controllo centralizzata e per i macchinari di servizio sono a poppa.



Figura 2-1: Ubicazione prevista per la FSRU

3.1. MODALITÀ OPERATIVE

Il trasferimento del GNL avverrà attraverso l'ormeggio STS (ship-to-ship) tra la metaniera e la FSRU. Il GNL, una volta stoccato nei serbatoi della FSRU, sarà quindi trasferito, mediante un sistema di pompaggio, al sistema di vaporizzazione per il cambio di fase. Il gas naturale vaporizzato sarà quindi convogliato al sistema di scarico costituito da No.2 manichette ad alta pressione che lo immetteranno nel tratto di metanodotto che trasferirà il gas naturale alla Rete Nazionale.

Il sistema impiantistico del Terminale di Piombino è progettato per operare 24 ore su 24 assicurando una portata annuale di gas naturale di circa 5 miliardi di standard metri cubi.

Il Terminale FSRU Piombino sarà in grado di operare nelle seguenti modalità:

- ✓ Servizio di rigassificazione: in tale assetto di funzionamento il gas sarà immesso in rete e risultano:

- in funzione due motori di tipo navale alimentati a gas (due punti emissivi tra E1, E2, E3, E4),
- attive le prese acqua mare (SC2 o SC1, SC4 o SC5) e gli scarichi acqua mare (P1 o P2, P4);
- ✓ Servizio di rigassificazione e carico GNL da nave metaniera a FSRU: in tale assetto di funzionamento avverrà lo scarico di GNL da metaniera e contemporaneamente il gas sarà immesso in rete e risultano:
 - in funzione due motori di tipo navale alimentati a gas (due punti emissivi tra E1, E2, E3, E4),
 - attive le prese acqua mare (SC2 o SC1, SC4 o SC5) e gli scarichi acqua mare (P1 o P2, P4, P18, P19 e acque di cortina),
 - la GCU nel caso sia necessario gestire la pressione all'interno dei serbatoi di GNL in caso di eccesso di Boil-off gas;
- ✓ Servizio di rigassificazione e carico GNL da FSRU a nave metaniera di piccola taglia (Small Scale): in tale assetto di funzionamento avverrà il caricamento del GNL da FSRU a metaniera Small Scale e contemporaneamente il gas sarà immesso in rete e risultano:
 - in funzione due motori di tipo navale alimentati a gas (due punti emissivi tra E1, E2, E3, E4),
 - attive le prese acqua mare (SC2 o SC1, SC4 o SC5) e gli scarichi acqua mare (P1 o P2, P4, P18, P19 e acque di cortina);
- ✓ Stoccaggio senza servizio di rigassificazione (zero send-out): in tale assetto di funzionamento la FSRU sarà mantenuta in funzionamento (con necessità di energia inferiore) senza immissione di gas in rete e risultano:
 - in funzione i motori di tipo navale alimentati a gas (uno, max due punti emissivi in funzione del carico richiesto tra E1, E2, E3, E4),
 - attive le prese acqua mare (SC4 o SC5) e gli scarichi acqua mare (P4);
 - la GCU nel caso sia necessario gestire la pressione all'interno dei serbatoi di GNL in caso di eccesso di Boil-off gas.

In caso di emergenza potranno essere in funzionamento:

- ✓ la Gas Combustion Unit (E5) per gestire la pressione all'interno dei serbatoi di GNL in caso di eccesso di Boil-off gas e/o indisponibilità del recondenser;
- ✓ il generatore diesel di emergenza da 850 kW con utilizzo di MGO (E6);
- ✓ il punto di prelievo acqua mare per il sistema antincendio (SC6) e relativo punto di scarico (P100);
- ✓ vents (venti freddi).

Durante il funzionamento, nei vari assetti, sarà utilizzato lo scarico riferito al sistema di produzione acqua dolce (P21 o P23, **alternativi tra loro non attivi in contemporanea**).

Il sistema di rigassificazione installato a bordo della FSRU utilizzerà l'acqua di mare come fonte di calore per la vaporizzazione del GNL. Nello specifico, il GNL viene inviato dai serbatoi al ricondensatore (recondenser) tramite l'utilizzo delle pompe sommerse in-tank; da qui il fluido raggiunge le pompe di alta pressione che alimenteranno i vaporizzatori e garantiscono la pressione del gas naturale richiesta dal metanodotto.

Durante le operazioni di carico GNL, il boil-off gas generato in eccesso dal Terminale e non ricevuto dalle navi durante le operazioni di caricamento sarà gestito tramite compressori dedicati (Low Duty) che:

- (i) lo convogliano all'interno del ricondensatore dove sarà ricondensato e recuperato mediante scambio termico in contro corrente al GNL;
- (ii) lo invieranno al sistema di generazione.

3.2. SISTEMA RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DI GNL (FASE F1)

3.2.1. Sistema di Scarico GNL da Nave metaniera cargo

Le operazioni di carico GNL da nave avverranno nella configurazione ship-to-ship tramite la connessione di massimo cinque (5) manichette flessibili, quattro (4) per il GNL ed una (1) per i vapori di ritorno.

Le pompe, presenti nei serbatoi a bordo della nave metaniera, invieranno il GNL a bordo della FSRU con una portata massima di circa 9.000 m³/h.

Il sistema sarà dotato di una linea dedicata di ritorno vapori alla nave metaniera per compensare l'effetto pistone dovuto allo svuotamento dei propri serbatoi.

3.2.2. Stoccaggio di GNL

La FSRU è dotata di No. 4 serbatoi a membrana, aventi le seguenti condizioni operative:

- ✓ Capacità massima complessiva di stoccaggio: circa 170.000 m³ suddivisi in termini di volume operativo (97,1% della capacità massima) in No.1 serbatoio da circa 24.000 m³ e No.3 serbatoi da circa 48.000 m³;
- ✓ Temperatura di stoccaggio GNL: -163°C.

Dai serbatoi di stoccaggio, il GNL viene inviato ad un collettore principale per mezzo di un sistema di pompaggio costituito dalle pompe in-tank principali.

Ciascun serbatoio è dotato di due pompe di carico principali di tipo centrifugo, verticali monostadio ad azionate da motori elettrici. Ogni pompa è dimensionata per scaricare 1.750 m³/h con una prevalenza di 160 m di GNL, il flusso minimo è 750 m³/h.

Le pompe sono del tipo a motore sommerso, raffreddate dallo stesso GNL pompato. Il GNL viene utilizzato anche per lubrificare e raffreddare la pompa ed i cuscinetti del motore.

All'interno di ogni serbatoio, oltre alle pompe di carico principali, si trova anche una pompa di alimentazione GNL. Lo scopo principale delle pompe di alimentazione GNL è quello di alimentare l'impianto di rigassificazione, in particolare il ricondensatore, con una pressione sufficiente. Queste pompe sono di tipo centrifugo verticali monostadio; ogni pompa è dimensionata per scaricare 650 m³/h di GNL con una prevalenza di 190 m. Le pompe sono del tipo a motore sommerso, raffreddate dallo stesso GNL pompato. Lo stesso fluido viene utilizzato anche per lubrificare e raffreddare la pompa ed i cuscinetti del motore.

3.2.3. Gestione del Boil-Off Gas (BOG)

Il Boil-off gas (BOG) è prodotto dalla vaporizzazione spontanea del GNL derivante dalla movimentazione del fluido e dello scambio termico con l'esterno. La produzione di BOG dell'impianto varia sensibilmente in funzione delle operazioni attive.

Il sistema sarà in grado di gestire il BOG generato nel Terminale e le portate dei vapori di ritorno dalle navi.

Nel dettaglio, il BOG generato sarà gestito in modo differente in funzione delle condizioni di funzionamento del terminale; di seguito sono riepilogate le procedure previste:

- ✓ Il BOG generato dall'impianto nella condizione in cui è attivo il solo servizio di rigassificazione sarà raccolto dal collettore BOG principale connesso ai serbatoi della FSRU e tramite i compressori di bassa pressione sarà inviato al ricondensatore per il recupero;
- ✓ Durante le operazioni di scarico GNL da nave metaniera, il sistema di gestione del BOG invierà parte dei vapori presenti nei serbatoi della FSRU alla nave metaniera, in modo da compensare lo svuotamento dei serbatoi della nave metaniera con una portata volumetrica pari al flusso di GNL scaricato;
- ✓ Nel caso in cui il BOG presente nell'impianto non fosse completamente smaltito dal ricondensatore e dal ritorno vapori alla nave metaniera, la quota parte di BOG in eccesso sarà inviata ad un sistema di combustione gas (Gas Combustion Unit - GCU).

Il BOG generato a bordo sarà utilizzato per alimentare i motori di bordo.

Funzionamento del ricondensatore BOG

Una volta che gli skid di rigassificazione raggiungono il valore di regime in maniera stabile è possibile inviare il BOG al ricondensatore tramite il compressore di bassa pressione.

Nella parte superiore del ricondensatore entrerà la corrente di GNL ed il contatto con il BOG ne implicherà la condensazione per raffreddamento.

Compressore BOG di bassa pressione

Il BOG generato dall'impianto sarà raccolto nel collettore BOG principale e tramite i compressori di bassa pressione sarà inviato al ricondensatore per il recupero nel flusso di GNL.

Sistema di combustione gas in eccesso (GCU)

Il BOG in eccesso viene inviato all'Unità di Combustione del Gas (GCU). La GCU è composta da:

- ✓ un bruciatore con sistema di accensione ridondante;
- ✓ una camera di combustione;
- ✓ quattro ventole di combustione e diluizione;
- ✓ un quadro elettrico.

Il bruciatore installato a bordo della FSRU appartiene alla famiglia dei "bruciatori a induzione", il che significa che non necessita di un dispositivo di controllo del rapporto aria/gas. La corretta quantità di ossigeno richiesta per la combustione viene prelevata dall'aria immessa nella camera di combustione attorno al bruciatore attraverso il deflettore. Sul deflettore, accanto al bruciatore, sono fissati i due accenditori elettrici intermittenti.

La potenza termica di targa della unità denominata GCU è pari a circa 63 MW.

Nella condizione di *zero send out* si ha indisponibilità del ricondeser; la presenza di un eventuale eccesso di Boil-off gas dai serbatoi di GNL richiede l'attivazione della GCU (Gas Combustion Unit) associata al camino E5.

La GCU viene utilizzata nella condizione di Zero Send-Out che si potrà verificare:

- (i) nei periodi di manutenzione programmata (circa 2 settimane/anno),
- (ii) in situazioni di emergenza;
- (iii) per motivi operativi (es. in caso di mancanza di GNL per la rigassificazione);
- (iv) in caso di riscaldamento/raffreddamento di uno o più serbatoi del carico e dell'impianto di rigassificazione.

La massima produzione attesa di Boil-off da inviare alla GCU è di circa 4.400 kg/h. Considerando che la miscela di boil-off è costituita da 80% di metano e 20% di azoto (in sostanza, il boil-off raccoglie l'evaporazione degli elementi più volatili del LNG), la potenza termica generata dalla GCU è pari circa a 42 MW a cui vanno a sommarsi i circa 5,2 MWt utilizzati dai motori per assicurare l'operatività della FSRU.

In ogni caso, il Gestore applicherà tutti gli accorgimenti tecnici e operativi necessari per ridurre al minimo necessario gli eventi di attivazione della GCU. L'attivazione della GCU rimarrà comunque inferiore alle 500 ore anno.

3.3. RIGASSIFICAZIONE DEL GNL (FASE F2)

3.3.1. Sistema di Vaporizzazione

Il sistema di vaporizzazione è costituito da 3 (tre) treni di rigassificazione, ciascuno dei quali può operare con una portata massima di 294.500 Sm³/h. Il sistema di vaporizzazione opererà normalmente con tutti e 3 i treni.

Il sistema di vaporizzazione si compone delle seguenti apparecchiature principali:

- ✓ No.6 pompe booster ciascuna con capacità di 260 m³/h che aumentano la pressione del flusso LNG, le pompe sono del tipo a motore sommerso, raffreddate dallo stesso GNL pompato. Lo stesso fluido viene utilizzato anche per lubrificare e raffreddare la pompa ed i cuscinetti del motore;
- ✓ No.3 pompe di sollevamento dell'acqua di mare, ciascuna con una capacità massima di 6.000 m³/h, situate nella sala di prua. Ciascuna pompa d'acqua di mare è dotata di un filtro in mandata;

- ✓ No.6 scambiatori di calore di tipo shell&tube acqua mare/GNL utilizzati per vaporizzare il GNL prima dell'invio in rete. La differenza di temperatura dell'acqua di mare tra ingresso e uscita scambiatore non eccederà un gradiente di 7°C;
- ✓ Sistema di controllo della pressione in uscita con valvole PCV per la laminazione per mantenere la pressione del gas entro i 75 barg.

Il fabbisogno termico della FSRU coincide con il calore necessario a vaporizzare il GNL nei vaporizzatori.

Il calore totale scambiato, considerando uno scenario estremo con:

- i) No.3 treni di vaporizzatori (No. 6 scambiatori) operanti in contemporanea;
- ii) Un gradiente termico massimo dell'acqua di mare tra ingresso ed uscita pari a 7°C,

richiederà una portata massima di acqua mare di circa 18.000 m³/h.

3.3.2. Sistema di invio del GN alla Rete

Il gas naturale in uscita dal vaporizzatore è convogliato ad un misuratore e ad un sistema HIPPS (High Integrity Pressure Protection System).

La FSRU dispone di un collettore ad alta pressione per lo scarico del GNL vaporizzato, dunque in stato gassoso, verso la banchina. Il collettore è formato da una coppia di flange ed ha le seguenti caratteristiche:

- Quantità e dimensione: 2 x 16"
- Rating: ANSI 900#

La connessione tra FSRU e condotta di trasmissione gas avverrà tramite manichette connesse lato nave al collettore di trasmissione gas mediante valvole a sgancio rapido e lato banchina ad un collettore dotato di valvole di intercettazione.

3.4. PRODUZIONE DI ENERGIA (FASE F3)

Tutte le utenze della FSRU sono alimentate attraverso la potenza elettrica generata da due motori di bordo alimentati a policombustibile (gas o diesel).

A bordo della FSRU sono presenti:

- ✓ No.1 motore di tipo navale (GE1) da circa 5,85MWe (circa 12 MWt);
- ✓ No.1 motore di tipo navale (GE2) da circa 11,7 MWe (circa 24 MWt);
- ✓ No.1 motore di tipo navale (GE3) da circa 11,7 MWe (circa 24 MWt);
- ✓ No.1 motore di tipo navale (GE4) da circa 11,7 MWe (circa 24 MWt);
- ✓ No.1 caldaia (BO3) da circa 1.200 kW, alimentata elettricamente.

A parte il numero di cilindri (12 per i motori da 11,7 MW e 6 per il motore da 5,85 MW), i motori sono identici nel funzionamento e nelle parti. I motori sono azionati attraverso il sistema di gestione del motore, che supervisiona e controlla la sicurezza del motore, la velocità, la regolazione del carburante ed eventuali altri problemi di automazione relativi al motore.

Durante l'esercizio della FSRU nelle condizioni di normale funzionamento è necessaria l'operatività di due motori, secondo il seguente assetto:

- ✓ due motori da 11,7 MW; o
- ✓ un motore da 11,7 MW o un motore da 5,85 MW.

L'avvio di un terzo motore si potrà verificare nel caso in cui sia necessario scambiare i motori in funzione (ad es. riduzione del carico, manutenzione, problematiche riscontrate ad uno dei motori): in tale condizione un motore risulterà in assetto di spegnimento, mentre l'altro in assetto di avviamento. La condivisione del carico tra i motori in esercizio avverrà automaticamente tramite PMS (Power Management System) che è parte integrante dello IAS (Integrated Automation System). Tale sistema permette inoltre la registrazione delle potenze erogate da ciascun motore.

Per il funzionamento normale, viene sempre utilizzata la modalità simmetrica, il che significa che il carico sarà condiviso tra i motori nella percentuale della cilindrata.

La potenza termica massima raggiunta con il funzionamento dei motori per l'alimentazione elettrica della FSRU è inferiore a 50 MWt.

A bordo della FSRU sono inoltre presenti le seguenti apparecchiature, il cui funzionamento è previsto solo in condizioni di minimo/zero sendout, di emergenza o in fase di manutenzione:

- ✓ n.1 bruciatore (Gas Combustion Unit) per gestire la pressione all'interno dei serbatoi di GNL in caso di eccesso di Boil-off gas e/o indisponibilità del recondenser e in caso di zero sendout per motivi operativi (es. mancanza di GNL per la rigassificazione;
- ✓ No.1 generatore diesel di emergenza da 850 kW (funzionamento con MGO);
- ✓ No.1 motore compressore d'aria di emergenza da 2.3 kW (funzionamento con MGO).

A bordo della FSRU sono inoltre presenti le seguenti apparecchiature che non saranno utilizzate durante il funzionamento della FSRU:

- ✓ No.1 Inceneritore (INC1);
- ✓ No.2 caldaie da 4 MW ciascuna (BO1 e BO2).

Tutti i motori sono stati progettati per funzionare sia con gas di evaporazione dai serbatoi di carico (BOG) o combustibile marino (MGO). Durante le normali operazioni, i motori funzioneranno con Boil Off Gas, tranne quando:

- (i) non è disponibile gas;
- (ii) quando c'è un malfunzionamento del sistema di alimentazione gas combustibile del motore;
- (iii) quando c'è un malfunzionamento del sistema di gas combustibile FSRU;
- (iv) manutenzione ordinaria mensile con change over.

L'avviamento e lo spegnimento dei motori possono avvenire solo utilizzando combustibile liquido (MGO). Durante l'avviamento del motore fino a un carico del 20% il carburante utilizzato deve essere MGO, quindi, viene effettuato automaticamente un passaggio da MGO a gas. Allo stesso modo, durante lo spegnimento del motore, al di sotto del 20% del carico, il carburante utilizzato deve essere MGO, quindi, anche in questo caso il passaggio da gas a MGO viene eseguito automaticamente. La durata della fase di avviamento è di circa una (1) ora.

Durante le normali operazioni si prevede che avvenga almeno una rotazione ogni mese dei motori per motivi di manutenzione. In caso di malfunzionamento di un motore, si deve procedere con l'arrestato e procedere con l'avviamento di uno degli altri motori.

3.5. SISTEMA ACQUA DI MARE (FASE F4)

L'acqua di mare viene aspirata mediante pompe dedicate e diverse prese ubicate nello scafo del Terminale.

In particolare, sono presenti i seguenti punti di presa acqua mare:

- ✓ SC1 (prua lato dx): prelievo acqua per vaporizzatori. SC1 e SC2 hanno caratteristiche identiche. Il funzionamento sarà alternativo (o in funzione SC1 o in funzione SC2);
- ✓ SC2 (prua lato sx): prelievo acqua per vaporizzatori; SC1 e SC2 hanno caratteristiche identiche. Il funzionamento sarà alternativo (o in funzione SC1 o in funzione SC2);
- ✓ SC4 (poppa lato dx): prelievo acqua per alimentare il sistema di raffreddamento macchinari, il sistema di produzione acqua dolce, il sistema antincendio e il sistema delle acque di zavorra; SC4 e SC5 hanno caratteristiche identiche. Il funzionamento sarà alternativo (o in funzione SC4 o in funzione SC5) utilizzato nel normale funzionamento;
- ✓ SC5 (poppa lato sx): prelievo acqua per alimentare il sistema di raffreddamento macchinari, il sistema di produzione acqua dolce, il sistema antincendio e il sistema delle acque di zavorra; SC4 e SC5 hanno caratteristiche identiche. Il funzionamento sarà alternativo (o in funzione SC4 o in funzione SC5) utilizzato nel normale funzionamento.
- ✓ SC6 (poppa lato dx): prelievo acque per sistema antincendio (utilizzato solo in caso di emergenza).

I quantitativi di acqua mare prelevati saranno calcolati sulla base delle ore di funzionamento delle pompe di prelievo presenti in corrispondenza di ciascun punto.

L'acqua di mare, utilizzata per la vaporizzazione del GNL, sarà addizionata a bordo della FSRU con ipoclorito di sodio per prevenire la proliferazione di organismi marini all'interno del circuito dell'acqua mare e degli scambiatori. Il quantitativo di cloro libero residuo allo scarico sarà al di sotto del limite di 0,2 mg/l indicato dalla normativa vigente (Rif. Allegato 5 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.). Anche il sistema di acqua mare utilizzata per il sistema di raffreddamento viene addizionata con ipoclorito.

Il sistema per la produzione di ipoclorito di sodio sfrutta il principio dell'elettrolisi dell'acqua di mare.

Gli scarichi presenti sono di seguito riportati:

- ✓ P1 (prua lato dx): scarico acqua dai vaporizzatori (P1 e P2, di caratteristiche identiche, sono alternativi tra loro e non attivi in contemporanea nel normale funzionamento);
- ✓ P2 (prua lato sx): scarico acqua dai vaporizzatori (P1 e P2, di caratteristiche identiche, sono alternativi tra loro e non attivi in contemporanea nel normale funzionamento);
- ✓ P4 (poppa lato dx): scarico acqua del sistema di raffreddamento macchinari, utilizzato nel normale funzionamento;
- ✓ P18 (poppa lato dx): scarico acque del sistema acque di zavorra;
- ✓ P19 (poppa lato sx): scarico acque del sistema acque di zavorra;
- ✓ P21 (poppa lato dx): scarico acque del sistema produzione acqua dolce;
- ✓ P23 (poppa lato sx): scarico acque del sistema produzione acqua dolce.

Sono presenti i seguenti punti di scarico da considerare come discontinui:

- ✓ P3 (prua, lato dx): scarico del controlavaggio derivante dalla pulizia dei filtri dell'acqua mare di rigassificazione. Viene utilizzato 6 volte al giorno per una durata di circa 1-2 min per filtro. La portata max è di circa 300 m³/h;
- ✓ P29 (poppa, lato sx): scarico utilizzato solo durante il test del sistema IGG per circa 3-5 ore/mese. La portata max è di circa 1000 m³/h;
- ✓ P100 (prua, lato dx e sx): in prossimità dell'ancora, viene utilizzato come punto di scarico dell'acqua antincendio prelevata dal punto SC6 durante i test settimanali (non sono presenti inquinanti nello scarico, l'acqua di mare prelevata viene scaricata tal quale).

È inoltre presente uno scarico idrico discontinuo denominato "emergenza GNL e acqua di condensa" (P99): come descritto in dettaglio nel paragrafo 4.2.2, non sono presenti inquinanti nello scarico: nel caso di eventuale spillamento o sversamento di GNL, è attesa una vaporizzazione del GNL senza produzione di scarico liquido. L'acqua di condensa è generata dalla formazione di ghiaccio sulla parte esterna delle linee contenenti GNL, e risulta pertanto essere acqua pulita.

La FSRU è dotata con una presa campione per la misurazione del contenuto di cloro allo scarico dell'acqua di mare, al fine di assicurare che gli scarichi siano conformi a quanto previsto dalla normativa vigente.

Le modellazioni che mostrano le dispersioni del gradiente termico e delle concentrazioni di ipoclorito sono riportate nel doc. REL-AMB-E-00010 (riportato in Allegato D.7). I risultati delle analisi evidenziano come le concentrazioni di cloro e il gradiente di temperatura diffondano in modo rapido in corrispondenza degli scenari meteomarinari considerati.

3.6. SERVIZI A BORDO DELLA FSRU

La FSRU è progettata per essere autosufficiente per quanto riguarda i servizi di bordo. L'aria servizi e l'aria strumenti, azoto, vapore e l'acqua dolce sono prodotti a bordo.

L'aria compressa è prodotta direttamente a bordo e tutti i componenti del sistema esposti all'ambiente marino sono realizzati con materiali appropriati o adeguatamente rivestiti per evitare la corrosione dovuta all'ingresso di aria umida.

La FSRU dispone di due generatori di azoto, installati all'interno della sala macchine. In banchina l'azoto è stoccato in rack di bombole e viene utilizzato per la movimentazione delle valvole.

L'acqua dolce è prodotta a bordo da due generatori, ciascuno dotato di scambiatore di calore con il sistema di propulsione principale per l'opportuno riscaldamento. L'acqua di alimentazione entra nella sezione inferiore (evaporatore) del pacco piastre, in cui le piastre sono riscaldate. Qui l'acqua viene evaporata a circa 40-60°C in condizioni sotto vuoto (85 - 95%). Il vapore prodotto sale tra le piastre del separatore (sezione del pacco di piatti), mentre l'acqua di mare non evaporata (salamoia) viene raccolta per gravità nella coppa della salamoia e scaricata.

L'acqua prodotta dai separatori (condensazione del vapore prodotto) passa attraverso il filtro di re-indurimento (aumento della durezza, del PH e della componente minerale) ed attraverso lo sterilizzatore. L'unità mineralizzante contiene minerali che reagiscono con l'acidità naturale dell'acqua per formare un sale neutro portando il valore del pH ad oltre sette.

Le acque dolci vengono quindi raccolte in due serbatoi di stoccaggio di acqua dolce, uno su ogni lato della FSRU, di capacità pari a circa 190 m3 ciascuno.

Le acque risultanti da tale processo sono quindi una quota parte delle acque di mare prelevate che risulteranno con una concentrazione maggiore di sali e prive di sostanze aggiuntive.

La FSRU durante la permanenza in loco gestirà le acque reflue come rifiuto.

3.6.1. Sistema acque reflue

Le tubazioni di raccolta (dai sanitari, dalla sala macchine ecc.) sono dirette all'ingresso del serbatoio di trattamento delle acque reflue.

I reflui vengono trasportati fino al serbatoio di raccolta e poi pompati verso l'impianto di trattamento.

L'impianto di trattamento delle acque reflue è completamente automatico ed è progettato per il trattamento delle acque nere e grigie; ci sono tre serbatoi di trattamento ed un serbatoio di sterilizzazione all'interno dell'unità e ciascuno ha uno scopo particolare nel processo di trattamento delle acque reflue.

- ✓ Vasca biofiltro;
- ✓ Vasca di sedimentazione;
- ✓ Vasca di carbone attivo;
- ✓ Vasca di sterilizzazione.

Dopo il passaggio nell'impianto di trattamento e depurazione della FSRU, l'effluente viene trasferito a terra in accordo alla normativa vigente.

3.6.2. Gestione acque oleose

La FSRU è dotata di un separatore delle acque oleose utilizzato per trattare l'acqua di sentina.

L'olio che viene separato dall'acqua di sentina viene raccolto in un serbatoio dedicato dal quale l'olio verrà pompato fuori bordo mediante le pompe di scarico delle acque oleose attraverso appositi bocchelli posizionati sul ponte superiore per poi essere conferito come rifiuto a terra, in accordo alla normativa vigente.

4. INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

4.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA

4.1.1. Emissioni convogliate

Emissioni dai camini

Il Terminale presenta:

- ✓ No. 3 punti di emissione convogliate in atmosfera (E2/E3/E4) costituite dalle tre linee di scarico fumi separate, una per ciascun motore (da circa 11,7 MWh ciascuno);
- ✓ No. 1 punto di emissione convogliata (E1) costituito dal motore di bordo (circa 5,85 MWh) che sarà esercito in caso di richiesta di basso carico.

Durante l'esercizio della FSRU nelle condizioni di normale funzionamento è necessaria l'operatività di due motori, secondo il seguente assetto:

- ✓ due motori da 11,7 MW; o
- ✓ un motore da 11,7 MW o un motore da 5,85 MW.

Nella tabella seguente si riportano le caratteristiche e i valori emissivi di riferimento dei motori a gas della FSRU in funzionamento continuo per garantire l'alimentazione di tutti i sistemi.

Tabella 3.1: Caratteristiche e Dati Emissivi del Motore di bordo

PARAMETRO	UM	VALORE	
Motore		GE1	GE2/GE3/GE4
Potenza Termica	MW _{th}	Circa 12	Circa 24
Volume Gas di Scarico	Nm ³ /h	40.100	80.370
Concentrazione NOx	mg/Nm ³	300	300
Altezza camino	m	50,7	50,7
Diametro camino	mm	300	900
Temperatura Fumi	°C	350	350

Per una quantificazione delle emissioni puntuali provenienti dall'impianto si rimanda alle Schede B.

Nelle modalità operative previste, nel caso sia necessario gestire la pressione all'interno dei serbatoi di GNL in caso di eccesso di Boil-off gas potrà essere utilizzata la GCU.

Emissioni da Sorgenti di Emergenza

Le emissioni in atmosfera possono venire anche da alcune apparecchiature a combustione il cui funzionamento è previsto solo in condizioni di **minimo/zero sendout**, di emergenza o in fase dei relativi test manutentivi, quali:

- ✓ n.1 bruciatore (Gas Combustion Unit) per gestire la pressione all'interno dei serbatoi di GNL in caso di eccesso di Boil-off gas e/o indisponibilità del recondenser **e in caso di zero sendout per motivi operativi (es. mancanza di GNL per la rigassificazione;**
- ✓ No.1 generatore diesel di emergenza da 850 kW (funzionamento con MGO) (**camino E6**);
- ✓ No.1 motore compressore d'aria di emergenza da 2.3 kW (funzionamento con MGO) (**camino E10**).

Si fa poi presente che può essere richiesta la depressurizzazione in caso di messa fuori servizio controllato di parti di impianto o nel caso di emergenza al fine di mettere in sicurezza l'impianto, rimuovendo idrocarburi da parti di impianto eventualmente coinvolte da incidente.

Per gestire la depressurizzazione, la FSRU è dotata di un proprio sistema di scarico in atmosfera. **Infatti, la FSRU è dotata di un sistema di venting (vent freddi) che viene utilizzato in caso di messa fuori servizio controllato di parti di impianto o nel caso di emergenza al fine di mettere in sicurezza l'impianto rimuovendo idrocarburi da parti di impianto eventualmente coinvolte da incidente. In particolare, a bordo della FSRU sono presenti i seguenti vent:**

- Vent dal serbatoio GNL1, punto emissivo 110;
- Vent dal serbatoio GNL2, punto emissivo 100;
- Vent dal serbatoio GNL3, punto emissivo 85;
- Vent dal serbatoio GNL4, punto emissivo 80;
- Vent 5 Skid Rigassificator, punto emissivo 120.

Si segnala infine come nella FSRU sia presente un sistema di Inert Gas Generator, IGG (generatore di gas inerte) che viene usato per attività di manutenzione straordinaria quando è necessario svuotare completamente i serbatoi di carico (cargo tanks) impiegando gas inerte.

Tale sistema non viene quindi impiegato nel normale esercizio (non è previsto lo svuotamento dei serbatoi in fase di rigassificazione), ma tuttavia deve essere mantenuto operativo con un test di prova con impiego di carburante Marine Gasoil.

In termini di frequenza è necessario che il sistema sia attivato ogni 3 mesi, per un tempo necessario di circa un'ora, per un totale di ore stimate in circa 4 ore/annuali. I fumi prodotti durante il test vengono evacuati mediante vent presente sulla ciminiera (camino E11).

I fumi prodotti durante il test vengono evacuati mediante vent presente sulla ciminiera, riportato nella figura seguente.



Figura 4-1: IGG vent presente sulla ciminiera

In base alla descrizione fornita e alla frequenza di impiego di circa 4 ore/annue, il punto di emissione convogliata associato al vent sistema IGG può essere ritenuto non significativo.

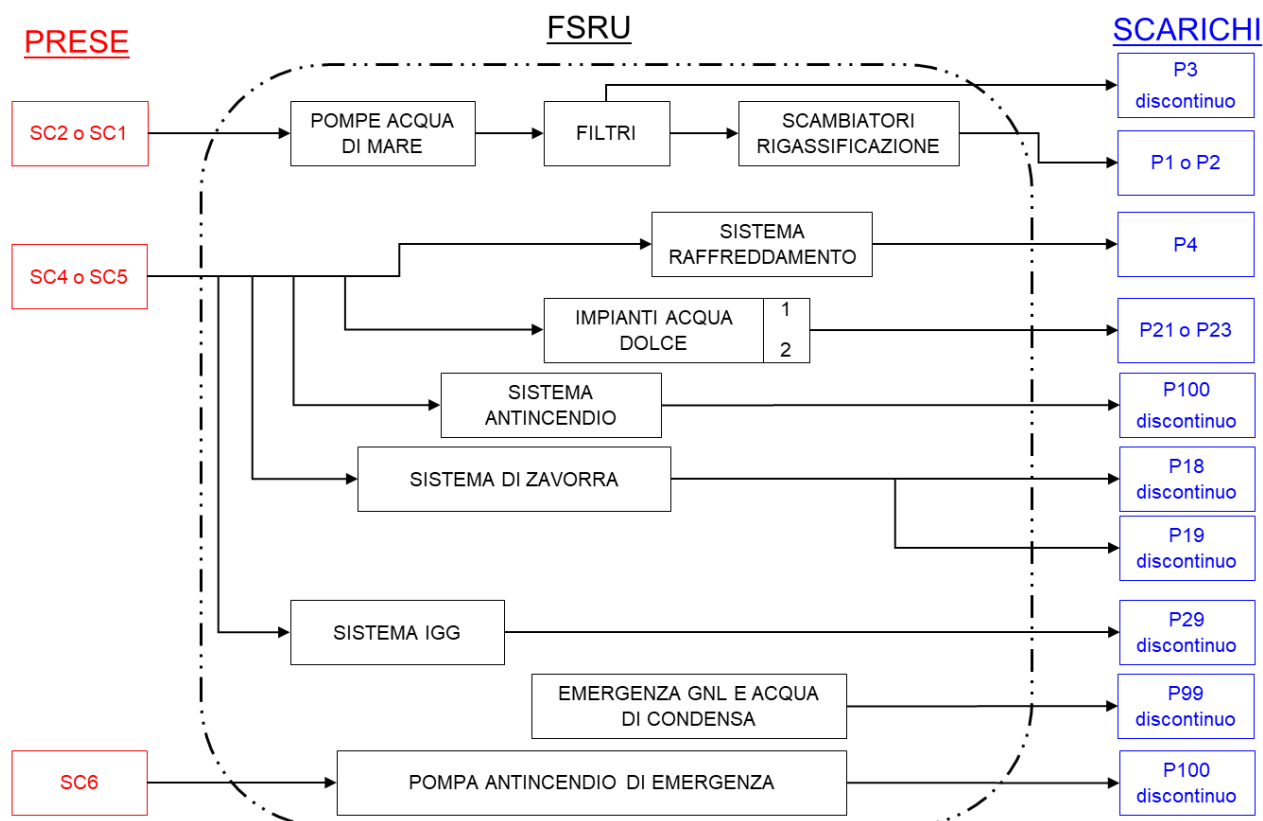
La planimetria aggiornata dei punti di emissione in atmosfera è riportata nel doc. P0031105-1-H11_Allegato B.20 rev.2; al punto relativo al vent sistema IGG è assegnato codice "E11".

4.1.2. Emissioni fuggitive

Le emissioni fuggitive derivano dalle perdite delle tenute di valvole, raccordi, giunzioni, ecc.. I valori delle emissioni non convogliate sono riportati nelle Schede B.

4.2. PRELIEVI/SCARICHI IDRICI

Si riporta di seguito uno schema delle prese e degli scarichi della FSRU (descritti al paragrafo 2.5).



4.2.1. Prelievi idrici

L'acqua utilizzata dalla FSRU in fase di esercizio servirà a coprire i fabbisogni legati agli usi industriali e civili.

Per quanto riguarda gli usi di processo, oltre all'acqua di mare prelevata direttamente dalla FSRU per soddisfare le esigenze del processo di rigassificazione GNL (tramite vaporizzatori), sono presenti altri usi:

- ✓ raffreddamento di alcune tipologie di apparecchiature;
- ✓ produzione di acqua dolce (acqua di servizio);
- ✓ acque di zavorra.

Per quanto riguarda gli usi civili, l'utilizzo di acqua sanitaria in fase di esercizio è quantificabile in circa 15 m³/g, considerando la presenza massima di 48 unità.

Si evidenzia, inoltre, che è previsto il prelievo di acqua di mare per utilizzo antincendio e per il sistema di protezione della murata durante le operazioni di scarico di GNL, non quantificabile a priori in considerazione del loro utilizzo.

Le quantità, le modalità di approvvigionamento e gli impieghi previsti dell'acqua prelevata sono sintetizzati nella tabella seguente.

Tabella 3.2: Prelievi Idrici in Fase di Esercizio

USO	MODALITÀ DI APPROVVIGIONAMENTO	QUANTITÀ
Acqua per Usi Civili	Acqua di mare (in alternativa da Nave/bettolina/autobotte dedicate)	Circa 15 m ³ /g
Acqua per Usi Industriali (Vaporizzazione)	Acqua di mare	Valore di picco 18.000 m ³ /ora
Acqua di raffreddamento	Acqua di mare	Circa 1.800 m ³ /ora
Acqua per uso Antincendio, di cortina e zavorra	Acqua di mare	(1)
Note: (1) I quantitativi di acqua ad uso antincendio non sono quantificabili a priori in considerazione del loro utilizzo		

4.2.2. Scarichi Idrici

Gli scarichi idrici in fase di esercizio sono connessi a:

- ✓ acque di scarico del processo di vaporizzazione;
- ✓ acque di scarico dai sistemi di raffreddamento;
- ✓ acque per utilizzo antincendio e di cortina;
- ✓ acque di zavorra (ballast);
- ✓ acque derivanti dal sistema di produzione acqua dolce;
- ✓ emergenza GNL e acqua di condensa.

La presenza del personale addetto (considerando presenza media giornaliera di 48 addetti) comporta una produzione di acque sanitarie pari a circa 15 m³/g.

Le acque sanitarie (reflui civili) saranno raccolte e regolarmente inviate a smaltimento attraverso un dedicato mezzo navale.

Per quanto riguarda le acque meteoriche, queste saranno gestite in conformità a quanto previsto per i mezzi navali.

Per le acque ad uso antincendio, non quantificabili a priori in considerazione del loro utilizzo, si prevede lo scarico a mare, così come per le acque di cortina necessarie alla protezione della murata durante le operazioni di scarico GNL.

Le acque di zavorra saranno prelevate e restituite in loco e pertanto non necessiteranno di sistemi di controllo.

Le acque del processo di vaporizzazione e di raffreddamento saranno confluite in mare previo controllo dei parametri Cloro e Temperatura.

Il salto termico dell'acqua di mare tra ingresso ed uscita dai vaporizzatori sarà al massimo pari a 7°C.

Nella tabella seguente sono presentate le quantità e le modalità di gestione degli scarichi idrici.

Tabella 3.3: Scarichi Idrici in Fase di Esercizio

TIPOLOGIA DI SCARICO	MODALITÀ DI TRATTAMENTO E SCARICO	CODICE	QUANTITÀ
Acqua per Usi Industriali (Vaporizzazione)	Scarico in mare previo controllo dei parametri temperatura e concentrazione ipoclorito (1)	P1 o P2	Valore di picco 18.000 m ³ /ora

TIPOLOGIA DI SCARICO	MODALITÀ DI TRATTAMENTO E SCARICO	CODICE	QUANTITÀ
Scarico contro lavaggio filtri acqua maree	Scarico in mare	P3 (discontinuo)	300 m ³ /h
Acque di Raffreddamento	Scarico in mare previo controllo dei parametri temperatura e concentrazione ipoclorito (1)	P4	Valore di picco 1.800 m ³ /ora
Acque da sistema produzione acqua dolce	Scarico in mare	P21 o P23 (discontinuo)	-
Acqua di zavorra	Scarico in mare	P18 e P19 (discontinuo)	(2)
Scarico acque test sistema IGG	Scarico in mare	P29 (discontinuo)	valore di picco 1.000 m ³ /h
Acque Meteoriche	Sistema nave	(discontinuo)	(3)
Scarico emergenza GNL e acqua di condensa	Scarico in mare	P99 (discontinuo)	(4)
Acque per uso antincendio e di cortina	Scarico in mare	P100 (discontinuo) (5)	(4)

Note:

(1) Il quantitativo di cloro libero residuo allo scarico (media giornaliera) sarà al di sotto del limite di 0,2 mg/l indicato dalla normativa vigente (Rif. Allegato 5 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.).

(2) I quantitativi di tali acque non sono quantificabili a priori in quanto dipendenti dalle attività di carico e scarico dei serbatoi GNL

(3) I quantitativi di tali acque non sono quantificabili a priori in quanto dipendenti dall'entità delle precipitazioni piovose

(4) I quantitativi di acqua non sono quantificabili a priori in considerazione del loro utilizzo

(5) P100 presente sia su prua lato destro sia su prua lato sinistro (punti identici usati in maniera alternativa tra loro).

La descrizione delle modalità di gestione delle acque meteoriche di prima pioggia che interessano il Terminale è riportata nell'Allegato B.30, cui si rimanda.

Si forniscono infine di seguito i dettagli in merito allo scarico idrico di emergenza GNL e acqua di condensa.

In corrispondenza delle pompe booster e del Recondenser sono presenti dei bacini di contenimento che proteggono le pavimentazioni sottostanti da un eventuale spillamento di GNL in caso di fuoriuscite accidentali.

Nel caso di eventuale spillamento o sversamento di GNL, è attesa una vaporizzazione del GNL senza produzione di scarico liquido. Tali bacini sono comunque provvisti di tubazioni che convogliano un eventuale eccesso di GNL in uno scarico di emergenza a mare. Si segnala come, in corrispondenza di tali bacini, venga anche raccolta la condensa generata dalla formazione di ghiaccio sulla parte esterna delle linee contenenti GNL che vanno alle booster pump e al Recondenser. La condensa raccolta in tali bacini, all'interno dei quali non sono presenti altre sostanze, viene convogliata in mare mediante lo scarico di cui sopra, in quanto acqua pulita.



Figura 4-2: bacino di contenimento GNL in corrispondenza delle pompe booster; si nota la presenza di ghiaccio su tubazione e acqua di condensa



Figura 4-3: figura a sinistra: bacino di contenimento GNL in corrispondenza Recondenser e scarico di fondo; si nota la presenza di ghiaccio su tubazione e la formazione di acqua di condensa. Figura a destra: punto di scarico emergenza GNL e acqua di condensa.

La planimetria aggiornata degli scarichi liquidi è riportata nel doc. P0031105-1-H11_Allegato B.21, rev.2; al punto relativo allo scarico di emergenza GNL e acqua di condensa è assegnato codice "P99".

4.3. CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA

L'approvvigionamento energetico del Terminale avverrà principalmente tramite due dei tre motori di bordo alimentati a gas (da circa 11,7 MW_e ciascuno), o in caso di bassa domanda di rigassificazione attraverso il motore da circa 5,85 MW_e in grado di fornire il pieno carico al sistema elettrico, anche nella condizione di carico di picco.

In caso di emergenze potrà essere utilizzato il diesel di emergenza da 850 kW (funzionamento con MGO).

Il consumo totale annuale di energia elettrica previsto alla massima capacità produttiva è pari a circa 106.784 GWh (per tutte le fasi).

La FSRU produce per auto consumo circa 20,2 MWe di energia elettrica alla condizione di massimo carico.

4.4. UTILIZZO DI MATERIE PRIME E PRODUZIONE DI RIFIUTI

4.4.1. 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.

Si evidenzia che il Marine Gas Oil (MGO) sarà utilizzato in caso di emergenza o in assenza di BOG. Inoltre, il MGO sarà utilizzato nelle fasi di avviamento/spegnimento dei motori fino ad un carico del 20% e come combustibile pilota all'interno dei cilindri del motore durante il funzionamento a gas naturale.

È prevista la presenza a bordo di Marine Diesel Oil (MDO), che non sarà però utilizzato in fase di esercizio.

Si segnala come l'Heavy Fuel Oil (HFO) non sarà presente a bordo, non essendo utilizzato in fase di esercizio.

Le materie prime impiegate nel processo produttivo della FSRU sono riportate nella Scheda B.1.2 (aggiornata con nuove materie prime incluse nella comunicazione di modifica non sostanziale AIA) e le relative aree di stoccaggio sono indicate nella Scheda B.13.

Le nuove materie prime sono indicate di seguito (Material Safety Data Sheets in allegato):

Denominazione	Produttore	Motivazione dell'utilizzo	Stato fisico	N. CAS	Consumo annuo stimato	Frequenza autocontrollo
TARO 20 DP 40	Chevron	Olio motore	Liquido	Miscela di oli minerali	18.000 litri	Mensile (misura dei consumi effettivi)
REGAL R&O 689	Caltex	Olio ascensore	Liquido	-	8 litri	Mensile (misura dei consumi effettivi)
PICKLING GEL (4x2.6kg)	Unitor	Rimozione di ossidi e scolorimento su acciaio inossidabile	Liquido	7697-37-2, 7664-39-3	5 kg	Mensile (misura dei consumi effettivi)
Nitrate tirant MN2 777122	Unitor	Impiegato per test su	Liquido	13590-82-4,	4 x 65ml	Mensile (misura dei

		cooling water		7664-93-9		consumi effettivi)
Octamar	innospec	Additivo per il Marine Gasoil	Liquido	64742-94-5 (30-75%), 95-63-6 (1-5%), 91-20-3 (1-5%), 128-39-2, 732-26-3 (1-5%), 98-82-8 (0.1-1%)	100 l	Mensile (misura dei consumi effettivi)

4.4.2. Rifiuti

I principali rifiuti prodotti in fase di esercizio derivano da:

- ✓ attività di processo o ad esse riconducibili, quali la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti;
- ✓ attività di tipo civile (uffici, alloggi, etc);
- ✓ reflui civili.

La gestione dei rifiuti a bordo della FSRU sarà effettuata in accordo alla Convenzione Internazionale MARPOL (Annessi I e V).

La raccolta e movimentazione del rifiuto avverrà in modo tale da evitare ogni contaminazione degli ambienti circostanti.

I rifiuti prodotti dalle attività svolte sul Terminale e le relative aree di deposito sono indicati nella Scheda B.11 e B.12 (aggiornate "Tabella produzione rifiuti", la "tabella aree di deposito temporaneo di rifiuti" ai fini della comunicazione di modifica non sostanziale AIA). Le modalità di gestione dei rifiuti sono descritte nell'allegato D.9.

4.5. EMISSIONI SONORE

Di seguito si riportano le caratteristiche delle principali sorgenti.

Tabella 3.4: Emissioni sonore in Fase di Esercizio

DESCRIZIONE	LIVELLO DI POTENZA SONORA DB(A)
Regassification Unit	104
Cargo machinery room	Rumore da griglie di areazione 85 dB(A) @1m LW 101 a Griglia 4 griglie 2*1 m
Fan Room	Rumore da griglie di areazione 85 dB(A) @1m LW 101 a griglia 2 griglie 2*1 m
Recondenser Unit	104

DESCRIZIONE	LIVELLO DI POTENZA SONORA DB(A)
BOG warmer unit	102
Camini Engine	101

A bordo della FSRU sono inoltre presenti le seguenti sorgenti, non considerate in quanto ubicate in coperta e quindi trascurabili:

- ✓ Engine room;
- ✓ no. 4 Cargo Tank;
- ✓ no. 3 Cargo Tank;
- ✓ no. 2 Cargo Tank;
- ✓ no. 1 Cargo Tank;
- ✓ Fwd Pump Room/ sea water pumps;
- ✓ Air compressor / Nitrogen generator.

In considerazione della posizione offshore della FSRU, non è stato prodotto lo studio previsionale di impatto acustico.

5. SISTEMA DI CONTROLLO E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Nel presente capitolo sono descritti i sistemi di controllo dell'impianto e le procedure previste per la manutenzione.

Si evidenzia che Snam FSRU Italia si doterà di un Sistema di Gestione Ambientale. All'interno del sistema saranno previste procedure dedicate alla gestione dei controlli, dei monitoraggi dei processi e delle manutenzioni dell'impianto.

5.1. STRUMENTAZIONE E CONTROLLO

Le aree impiantistiche installate nel Terminale (a bordo della FSRU) sono equipaggiate con sistemi di controllo e monitoraggio che permettono le seguenti funzioni:

- 1) Controllo e monitoraggio delle fasi di processo (gas/liquido) e utilities varie;
- 2) Segnalazione rapida ed accurata di qualsiasi incidente che possa portare ad una situazione di pericolo;
- 3) Controllo e monitoraggio dei parametri di sicurezza di processo e marittimi, nonché ambientali;
- 4) Controllo e monitoraggio degli accessi e delle uscite alle/dalle strutture;
- 5) Scambio di informazioni esterne/interne in condizioni normali e di emergenza.

Le principali funzioni sopra indicate sono svolte dai sistemi/apparati di seguito elencati:

- ✓ Sistema di Controllo integrato con sottosezioni:
 - Processo (DCS – Distributed Control System),
 - Blocco di emergenza (ESD),
 - Fire & Gas (F&G),
- ✓ Sistema di misura, campionamento ed analisi;
- ✓ Sistema di Controllo Marittimo;
- ✓ Sistemi Controllo Accessi ed anti-intrusione;
- ✓ Rete di comunicazione interna/esterna;

I quadri di controllo relativi ai sistemi descritti saranno installati in apposite sale quadri allocate a bordo FSRU (che costituirà la Sala di Controllo Principale).

5.2. MANUTENZIONE

L'impianto sarà sottoposto a periodiche campagne di manutenzione. Tale manutenzione viene effettuata preventivamente per prevenire eventuali guasti.

I dettagli della gestione della manutenzione sono descritti all'interno di procedure operative specifiche inserite nel Sistema di Gestione dell'Operatore del Terminale.

6. PERIODI TRANSITORI

Nel caso di fermata per le attività manutentive ordinarie o per mancanza di GNL i tempi di arresto sono quelli consigliati dal costruttore delle apparecchiature e sono funzionali al tipo di manutenzione/intervento tecnico necessari. Il numero di fermate ed avviamenti, data la tipologia di installazione e la tipologia di servizio svolto dalla FSRU Piombino, sono da considerarsi rari.