

INDICE

	<u>Pagina</u>
1 INTRODUZIONE	1
2 CICLO PRODUTTIVO	2
2.1 RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL – FASE F1	2
2.1.1 Ricevimento e Scarico del GNL	2
2.1.2 Stoccaggio del GNL	2
2.1.3 Pompe Interne (In-Tank Pumps)	3
2.2 RIGASSIFICAZIONE GNL – FASE F2	3
2.2.1 Ricondensazione	3
2.2.2 Sistema del Gas di Boil-Off (BOG)	3
2.2.3 Pompe di Mandata ad Alta Pressione	3
2.2.4 Vaporizzatori	4
2.2.5 Sistema Acqua-Glicole	4
2.2.6 Sistema Aria Secca per l'Aggiustamento dell'Indice di Wobbe e del Potere Calorifico Superiore	5
2.2.7 Invio del Gas alla Rete Nazionale	5
2.3 PRODUZIONE DI ENERGIA – FASE F3	5
2.4 SISTEMA ACQUA MARE – FASE F4	7
2.4.1 Acque per Uso Industriale (Sea Water System)	7
2.4.2 Acque di Servizio (Sea Water Service System)	10
2.5 SISTEMA DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE – FASE F5	14
2.5.1 Sistema di Trattamento Acque Reflue (WWTP)	14
2.5.2 Sistema di Trattamento Acqua-Olio	16
3 MATERIE PRIME E STOCCAGGIO	18
4 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	19
5 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE	20
5.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA	20
5.1.1 Emissioni Convogliate	20
5.1.2 Emissioni Fuggitive	20
5.2 PRELIEVI /SCARICHI IDRICI	20
5.2.1 Prelievi Idrici	21
5.2.2 Scarichi Idrici	21
5.3 RUMORE	22
5.4 PRODUZIONE/CONSUMO DI ENERGIA	22
6 PREVENZIONE E MITIGAZIONE DEGLI INCIDENTI	23

RIFERIMENTI

1 INTRODUZIONE

La società Terminale GNL Adriatico sta realizzando un terminale off-shore per lo stoccaggio e la rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL) avente:

- una capacità di movimentazione di gas naturale pari a 8 Miliardi di Sm³/anno;
- una capacità di stoccaggio pari a 250.000 m³ di gas naturale liquefatto,

ubicato al largo della costa italiana del Mare Adriatico Settentrionale a circa 15 km in direzione Nord-Est dallo Scanno del Palo, nel Comune di Porto Viro (Provincia di Rovigo). Tale terminale è in fase di costruzione nel cantiere ad esso dedicato a La Linea de la Concepcion nel porto di Bahía de Algeciras in Spagna.

L'opera nel suo complesso è costituita da un terminale marino che consente di svolgere le seguenti attività:

- accosto e ormeggio delle metaniere che trasportano il GNL;
- stoccaggio del GNL in idonei serbatoi ubicati all'interno della struttura del terminale;
- rigassificazione del GNL;
- invio del gas alla rete di distribuzione nazionale tramite una condotta sottomarina, nel primo tratto dal terminale alla costa, e una condotta a terra fino al punto di immissione nella rete.

La struttura funziona anche come banchina di attracco delle navi metaniere, senza la necessità di prevedere ulteriori opere di difesa. L'opera viene "appoggiata" direttamente sul fondo marino senza la necessità di eseguire opere ed interventi di preparazione e dragaggi.

Per la rigassificazione del GNL, l'impianto utilizzerà:

- 3 vaporizzatori ad acqua di mare (Open Rack Vaporisers – ORVs) in continuo e uno utilizzato come riserva o in condizioni di picco;
- 1 vaporizzatore a recupero di calore (Waste Heat Recovery Vaporiser - WHRV).

Sul terminale saranno inoltre installati tre GTGs (Gas Turbine Generators) in grado di coprire il fabbisogno elettrico del terminale stesso.

Nel presente documento vengono presentate le principali informazioni relativamente al processo di rigassificazione del GNL che avverrà nel terminale; in particolare:

- ciclo produttivo (Capitolo 2);
- materie prime e stoccaggio (Capitolo 3);
- manutenzione dell'impianto (Capitolo 4);
- interazioni con l'ambiente (Capitolo 5);
- prevenzione e mitigazione degli incidenti (Capitolo 6).

2 CICLO PRODUTTIVO

Nel presente capitolo è riportata la descrizione delle fasi del processo produttivo del terminale nelle condizioni di normale funzionamento.

La rappresentazione schematica del ciclo produttivo e delle fasi che lo compongono è riportata nell'Allegato A25.

Le principali interazioni con l'ambiente associate al normale funzionamento del terminale sono illustrate nel Capitolo 5.

2.1 RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL – FASE F1

2.1.1 Ricevimento e Scarico del GNL

Il GNL viene trasportato al terminale mediante navi metaniere e scaricato all'interno dei serbatoi di stoccaggio utilizzando le pompe presenti sulla nave.

La massima portata di scarico dalle navi metaniere è stimata pari a circa 13.600 m³/ora; il tempo necessario per scaricare una nave da 145.000 m³ è tipicamente pari a circa 12 ore.

Durante lo scarico del GNL dalle metaniere si crea vapore in eccesso (gas di boil-off, BOG) mano a mano che i serbatoi del terminale vengono riempiti. La movimentazione del GNL e del vapore di ritorno tra la nave e i serbatoi è garantita da tre bracci di scarico del GNL (da 16") ed un braccio per il vapore di ritorno (da 16"). Una parte di questo vapore viene ritornata nel serbatoio della nave metaniera in fase di scarico al fine di occupare i volumi lasciati liberi dal GNL scaricato. Prima di arrivare alla metaniera, il vapore di ritorno viene opportunamente raffreddato, utilizzando lo stesso GNL, fino a circa -130 °C al fine di evitare shock termici per le strutture e gli equipments della metaniera.

2.1.2 Stoccaggio del GNL

Per lo stoccaggio del GNL scaricato dalle navi metaniere, è prevista l'installazione di due serbatoi prismatici autoportanti (con una capacità netta di 125.000 m³ ciascuno) realizzati in acciaio al nichel 9% aventi approssimativamente le seguenti misure:

- lunghezza: 155 m;
- larghezza: 33 m;
- altezza massima: 28 m.

I serbatoi autoportanti prismatici sono stati progettati per una pressione compresa tra -10 mbarg e 300 mbarg e una perdita specifica di calore pari allo 0.10 % in peso per giorno riferito al contenuto del serbatoio. Ogni serbatoio è dotato di tre pozzi-pompa per l'alloggiamento delle pompe interne (in-tank pumps): due ospiteranno una pompa ciascuno mentre il terzo sarà di riserva.

I serbatoi saranno dotati di tutta la strumentazione necessaria per la misurazione della temperatura, della pressione e della densità. È inoltre prevista l'installazione di sistemi per il riempimento del serbatoio sia dall'alto sia dal basso al fine di evitare la stratificazione.

2.1.3 Pompe Interne (In-Tank Pumps)

Le pompe interne ai serbatoi di stoccaggio sono sommerse, verticali del tipo a due stadi, spinte da motori sommersi di potenza pari a 300 kW ciascuno. In ogni serbatoio di stoccaggio saranno installate due pompe (è inoltre previsto un ulteriore alloggiamento in ciascun serbatoio per ospitare una eventuale ulteriore pompa).

In condizioni di normale operatività, per consentire una immissione in rete di 8 GSm³/anno, saranno in funzione tre pompe di cui due in un serbatoio e una nell'altro. Per raggiungere la portata di picco (fattore di picco 1.2) saranno messe in funzione tutte le pompe (due per ogni serbatoio). La capacità di progetto delle pompe interne ai serbatoi è pari a 530 m³/ora, mentre la capacità effettiva a regime varia a seconda della densità del GNL (si stima comunque intorno ai 500 m³/ora).

2.2 RIGASSIFICAZIONE GNL – FASE F2

2.2.1 Ricondensazione

Il gas di boil-off (BOG) generato durante la gassificazione del GNL in diverse fasi e sezioni del processo, viene riportato allo stato liquido nel ricondensatore. Per condensare il gas di boil-off viene utilizzato un flusso di GNL sottoraffreddato derivato dalle pompe interne.

La condensazione è assicurata dal diretto contatto con il GNL. Il gas di boil-off e l'aria sono iniettati dal basso, mentre il GNL proveniente dalle pompe interne ai serbatoi (in-tank pumps) fluisce controcorrente. La miscela di gas è adsorbita dal GNL che successivamente uscirà dal fondo del condensatore. L'iniezione dell'aria secca nel ricondensatore è necessaria solo in particolari condizioni legate alle caratteristiche del GNL per conformare il potere calorifico e l'indice di Wobbe del gas in uscita alle specifiche di vendita.

2.2.2 Sistema del Gas di Boil-Off (BOG)

Il gas di boil-off viene inviato attraverso diversi stadi ai compressori. I compressori del BOG sono due compressori (2 x 50%) alternativi spinti da motori elettrici a velocità costante.

Durante le normali fasi di esercizio (in assenza di metaniera in fase di scarico) è necessario il funzionamento di un solo compressore, mentre durante la fase di scarico delle metaniere saranno necessari entrambi. Quando il livello di liquido nel ricondensatore risulta troppo alto o troppo basso la capacità del compressore (o dei compressori) sarà aumentata o diminuita al fine di ristabilire il livello.

2.2.3 Pompe di Mandata ad Alta Pressione

Le pompe di mandata ad alta pressione sono pompe centrifughe alimentate da motori elettrici a velocità costante immersi nel GNL. È prevista l'installazione di cinque pompe di cui quattro normalmente in funzione e una di riserva, di capacità pari a circa 410 m³/ora ciascuna.

2.2.4 Vaporizzatori

La gassificazione del GNL avverrà mediante:

- 3 vaporizzatori ad acqua di mare (open rack vaporiser - ORV) in continuo e uno come riserva o picco;
- 1 vaporizzatore a recupero del calore (waste heat recovery system - WHR).

I vaporizzatori ad acqua di mare consistono in un pannello verticale in tubi di lega di alluminio alettati, all'interno dei quali passa, con flusso dal basso verso l'alto, il GNL da vaporizzare. I tubi sono bagnati a pioggia da acqua di mare che forma sulla loro superficie esterna un "film" che rappresenta il mezzo riscaldante. Tali vaporizzatori hanno una capacità compresa tra i 2,0 GSm³/anno e i 2,2 GSm³/anno di gas naturale, in funzione della densità del GNL.

Il vaporizzatore a recupero del calore, che utilizza, tramite un by-pass, il calore dei fumi esausti delle turbine a gas, ha capacità di rigassificazione pari a circa 2,0 GSm³/anno di gas naturale.

I quattro ORV utilizzano acqua di mare come fonte di calore per vaporizzare il GNL dallo stato liquido a -153,5 °C allo stato gassoso a 3 °C. Gli ORV opereranno a 80 barg e vaporizzeranno circa 183 t/ora utilizzando ciascuno fino a circa 7.250 m³/ora di acqua di mare con un differenziale termico medio annuo (stimato) pari a circa - 4,6 °C, nelle condizioni di progetto (con un utilizzo di acqua di rigassificazione pari a circa 21.750 m³/ora).

Il vaporizzatore a recupero di calore (WHR) è dimensionato per vaporizzare circa 176 t/ora di GNL da -153 °C a 0 °C. Il WHR vaporizza il GNL utilizzando come mezzo di scambio termico un liquido in circuito chiuso che viene riscaldato alla temperatura di 95 °C dai fumi in uscita dalle turbine. In condizioni di normale esercizio saranno in funzione tre vaporizzatori ad acqua di mare e un vaporizzatore a recupero del calore.

La massima pressione del gas naturale in uscita dal terminale sarà limitata dalle condizioni di terra a una pressione di 75 barg, la temperatura sarà non inferiore a 0 °C.

2.2.5 Sistema Acqua-Glicole

Il sistema glicole propilenico è stato introdotto per migliorare l'efficienza complessiva del terminale recuperando il calore dai fumi esausti della turbina (Aker Kværner, 2006b).

Il sistema acqua-glicole comprende un serbatoio per la raccolta degli eventuali spillamenti della soluzione dell'acqua glicolata (glycol-water collection tank). Il serbatoio è dotato di un sistema di allarme "troppo pieno" che avvisa l'operatore del fatto che il serbatoio è pieno e che, pertanto, necessita di essere svuotato.

A seconda della composizione della soluzione dell'acqua glicolata l'operatore potrà inviare la soluzione stessa a uno dei seguenti recapiti:

- se si riscontra la contaminazione da glicole, la soluzione viene mandata in un serbatoio di raccolta per lo smaltimento finale;
- se nel campione si riscontra una miscela acqua-glicole con le caratteristiche di quella utilizzata come fluido termico intermedio, questa viene re-inviata alle utenze.

2.2.6 Sistema Aria Secca per l'Aggiustamento dell'Indice di Wobbe e del Potere Calorifico Superiore

In considerazione delle nuove specifiche di rete, le eventuali correzioni rivestono carattere sporadico.

	Limite GN a Rete Nazionale (Vecchia Specifica)	Limite GN a Rete Nazionale (Nuova Specifica)	GNL Medio Consegnato dal Qatar
Indice di Wobbe (kcal/Sm ³)	11.500 – 12.500	11.300 – 12.500	12.281
PCS (kcal/Sm ³)	8.666 – 9.555	8.350 – 10.800	8.427

Qualora le caratteristiche del GNL lo rendessero necessario, l'aggiustamento dell'indice di Wobbe e del potere calorifico superiore del gas per conformarlo alle specifiche di vendita verrà effettuato con un sistema ad aria secca. L'impianto per la compressione dell'aria secca che verrà utilizzato nella nuova configurazione comprende 2 pompe centrifughe a tre stadi (2x50%) e un essiccatore per l'aria da iniettare nel ricondensatore.

2.2.7 Invio del Gas alla Rete Nazionale

Il gas in alta pressione proveniente dai vaporizzatori è inviato alla rete attraverso una condotta di diametro 30" e lunghezza pari a circa 40 km; il punto di consegna alla rete è localizzato presso la stazione di misura ubicata nel Comune di Cavarzere.

La condotta è costituita da due tratti:

- un tratto off-shore di circa 15 km dalla trappola di lancio sul GBS al punto di approdo situato nel Comune di Porto Viro;
- un tratto on-shore di circa 25 km dal punto di approdo nel Comune di Porto Levante alla stazione di misura di Cavarzere; in tale stazione il gas sarà sottoposto alla misura fiscale prima di essere immesso nella rete nazionale.

La condotta d'esportazione del gas ha portata nominale di progetto di 8 GSm³/anno; la condotta è dotata di valvola SDV automatica al fine di prevenire eventuali danni alla condotta dovuti a condizioni di sovrappressione.

2.3 PRODUZIONE DI ENERGIA – FASE F3

Tutti i consumi elettrici del terminale saranno supportati da generatori elettrici accoppiati alle turbine a gas (Gas Turbine Generators – GTG).

Le turbine a gas saranno alimentate a gas naturale prelevato a monte dell'ESD (Emergency Shut Down). Una delle turbine a gas sarà progettata per essere alimentata anche a gasolio, per consentirne il funzionamento anche quando non fosse disponibile il gas naturale.

In funzione del carico elettrico previsto saranno installati tre GTG, ciascuno dei quali in grado di fornire una potenza pari al 50% del fabbisogno totale del terminale. Due saranno in funzione nelle condizioni di normale funzionamento, mentre uno sarà di riserva. In particolare, ogni gruppo sarà dimensionato per una potenza di circa 11,25 MW.

Le turbine saranno normalmente alimentate a gas naturale (una solamente sarà dotata di sistema di alimentazione che consente anche l'utilizzo del gasolio nei momenti in cui non si avesse disponibilità di gas naturale) e pertanto, le emissioni dai turbogruppi saranno costituite sostanzialmente da ossidi di azoto (NO_x) e monossido di carbonio (CO).

Ogni gruppo sarà dotato di un sistema per il recupero del calore. Tale sistema utilizzerà i fumi in uscita dalla turbina per riscaldare a 95 °C il fluido per il suo utilizzo nel vaporizzatore a recupero di calore (WHR) per la gassificazione del GNL. Per garantire la minimizzazione delle emissioni di inquinanti al camino sono previsti bruciatori di tipo Dry Low NO_x (DLN), in linea con le migliori tecnologie applicabili. Il principio di funzionamento dei bruciatori DLN (o a premiscelazione) consiste nell'ottenere una miscela molto omogenea di combustibile e aria; quest'ultima è dosata in forte eccesso rispetto alle proporzioni stechiometriche in modo da ottenere una miscela povera. Ciò avviene in una camera di pre-miscelamento (premix), interamente dedicata alla miscelazione dei due componenti, prima che avvenga la reazione di combustione. In questo modo vengono ridotte la temperatura di combustione ed i picchi di temperatura nella fiamma, abbattendo drasticamente la formazione di NO. Nella tabella seguente sono riassunte le principali caratteristiche geometriche dei camini dei turbogruppi (Exxon-Mobil, 2007).

CARATTERISTICHE GEOMETRICHE DEI CAMINI DEI TURBOGRUPPI		
Parametro	U.d.M.	Valore
Numero complessivo di turbogruppi (e di camini)		3
Numero di turbogruppi funzionanti simultaneamente		2
Quota sbocco camino	m s.l.m.	43
Diametro camino	m	2,2

Nella seguente tabelle sono, invece, riportate le caratteristiche emissive dei camini stessi.

CARATTERISTICHE EMISSIVE DEI CAMINI DEI TURBOGRUPPI		
Parametro	U.d.M.	Valore
Portata dei fumi	Nm ³ /ora	265.000 ⁽¹⁾
Temperatura dei fumi a monte dello scambiatore termico	°C	485
Temperatura dei fumi allo sbocco dal camino (a valle dello scambiatore termico)	°C	180
Concentrazione di NO _x al camino	mg/Nm ³	50 ⁽¹⁾
Concentrazione di CO al camino	mg/Nm ³	40 ⁽¹⁾
Emissione di NO _x	kg/ora	13,25
Emissione di CO	kg/ora	10,6

Nota

(1) Fumi secchi, 15% O₂. Valori autorizzati con Decreto MAP, 11 Novembre 2004, No. 17282.

Il terminale avrà funzionamento continuo. La centrale elettrica è dotata di tre turbogruppi di cui due in funzionamento continuo e 1 di riserva che entrerà in funzione nei periodi di fermata di uno dei due altri gruppi. Le emissioni annue legate al funzionamento della centrale elettrica a servizio del terminale GNL ammonteranno quindi a:

- circa 116 t/anno di NO_x;
- circa 350 t/anno di CO.

È previsto il funzionamento in continuo di due gruppi contemporaneamente. La produzione annuale di energia elettrica è stata stimata pari a circa 156,804 GWh.

Il calore dei gas di scarico viene recuperato attraverso un scambiatore di calore interno ai camini che recupera complessivamente 248,784 GWh di energia termica all'anno. Il calore recuperato è utilizzato nel vaporizzatore WHR.

Si noti che sia l'energia elettrica prodotta che il calore recuperato sono interamente utilizzati dal terminale.

Come anticipato solo 2 delle 3 turbine saranno normalmente in funzione in contemporanea, mentre una sarà di back-up. In ogni caso, al fine di garantire un buon programma di manutenzione per le turbine sarà necessario esercire le 3 turbine approssimativamente per lo stesso numero di ore tra ogni periodo di manutenzione: questo sarà assicurato da una rotazione settimanale delle turbine. Lo shut down ed il riavvio delle turbine avrà durata di circa 25 minuti.

2.4 SISTEMA ACQUA MARE – FASE F4

2.4.1 Acque per Uso Industriale (Sea Water System)

Il sistema “acque industriali” può essere sinteticamente diviso in tre sezioni:

- sezione di presa, all'interno della quale sono presenti:
 - pompe di prelievo acqua mare,
 - sistema di filtrazione,
 - iniezione di ipoclorito di sodio,
 - bacino di raccolta,
 - invio ai vaporizzatori;
- utilizzo:
 - sistema di rigassificazione mediante ORVs,
 - altri utilizzi industriali;
- sezione di scarico che comprende:
 - convogliamento nel compartimento di raccolta,
 - scarico a mare.

2.4.1.1 Sistema di Presa dell'Acqua Mare

L'acqua di mare per il sistema di vaporizzazione viene prelevata mediante quattro pompe le cui prese sono protette da filtri. Le prese per l'acqua mare sono localizzate sulla parete Ovest del GBS, due a Nord e due a Sud della linea di mezzeria. La quota delle prese sarà di 15,2 m rispetto al fondale al fine di evitare problematiche connesse alle possibili interazioni con i sedimenti, la flora e la fauna (Aker Kværner, 2004).

Le due prese per il sistema antincendio (tre pompe) e le acque di servizio (due pompe) sono ubicate sulla parete Est del GBS a Nord della mezzeria.

I filtri del circuito di alimentazione sono dotati di un sistema automatico di pulitura (Hydrobust System) che funziona realizzando un forte e rapido scarico di una miscela acqua/aria dall'interno dei filtri stessi. In questo modo non si prevede nessun sistema di pulitura meccanica (Exxon-Mobil, 2006). La condotta aria/acqua dal topside si inserisce nella struttura del GBS e giunge in prossimità dell'opera di presa attraverso la parete di calcestruzzo del GBS stesso. In normali condizioni operative, tre dei quattro filtri saranno in funzione, mentre il quarto sarà di riserva; tuttavia tutti e quattro i filtri saranno puliti ogni 8 ore. Al fine di evitare l'aspirazione di organismi marini, i filtri assicureranno il corretto rapporto tra velocità della corrente e la dimensione delle aperture. Per i filtri del sistema acque industriali (sea water system) le aperture dovranno essere tali da filtrare le particelle solide di diametro superiore a 9 mm.

In corrispondenza del sistema di filtri viene iniettata una soluzione di ipoclorito di sodio per evitare la crescita biologica. Il sistema di elettroclorazione è alimentato dal sistema acqua di servizio (sea water service system).

Per quanto riguarda l'approvvigionamento di acqua al sistema di vaporizzazione, il terminale sarà dotato di quattro bacini di entrata per l'acqua di mare (seawater basins) ognuno dei quali sarà a sua volta dotato di una pompa di alimento per il vaporizzatore e di una sump pump per le acque oleose.

Ciascuna delle quattro pompe che forniscono acqua di mare agli ORVs è ubicata all'interno di un box ciascuno dei quali ha una presa dotata di un filtro. Tre delle quattro pompe sono in funzione simultaneamente per assicurare una capacità di rigassificazione pari a 8 Miliardi di Sm³/anno (3 vaporizzatori ORV in funzione).

Ciascuna pompa ha una capacità di 7.250 m³/ora e un salto di pressione pari a 5,23 bar. Si tratta di pompe ad asse verticale, sospese verticalmente, ad azione centrifuga, tipo-turbina, single-stage. Le colonne, l'asse e i rotori sono costruiti con acciaio inossidabile (super duplex stainless steel) (Aker Kværner, 2006c).

Quando il livello dell'acqua nel bacino di entrata si è stabilizzato, le pompe di alimentazione ai vaporizzatori sono azionate manualmente sulla base del numero di vaporizzatori che stanno operando. I bacini di entrata sono dotati di un sistema di allarme che rileva i valori di acqua mare eccessivamente ridotti. Lo scarico di ciascuna pompa contiene una valvola che è chiusa quando il sistema non è in funzione. Le uscite delle pompe sono convogliate in un unico condotto (60") di alimentazione degli ORVs.

La portata di acqua di mare attraverso gli ORVs è solitamente costante e viene debitamente monitorata tramite indicatori di flusso. Può essere modificata tramite una valvola a comando manuale che agisce sull'ingresso agli ORVs..

Come evidenziato nel seguito, le acque alimentate agli ORVs sono costituite dalla portata del sea water system a cui si aggiunge quella di ritorno del sea water service system.

In particolare, l'acqua di mare riscaldata di ritorno:

- dalla centrale di produzione dell'energia elettrica (Gas Turbine Generators – GTGs);
- dal sistema di aggiustamento dell'indice di Wobbe;
- dai compressori del BOG,

è inviata ai bacini di alimento degli ORVs così che la temperatura dell'acqua che viene alimentata ai vaporizzatori possa essere leggermente superiore rispetto alla temperatura dell'acqua direttamente prelevata a mare (Aker Kværner, 2006c).

Tutti i materiali sono stati scelti con lo scopo di resistere alla corrosione e assicurare una lunga vita utile. I principali componenti sono in acciaio inossidabile (Super Duplex Stainless Steel).

2.4.1.2 Utilizzo delle Acque di Ritorno del Sea Water Service System

Per quanto riguarda gli utilizzi di tipo industriale occorre sottolineare che il sistema è volto ad ottimizzare l'uso della risorsa idrica. In particolare si evidenzia che l'utilizzatore ultimo di tutta l'acqua per uso industriale è costituito dal sistema di vaporizzazione a monte del quale sono previsti alcuni utilizzatori (alimentati mediante la presa sea water service localizzata sulla parete Est del GBS):

- sistema di trattamento del gas di boil-off;
- sistema di aggiustamento dell'indice di Wobbe;
- sistema di raffreddamento dell'olio lubrificante delle GTGs,

che restituiscono l'acqua utilizzata (eventualmente più calda) al sistema di alimentazione dei vaporizzatori dove giunge anche l'acqua prelevata direttamente a mare dalla presa del sea water system.

Gli ORVs, dimensionati per funzionare assicurando un salto termico di 4,6 °C e per una portata massima di 29.000 m³/ora, basano il loro funzionamento sullo scambio termico tra il GNL che fluisce in uno scambiatore a tubi alettati, e l'acqua di mare che scorre all'esterno dello stesso fascio tubiero. L'acqua di mare viene raccolta in un bacino alla base del fascio tubiero e inviata al compartimento di scarico del GBS, previa misurazione dei parametri di controllo.

2.4.1.3 Circuito di Ritorno e Scarico Acqua Mare

2.4.1.3.1 Circuito di Ritorno

L'acqua di mare viene fatta scorrere sulle superfici alettate dei fasci tubieri degli ORVs e viene raccolta in appositi bacini alla base dei fasci stessi. Da qui l'acqua fluisce per gravità in una linea a 48" fino alla condotta di ritorno a 60" che convoglia l'acqua al compartimento di scarico del GBS dal quale l'acqua viene fatta defluire in mare.

L'acqua in uscita dai vaporizzatori viene analizzata a monte del bacino di raccolta finale allo scopo di misurare:

- conduttività;
- pH;
- ossigeno;
- concentrazione di cloro.

È inoltre previsto un sistema di allarme nel caso si esca dal range di valori di riferimento (sia nel caso li si superi, sia nel caso di valori troppo bassi).

In particolare, la concentrazione di cloro nella condotta di ritorno da 60" è misurata mediante due analizzatori separati. Anche in questo caso è previsto un sistema di allarme sia per valori troppo elevati sia per valori troppo bassi. In particolare, qualora venga rilevata una concentrazione di cloro in uscita superiore a 0,2 ppm il selettore logico PCS invierà un segnale al sistema di elettroclorazione per attivarne l'immediato shutdown (Aker Kværner, 2006d).

La temperatura dell'acqua di mare viene misurata sia nel condotto di presa sia nel condotto di scarico (a monte del bacino di raccolta) al fine di verificare il rispetto del valore di delta termico di $-4,6$ °C. È previsto un sistema di allarme che avverte l'operatore responsabile nel caso di superamento di tale valore di differenziale. L'azione correttiva può consistere in:

- riduzione della portata di GNL da inviare ai vaporizzatori;
- aumento del prelievo di acqua mare.

2.4.1.3.2 Scarico

Lo scarico delle acque reflue a mare non prevede la realizzazione di particolari opere dedicate, quali condotte e/o diffusori. Lo scarico dal comparto di raccolta al mare avverrà attraverso tre aperture di forma pressoché quadrata di lato pari a 73 cm, poste sul fronte Sud del GBS. Le aperture sono disposte su due file (Aker Kværner, 2006e):

- una a circa 16,35 m dal fondale;
- due a circa 14,75 m dal fondale ad una distanza di 2,4 m una dall'altra (distanza tra i centri geometrici delle aperture).

La portata massima di scarico sarà pari a 29.000 m³/ora comprensiva delle acque provenienti dai sistemi di trattamento e delle acque di vaporizzazione che a loro volta comprendono anche le acque di raffreddamento di ritorno dal sistema di lubrificazione delle GTGs, dal sistema di aggiustamento dell'indice di Wobbe e dal compressore del gas di boil-off.

2.4.2 **Acque di Servizio (Sea Water Service System)**

2.4.2.1 Sistema di Presa dell'Acqua di Mare

Come evidenziato in precedenza, l'acqua mare per i diversi servizi ausiliari viene prelevata mediante due pompe le cui prese a mare sono localizzate sulla parete Est del terminale a Nord della mezzeria (si tratta delle stesse prese del sistema acqua antincendio).

Anche il filtro del sistema acque di servizio è dotato del sistema di pulizia mediante hydrobust eventualmente accoppiato con un rivestimento in teflon. Le aperture del filtro dovranno essere in grado di trattenere le particelle solide di diametro superiore a 5 mm (Exxon-Mobil, 2006).

2.4.2.2 Utilizzo delle Acque di Servizio

Il sistema sea water service alimenta i seguenti sistemi ausiliari:

- sistema di elettroclorazione;
- sistemi di servizio per gli impianti:
 - sistema di trattamento del gas di boil-off,
 - sistema per l'aggiustamento dell'indice di Wobbe,
 - sistema di raffreddamento dell'olio lubrificante dei Gas Turbine Generators (GTGs);
- sistema di potabilizzazione per:
 - gli usi civili connessi alla presenza del personale,
 - utility stations,
 - le docce e lava-occhi di emergenza.

Le acque in uscita dai sistemi di servizio per gli impianti vengono inviate al bacino di alimentazione dei vaporizzatori ORVs. Come già evidenziato in precedenza, tale opzione consente di aumentare, seppur leggermente, la temperatura dell'acqua di alimento al sistema di vaporizzazione. Gli altri utilizzatori scaricano al sistema di trattamento e, quindi, a mare.

2.4.2.2.1 Sistema di Elettroclorazione

Il cloro è utilizzato per prevenire la crescita di specie biologiche nei serbatoi e nelle tubazioni nelle quali si abbia la presenza di acqua di mare. Il cloro è prodotto in continuo sotto forma di ipoclorito di sodio attraverso un sistema di elettroclorazione.

La portata in ingresso al sistema di elettroclorazione è, in media, 50 m³/ora. L'acqua di mare passa attraverso due celle elettrolitiche nelle quali vengono prodotti l'ipoclorito di sodio (NaClO) e idrogeno gassoso (H₂).

Tali prodotti vengono inviati in serbatoi di stoccaggio dedicati. Nel serbatoio contenente idrogeno viene iniettata aria al fine di diluire l'H₂ gassoso ad una concentrazione inferiore all'1% (livello di sicurezza) e successivamente inviarlo in atmosfera tramite un vent.

La soluzione di ipoclorito di sodio è iniettata nel sistema acqua mare al fine di assicurare una concentrazione di cloro di 2 mg/l. È previsto un periodico ricorso alla clorazione di shock, con concentrazioni fino a 5 mg/l per una più spinta inibizione della crescita di specie biologiche (Terminale GNL Adriatico 2006a; Aker Kværner, 2006d).

2.4.2.2.2 Acque di Servizio per gli Impianti

Raffreddamento Sistema di Lubrificazione Turbine a Gas

Per assicurare un adeguato livello di affidabilità di funzionamento delle turbine a gas (GTGs – Gas Turbines Generators) è necessario disporre di un sistema di lubrificazione ad hoc. Mediante tale sistema l'olio è pompato in continuo attraverso i vari equipment delle turbine al fine di mantenere una corretta temperatura di funzionamento. Il flusso di ritorno è raffreddato mediante acqua di mare. La portata tipica è stimata in circa 200 m³/ora per tre turbine e comunque si mantiene entro un range compreso tra 190 m³/ora e 460 m³/ora. L'acqua di mare utilizzata per tale scambio termico (e, quindi, riscaldata) viene inviata nel bacino di alimento del sistema di vaporizzazione (Terminale GNL Adriatico 2006a, Terminale GNL Adriatico, 2006b).

Sistema di Aggiustamento dell'Indice di Wobbe

L'impianto in oggetto deve fornire gas naturale che rispetti alcuni valori per determinati parametri tra i quali l'indice di Wobbe definito come il rapporto tra il potere calorifico superiore e la radice quadrata della densità.

La maggior parte del gas naturale liquefatto che verrà gassificato nel terminale ALNG verrà importato dal Qatar e avrà caratteristiche tali da rispettare i parametri richiesti a valle della vaporizzazione.

Si stima che nel 20-30 % dei casi il GNL importato possa essere "più pesante" e necessitare, pertanto, di essere sottoposto al sistema di trattamento per l'aggiustamento dell'indice di Wobbe. L'aggiustamento è ottenuto mediante l'iniezione di aria secca.

L'aria compressa è raffreddata mediante un circuito chiuso che utilizza una miscela di acqua dolce e glicole come fluido di scambio termico.

L'acqua di mare proveniente dal seawater service system è utilizzata per raffreddare l'acqua dolce con una portata media di circa 60 m³/ora (entro un range compreso tra 0 e 335 m³/ora) (Terminale GNL Adriatico 2006a, Terminale GNL Adriatico, 2006b).

Raffreddamento Sistema di Lubrificazione del Compressore del Gas di Boil-Off (BOG)

Il gas di boil off può:

- essere re-inviato alla metaniera in fase di scarico;
- essere inviato al compressore del gas di boil off;
- bruciato in torcia in caso di emergenza.

La massima produzione di BOG si ha durante la fase di scarico delle metaniere. Il BOG prodotto è inviato ai compressori. L'olio lubrificante per il compressore del BOG è raffreddato utilizzando una piccola quantità d'acqua (tra 0 e 10 m³/ora).

2.4.2.2.3 Circuito Acqua Potabile

Sistema di Potabilizzazione

Il sistema di potabilizzazione previsto sul terminale ALNG è di tipo a osmosi inversa. Al sistema di potabilizzazione vengono inviati approssimativamente 20-25 m³/ora di acqua di mare per produrre da 0 a 7 m³/ora di acqua potabile; il restante quantitativo viene inviato direttamente al compartimento di scarico. L'acqua potabile viene quindi inviata al serbatoio di stoccaggio dell'acqua potabile di capacità pari a 800 m³ ubicato nella struttura del GBS. Grazie a tale accorgimento il sistema potrà lavorare in maniera non continua: approssimativamente 20 ore ogni 3-4 giorni, essendo il fabbisogno stimato in circa 2 m³/ora. Dal serbatoio di stoccaggio l'acqua potabile viene pompata ad un serbatoio di distribuzione e da qui agli utilizzatori finali.

Una piccola quantità di acqua deionizzata è necessaria per la pulizia delle palette delle turbine durante le fasi di manutenzione e, cioè, circa una volta all'anno. L'acqua deionizzata viene prodotta da un secondo piccolo sistema a osmosi inversa, in grado di produrre 0,6 m³/ora e, quindi, di riempire il serbatoio di stoccaggio dedicato in circa 20 minuti.

Utilizzo delle Acque Potabili

I principali utilizzatori dell'acqua potabile sono (Terminale GNL Adriatico 2006a, Terminale GNL Adriatico, 2006b):

- utenze del modulo alloggi (living quarters) per le cucine, gli usi potabili, le pulizie generali, le docce, i sistemi di lavanderia e per gli usi sanitari;
- utility stations: distribuite sul terminale saranno presenti circa 85 stazioni contenenti azoto, aria e acqua necessari per tutte le operazioni di manutenzione degli equipment che si rendessero necessarie. L'acqua sarà generalmente utilizzata per la pulizia degli equipment; i reflui verranno inviati al sistema di separazione e trattamento delle acque oleose.

- lavaocchi e docce di emergenza: sul terminale saranno presenti 7 stazioni dotate di sistema lavaocchi e docce di emergenza, ognuna delle quali avrà una disponibilità di circa 1,3 m³. I reflui delle stazioni ubicate all'interno dei laboratori/officine (maintenance buildings) saranno inviati al sistema di separazione e trattamento delle acque oleose, quelli presenti nell'area alloggi (living quarters) verranno inviati all'impianto di trattamento reflui (WWTP – Waste Water Treatment Plant) mentre quelli provenienti dalle docce installate direttamente sul GBS (in numero di cinque) verranno scaricate fuori bordo.

Sistema di Trattamento Reflui

Il sistema di trattamento dei reflui è descritto nel Paragrafo 2.5.

2.4.2.3 Circuito di Ritorno e Scarico a Mare

2.4.2.3.1 Circuito di Ritorno

Lo scarico finale a mare del sistema acqua di servizio (sea water service system) è comune con quello del sistema acqua per uso industriale (sea water system). Come già evidenziato in precedenza, al fine di ottimizzare l'utilizzo della risorsa idrica, lo schema di scarico prevede che le uscite dai seguenti sistemi:

- sistema di trattamento del gas di boil off (BOG);
- sistema di aggiustamento dell'indice di Wobbe;
- sistema di raffreddamento dell'olio lubrificante delle GTGs,

vengano re-immesse nel circuito idrico a monte degli ORVs e precisamente nel bacino di presa da cui si diparte la condotta da 60" di alimentazione degli ORVs. A valle del bacino di raccolta e alimento ai vaporizzatori, le acque provenienti dal circuito acque di servizio (sea water service) e quelle provenienti dal circuito acqua ad uso industriale risultano pertanto indistinte. A valle della rigassificazione verranno convogliate al compartimento di raccolta e da qui inviate fuori bordo. Per quanto riguarda le acque potabili, il sistema prevede quanto segue:

- i reflui provenienti dai living quarters saranno inviati al sistema di trattamento e da qui al compartimento di raccolta dal quale verranno inviati in mare insieme agli altri reflui;
- i reflui provenienti dalle docce di emergenza e dai lava-occhi ubicati all'interno dei maintenance buildings vengono inviati al sistema di separazione e trattamento delle acque oleose; quelli provenienti dalle utility stations dell'area alloggi vengono inviati all'impianto di trattamento reflui, mentre quelli delle stazioni ubicate sul GBS vengono direttamente scaricati a mare;
- i reflui provenienti dalle utility stations vengono prima inviati al separatore acqua/olio (al quale sono convogliate anche le acque piovane che seguiranno da qui a valle lo stesso percorso) quindi al sistema di trattamento e, da qui, al compartimento finale per essere immessi in mare insieme agli altri reflui.

2.4.2.3.2 Scarico a Mare

Le acque reflue coltate del sistema servizi (sea water service system) vengono convogliate nell'unico compartimento di scarico nel quale arrivano anche le acque del sistema industriale (sea water system).

2.5 SISTEMA DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE – FASE F5

2.5.1 Sistema di Trattamento Acque Reflue (WWTP)

2.5.1.1 Caratteristiche Generali

Il sistema di trattamento che verrà installato sul terminale processerà le acque nere (fognatura), le acque “grigie” provenienti dalle cucine e dalle cambuse, le acque “grigie” sanitarie. L’impianto rilascerà acque trattate e un fango di risulta in quantità di circa 5-10% dell’acqua in ingresso al trattamento. Il fango verrà inviato e smaltito a terra in conformità con la normativa vigente. I parametri di picco considerati per il dimensionamento dell’impianto sono i seguenti:

PARAMETRI	VALORI
Portata di progetto [m ³ /giorno] ⁽¹⁾	20
BOD ₅ [mg/l]	250
Solidi sospesi totali [mg/l]	500
pH	<8
Coliformi totali [MPN/ ml]	non significativo

Nota: (1) Portata massima di progetto, basata sull’ipotesi della presenza di 100 persone nel Terminale

Le caratteristiche delle acque in uscita dall’impianto di trattamento sono le seguenti:

PARAMETRI	VALORI
BOD ₅ [mg/l]	< 40
COD [mg/l]	< 160
Cloro libero [mg/l]	< 0.2
Nitrati (espressi come N) [mg/l]	< 5
Nitriti (espressi come N) [mg/l]	< 0.1
pH	5.5-9.5
Coliformi totali [MPN/l]	< 5,000
Fosforo totale [mg/l]	< 10
Solidi sospesi totali [mg/l]	< 80

La portata massima di reflui in ingresso all’impianto, è fissata in 20 m³/giorno. Tale valore è stimato assumendo un picco di presenza di 100 unità ed è limitato dalla massima capacità di fornitura dell’acqua potabile assicurata dal sistema di clorazione. Si stima una produzione di fanghi pari a circa il 7,5%, pertanto, in condizioni di picco, gli effluenti prodotti dall’impianto saranno:

- 1,5 m³/giorno di fanghi;
- 18,5 m³/giorno di acqua chiarificata.

In condizioni medie operative si stima una presenza di 45 persone; sulla base di tale assunzione, si può stimare una produzione di reflui in ingresso all’impianto di trattamento pari a 9 m³/giorno. In uscita dall’impianto si avranno:

- 0,7 m³/giorno di fanghi;
- 8,3 m³/giorno di acqua chiarificata.

2.5.1.2 Principali Fasi Operative dell’Impianto

Tutte le acque reflue del terminale verranno raccolte in un serbatoio appositamente dimensionato per poter far fronte a carichi di picco. Verrà installato un sistema di pompaggio che consente di inviare i reflui all’impianto di trattamento con una portata il più possibile costante.

2.5.1.2.1 Pretrattamento dei Reflui in Ingresso

Al fine di rimuovere i solidi, correggere la composizione chimica e omogeneizzare i flussi in alimentazione all’impianto di trattamento, è prevista:

- l’eliminazione dei residui solidi di maggiori dimensioni mediante un filtro grossolano automatico che consentirà di mantenere le performance complessive dell’impianto ad un livello ottimale e di minimizzare gli interventi manutentivi;
- la correzione del pH al fine di ottenere valori il più possibile costanti.

Il condizionamento preliminare dei flussi, comprensivo di una fase di coagulazione spinta, inizierà durante il pretrattamento. L’iniezione del flocculante avverrà immediatamente dopo il pretrattamento.

2.5.1.2.2 Trattamento Primario

Il sistema di trattamento primario sarà costituito da:

- unità di flottazione ad aria di primo livello (first stage Dissolved Air Flotation –DAF);
- bioreattore (BR).

Il DAF rimuove i solidi primari (non rimossi dal filtro grossolano in fase di pretrattamento) utilizzando la loro naturale tendenza al galleggiamento. L’utilizzo di piatti corrugati aumenta l’efficienza del sistema. Il materiale flottante (fanghi) viene raccolto per essere inviato a successivi trattamenti.

Gli effluenti chiarificati in uscita dal DAF vengono inviati al bioreattore dove un letto mobile genera un biofilm che massimizza il numero di batteri nitrificanti che eliminano il BOD residuo ancora presente nel fluido.

2.5.1.2.3 Trattamento Secondario

Il trattamento secondario sarà costituito da:

- unità di flottazione ad aria di secondo livello (second stage Dissolved Air Flotation);
- unità UV-C.

L’unità di flottazione ad aria di secondo livello (second stage Dissolved Air Flotation) sarà simile a quella di primo livello e assicurerà un ulteriore trattamento dei reflui, trattenendo ogni residuo dei fanghi prodotti nel bioreattore.

Il trattamento mediante esposizione a radiazioni ultraviolette assicurerà, infine, la completa sterilizzazione degli effluenti prima del loro scarico a mare.

2.5.1.2.4 Sistema di Raccolta e Trattamento dei Fanghi

L’impianto di trattamento reflui sarà dotato di sistema di raccolta dei fanghi finalizzato ad assicurare una corretta gestione degli stessi. In particolare verrà installato un serbatoio in acciaio rivestito dove verranno stoccati i fanghi prodotti dal bioreattore per poi essere inviati

periodicamente a terra. All'interno del serbatoio verrà assicurata una costante miscelazione e aerazione dei fanghi al fine di evitarne la sedimentazione. I fanghi verranno poi scaricati mediante un sistema di pompaggio dotato di back-up.

2.5.2 Sistema di Trattamento Acqua-Olio

2.5.2.1 Caratteristiche Generali

Il sistema di trattamento delle acque oleose ha lo scopo di prevenire:

- rilasci a mare di acque meteoriche o di dilavamento potenzialmente inquinate per presenza di oli;
- spillamenti di oli a mare.

Le acque provenienti dalle aree drenanti potenzialmente inquinate da oli sono inviate alla rete di drenaggio delle acque oleose e trattate nel sistema di separazione. Le acque meteoriche provenienti dalle aree non potenzialmente contaminate da oli vengono convogliate direttamente in mare.

Ove possibile le acque destinate al separatore drenano per gravità, negli altri casi mediante sump pumps.

Le acque in uscita dal sistema vengono trattate mediante letti a carboni attivi per assicurare un contenuto massimo di olio pari a 5 mg/l prima di essere convogliate nel comparto finale e scaricate in mare insieme agli altri reflui.

2.5.2.2 Descrizione degli Elementi Costitutivi del Sistema

I principali elementi del sistema di raccolta e separazione acqua-olio sono (Aker Kværner, 2006a):

- Sump Pumps. Tali pompe sono dimensionate per una portata associata ad un evento di pioggia con precipitazioni pari a 100 mm/ora (periodo di ritorno di 100 anni) per la propria zona di competenza.
- Serbatoio di raccolta delle acque oleose (Oily Water Surge Drum). Si tratta di un "vessel" orizzontale, 3 m x 8 m T/T, supportato da carrelli e posizionato sulla sommità del GBS. È realizzato con acciaio al carbonio ed è dotato di un sistema di protezione catodica dalla corrosione e di un rivestimento interno di colla epossidica. La parte inferiore del vessel è termicamente isolata per evitare il congelamento in condizioni di bassa temperatura (condizioni di progetto valutate da -5.7° a 59°). Il volume totale del "vessel" è pari a 63,6 m³ (lordi), mentre il volume compreso tra il livello di intercettazione basso (pari a 500 mm) e l'allarme del livello elevato (2,250 mm) è pari a 44,7 m³. Questo volume risulta adeguato a contenere il quantitativo d'acqua corrispondente ad un evento di pioggia di picco (periodo di ritorno 100 anni) della durata di un'ora o un evento di "BOG deluge".
- Pompe di alimento delle acque oleose (Oily Water Feed Pumps). Sono due di cui una è operante e una di riserva. Le pompe sono di tipo a diaframma, anziché di tipo a centrifuga, per minimizzare gli effetti di emulsificazione dei livelli di olio e di acqua, che possono ridurre l'azione del separatore CPI (*Corrugated Plate Interceptor*). Tali pompe sono operanti ad aria e dimensionate per 11,4 m³/ora ad una pressione differenziale di 1,5 bar.

- Separatore Acqua-Olio (Oily Water Separator). Si tratta di un sistema di tipo CPI “*Corrugated Plate Interceptor*” il cui funzionamento può essere così schematizzato:
 - i fanghi pesanti, la sabbia e gli altri detriti precipitano sul fondo e vengono periodicamente eliminati,
 - le acque oleose entrano nel pacchetto di piatti corrugati,
 - le gocce di olio urtano i piatti e si uniscono in gocce più grosse che risalgono verso la parte alta del pacchetto,
 - l’acqua che fuoriesce dal fondo del pacchetto è priva di gocce di olio.

Il separatore acqua-olio è dimensionato per un abbattimento della concentrazione di olio da 2.500 mg/l a 15 mg/l per una portata di 11,4 m³/ora.

L’acqua viene successivamente inviata ad un primo set di letti a carbone per un successivo trattamento.

- Letti di Carbone Attivo (Carbon Beds). Il sistema è dotato di due set di letti di carbone attivo, ciascuno dei quali è costituito da quattro letti paralleli. La capacità dei 4 strati operanti simultaneamente è pari a 11,4 m³/ora. Il tubo che entra ed esce da ciascun set di carboni fornisce un ugual flusso a ciascuno di essi. Un singolo set è dimensionato per ridurre il valore di idrocarburi in acqua al di sotto di un valore di 5 mg/l. Il secondo set di letti a carboni attivi è un back-up in caso di malfunzionamento del primo set.
- Serbatoi di Stoccaggio degli Oli (Waste Oil Storage Tanks): sono presenti quattro serbatoi per l’immagazzinamento degli oli, di cui tre sempre attivi ed uno di riserva. La loro capacità è pari a 1,3 m³, tale quindi da poter contenere una perdita da parte di uno dei GTGs di poco superiore a 3,7 m³. Questi serbatoi sono posizionati in un’area apposita isolata e protetta dagli agenti atmosferici.

3 MATERIE PRIME E STOCCAGGIO

Per una descrizione dettagliata delle materie prime e dei prodotti ausiliari utilizzati nelle diverse fasi del processo si rimanda alla scheda B della documentazione allegata alla Domanda di AIA, ed in particolare alle scheda B.1.2.

4 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Gli interventi di manutenzione dell'impianto saranno eseguiti secondo il programma prestabilito da Terminale GNL Adriatico S.r.l. al fine di assicurare in ogni momento il corretto ed efficace funzionamento del Terminale e saranno riportati in un registro di manutenzione. Tra le informazioni riportate in tale registro saranno incluse:

- data di effettuazione dell'attività;
- nome della persona o dell'azienda esecutrice;
- risultati dell'intervento;
- descrizione dell'intervento, delle eventuali misure adottate e delle apparecchiature sostituite;
- data del successivo intervento programmato per l'unità oggetto di manutenzione.

Il programma di manutenzione preparato da Terminale GNL Adriatico include la descrizione della strategia adottata per la manutenzione e delle procedure adottate incluse la frequenza prevista e le caratteristiche di base di tutti gli interventi programmati.

L'implementazione del programma di manutenzione ha il fine principale di limitare quanto più possibile il rischio di incidenti dovuto a cedimenti/malfunzionamenti delle apparecchiature del terminale e le relative conseguenze sull'ambiente. A tal fine sono stati programmati anche interventi di manutenzione sui sistemi di monitoraggio (si veda l'Allegato E4).

Durante le operazioni di manutenzione saranno generati rifiuti che consisteranno essenzialmente in:

- olio usato;
- componenti contaminati da olio o grasso.

I rifiuti generati durante le attività di manutenzione saranno gestiti in accordo a quanto previsto dal piano di gestione dei rifiuti riportato nell'Allegato B25 e saranno smaltiti secondo i requisiti di legge da un contrattista autorizzato.

5 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

5.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

All'interno del Terminale GNL Alto Adriatico sono presenti diverse sorgenti di emissione in atmosfera continue e discontinue di tipo sia convogliato che non convogliato.

5.1.1 Emissioni Convogliate

Le principali emissioni convogliate sono quelle derivanti dalla combustione di gas metano per la produzione dell'energia elettrica necessaria al terminale; le sorgenti di tali emissioni sono localizzate in corrispondenza della bocca dei camini dei 2 gruppi in funzione. Tali emissioni sono state autorizzate dal Ministero delle Attività Produttive (ora Ministero per lo Sviluppo Economico) nell'ambito del Decreto No. 1782 emesso in data 11 Novembre 2004.

In Allegato B20 sono riportati i punti di emissione convogliata continua e discontinua presenti sul Terminale.

Per una quantificazione delle emissioni puntuali provenienti dallo stabilimento si rimanda alle schede B6.2 e B7.2 (emissioni convogliate stimate con riferimento alla capacità produttiva).

5.1.2 Emissioni Fuggitive

Le emissioni fuggitive derivano dalle perdite delle tenute di valvole, flange, pompe, compressori, dreni, ecc. Tali emissioni sono stimate in base al numero e alla tipologia dei componenti per ogni linea di impianto.

I valori delle emissioni fuggitive sono stati stimati con riferimento alla metodologia riportata nel "Protocol for Equipment Leak, Emission Estimate" pubblicato da EPA nel Novembre 1995 e riportati nella scheda B8.2 (emissioni non convogliate alla massima capacità produttiva).

5.2 PRELIEVI /SCARICHI IDRICI

Nella figura seguente sono schematizzati:

- il sistema di approvvigionamento dell'acqua di mare;
- la distribuzione e gli usi dell'acqua prelevata;
- i sistemi di trattamento installati sul terminale;
- gli scarichi parziali e lo scarico finale a mare dell'acqua utilizzata.

Si evidenzia che lo schema presentato in figura è riferito al funzionamento del terminale nelle condizioni di normale esercizio.

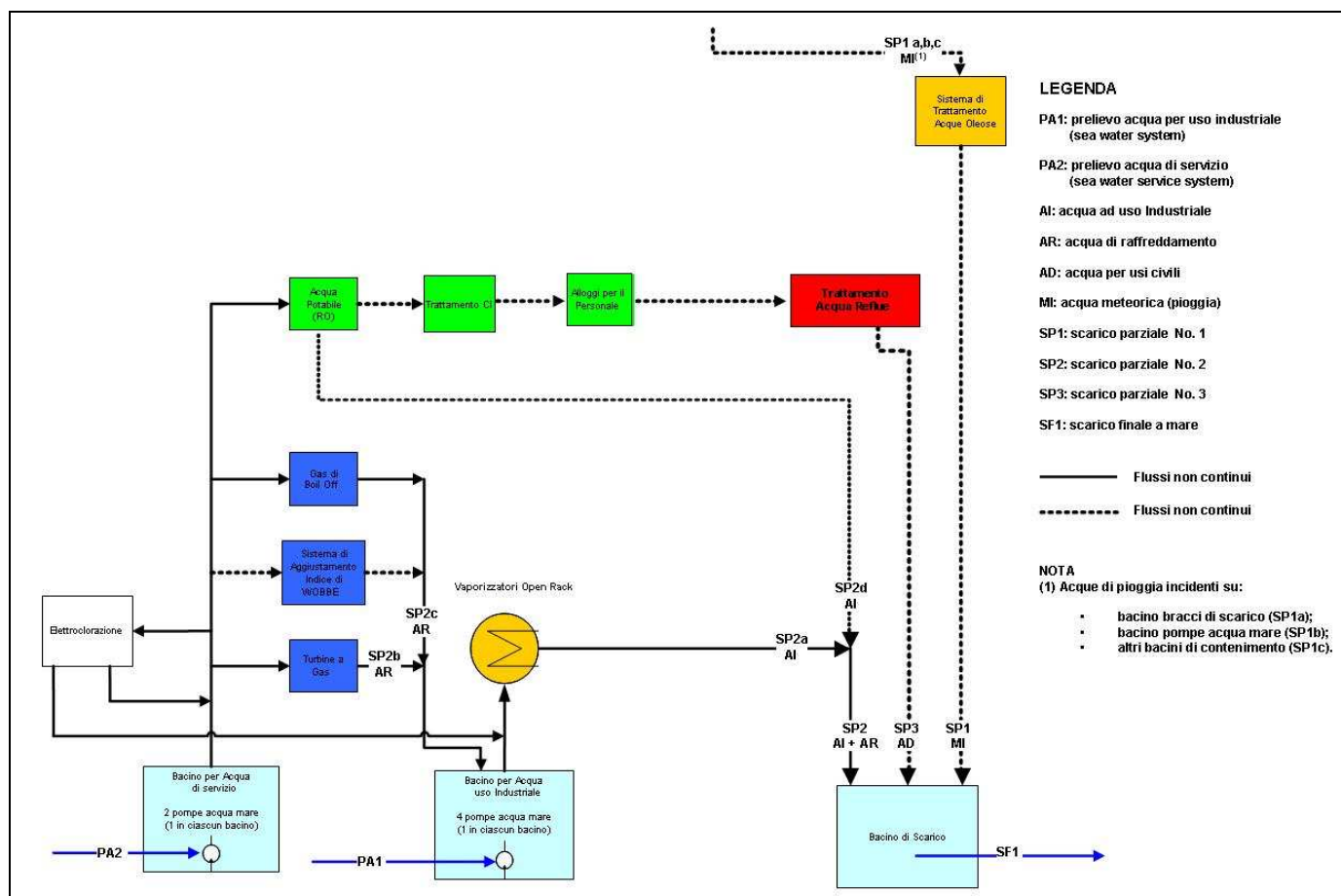


Figura 1: Approvvigionamento, Distribuzione e Scarico Acqua Mare (Rappresentazione Schematica)

5.2.1 Prelievi Idrici

Per i fabbisogni interni è utilizzata unicamente acqua di mare. I quantitativi di acqua di mare prelevata durante l'esercizio del terminale sono presentati nella Scheda B2.2 (consumo di risorse idriche alla capacità produttiva).

5.2.2 Scarichi Idrici

Gli scarichi idrici parziali del terminale durante il normale funzionamento sono essenzialmente costituiti da:

- acque per uso industriale (scarico continuo);
- acque di raffreddamento (scarico discontinuo);
- acque reflue civili trattate (scarico discontinuo);
- acque meteoriche trattate (scarico discontinuo).

Le acque meteoriche delle aree di impianto, piazzali esterni alle aree di impianto dove avvengono operazioni di stoccaggio, accumulo di sostanze o rifiuti, il cui dilavamento potrebbe inquinare le acque meteoriche, confluiscono nella fogna oleosa e vengono trattate nell'impianto di separazione ad esse dedicato.

L'impianto utilizza circa $7,09 \times 10^6$ m³/anno di acqua di mare per il raffreddamento delle turbine a gas e dei compressori del BOG e del sistema di correzione dell'indice di Wobbe. Tale acqua non viene scaricata direttamente a mare. L'acqua di raffreddamento viene inviata nel comparto di raccolta delle acque che alimentano il sistema di rigassificazione con ORVs.

Gli scarichi parziali in uscita sono convogliati e raccolti in un unico bacino interno al GBS e, poi, scaricati a mare. Il monitoraggio sarà condotto su ciascuno scarico parziale. I punti di monitoraggio sono localizzati a valle dell'uscita di ciascun trattamento e prima dell'immissione nel bacino finale di scarico.

Lo scarico dal comparto di raccolta al mare avverrà attraverso tre aperture di forma pressoché quadrata di lato pari a 73 cm, poste sul fronte Sud del GBS. Le aperture sono disposte su due file:

- una a circa 16 m dal fondale;
- due a circa 14.5 m dal fondale ad una distanza di 2.4 m una dall'altra (distanza tra i centri geometrici delle aperture).

La stima dei quantitativi di acqua scaricata e la concentrazione degli inquinanti presenti sono rispettivamente illustrate nelle schede B9.2 e B10.2.

5.3 RUMORE

Per una descrizione dettagliata degli effetti sul comparto Rumore indotti dall'esercizio del terminale si rimanda all'Allegato B24.

5.4 PRODUZIONE/CONSUMO DI ENERGIA

Come anticipato nel Paragrafo 2.3 della presente relazione tutti i consumi elettrici del terminale saranno supportati da generatori elettrici accoppiati alle turbine a gas (Gas Turbine Generators – GTG) installati sul GBS.

I quantitativi di energia consumata e prodotta sono illustrati rispettivamente nelle schede B4.2 (Consumo di energia alla capacità produttiva dell'impianto) e B3.2.

Si evidenzia inoltre che ogni gruppo è dotato di un sistema che permette il recupero del calore dai fumi in uscita dalla turbina al fine di utilizzarlo nel processo di rigassificazione.

6 PREVENZIONE E MITIGAZIONE DEGLI INCIDENTI

Per una analisi di dettaglio relativa a questi aspetti si rimanda all'Allegato D11 "Analisi di Rischio per la Proposta Impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione".

RIFERIMENTI

Adriatic LNG, 2007a, Commissioning Phases Input 0709, nota trasmessa via e-mail da Adriatic LNG a D'Appolonia in data 7 Settembre 2007.

Adriatic LNG, 2007b, Maintenance Plan, nota trasmessa via e-mail da Adriatic LNG a D'Appolonia in data 10 Settembre 2007.

Adriatic LNG, 2007c, documentazione inviata via e-mail in data 24 Agosto 2007.

Aker Kværner, 2004, Seawater Intake Screen Selection, Doc. No. ITAT-AKE-00-MR-607-00-8002, Rev. 0, Ottobre, 2004

Aker Kværner, 2006a, Oily Water Collection System Description (997), Doc. No. ITAT-AKE-00-PR-997-00-1012, Rev. 0, 9 Maggio, 2006.

Aker Kværner, 2006b, WHR/Glycol Water System (942), Doc. No. ITAT-AKE-00-PR-942-00-1011, Rev. 0, 20 Marzo 2006.

Aker Kværner, 2006c, ORV Seawater System Description (921), Doc. No. ITAT-AKE-00-PR-921-00-1006, Rev. 0. 1 Maggio 2006.

Aker Kværner, 2006d, Electrochlorination System (675), Doc. No. ITAT-AKE-00-PR-675-00-1013, Rev. 0, 17 Aprile 2006.

Aker Kværner, 2006e, Upper Walls Additional Reinforcement – Openings Sequence 553, Dis. No. ITAT-AKE-SS-CD-220-00-2970, Rev. 0, 21 Marzo 2006.

Edison 2004a, Comunicazione da Edison del 18 Ottobre 2004.

Edison, 2004b, Terminale per la Rigasificazione di Gas Naturale Liquefatto, Giugno 2004

Exxon-Mobil, 2006, Comunicazione via e-mail del 12 Aprile 2006.

Exxon-Mobil, 2007, Comunicazione via e-mail del 14 Giugno 2007.

Terminale GNL Adriatico, 2006a, Water Use Diagram for Adriatic LNG, 17th October 2006, ricevuto via e-mail in data 18 Ottobre 2006.

Terminale GNL Adriatico, 2006b, documentazione inviata via e-mail da Terminale GNL Adriatico, 6 Aprile 2006.

Terminale GNL Adriatico, 2005, Design Basis Memorandum, Doc. No. ITAT-EME-00-2R-001-00-0001, Rev.2, 3 Ottobre 2005.