

## INDICE

	<u>Pagina</u>
<b>1 INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
<b>2 CARATTERISTICHE GENERALI E LOCALIZZAZIONE DEL TERMINALE</b>	<b>3</b>
2.1 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA	3
2.2 LOCALIZZAZIONE DELL'OPERA	4
<b>3 DESCRIZIONE DEI PROCESSI DEL TERMINALE</b>	<b>5</b>
3.1 SISTEMA DI RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL (FASE F1)	5
3.1.1 Ricevimento e Scarico del GNL	5
3.1.2 Stoccaggio del GNL	5
3.1.3 Pompe Interne (In-Tank Pumps)	6
3.2 RIGASSIFICAZIONE GNL E INVIO GN ALLA RETE (FASE F2)	6
3.2.1 Ricondensazione	6
3.2.2 Sistema del Gas di Boil-Off (BOG)	6
3.2.3 Pompe di Mandata ad Alta Pressione	6
3.2.4 Rigassificazione	6
3.2.5 Sistema Aria Secca per l'Aggiustamento dell'Indice di Wobbe e del Potere Calorifico Superiore	7
3.2.6 Invio del Gas Vaporizzato alla Rete Nazionale	7
3.3 PRODUZIONE DI ENERGIA (FASE F3)	8
3.4 SISTEMA ACQUA MARE (FASE F4)	9
3.4.1 Acque per Uso Industriale (Sea Water System)	9
3.4.2 Acque di Servizio (Sea Water Service System)	12
3.5 SISTEMA TRATTAMENTO ACQUE REFLUE (FASE F5)	15
3.5.1 Sistema di Trattamento Acque Reflue (WWTP)	15
3.5.2 Sistema di Trattamento Acqua-Olio	16
3.6 FLUSSI IN INGRESSO E IN USCITA DAL TERMINALE	18
3.7 REGIME TRANSITORIO	21
3.7.1 Fase Marina	22
3.7.2 Pre – Collaudo	22
3.7.3 Collaudo ed Avviamento (Messa in Esercizio)	22
<b>4 INDIVIDUAZIONE DELLE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI</b>	<b>23</b>
4.1 SISTEMA DI RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL (FASE F1)	24
4.2 RIGASSIFICAZIONE GNL E INVIO GN ALLA RETE (FASE F2)	25
4.3 PRODUZIONE DI ENERGIA (FASE F3)	26
4.4 SISTEMA ACQUA MARE (FASE F4)	27
4.5 SISTEMA TRATTAMENTO ACQUE REFLUE (FASE F5)	27
4.6 GESTIONE DEI RIFIUTI (ATTIVITA' TECNICAMENTE CONNESSA AT1)	29
4.7 MONITORAGGIO (ATTIVITA' TECNICAMENTE CONNESSA AT2)	30
<b>5 ANALISI DELLE RICADUTE E CONFRONTO CON SQA</b>	<b>31</b>

5.1	RICADUTE IN ATMOSFERA	31
5.1.1	Stato Attuale di Qualità dell'Aria	31
5.1.2	Analisi delle Ricadute	31
5.1.3	Confronto con lo Stato Attuale	33
5.2	RICADUTE SULLA COMPONENTE RUMORE	34
5.3	EMISSIONI IN ACQUA	36
5.3.1	Modellazioni effettuate	37
5.3.2	Configurazione Finale di Progetto	37
<b>6</b>	<b>ASPETTI INERENTI IL MONITORAGGIO</b>	<b>39</b>
6.1	CONSUMO DI MATERIE PRIME	40
6.2	CONSUMO DI RISORSE IDRICHE	41
6.3	CONSUMO DI COMBUSTIBILI	41
6.4	CONSUMO DI ENERGIA	41
6.5	EMISSIONI IN ARIA	41
6.5.1	Emissioni Convogliate	42
6.5.2	Emissioni Diffuse	42
6.5.3	Emissioni Fuggitive	42
6.5.4	Emissioni Eccezionali	42
6.6	EMISSIONI IN ACQUA	43
6.7	RIFIUTI	43

## RIFERIMENTI

## 1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la “Sintesi non Tecnica” della documentazione tecnica da allegare alla richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi del D.Lgs 59/05 “Attuazione della Direttiva 96/61/CE relativa alla Prevenzione e Riduzione Integrate dell’Inquinamento”.

Il D.Lgs 59/05 ha individuato le attività industriali (elencate nell’Allegato I del Decreto) per le quali risulta necessario perseguire una politica di prevenzione dell’inquinamento; tali attività sono riconducibili alle seguenti categorie:

- attività energetiche;
- produzione e trasformazione dei metalli;
- industria dei prodotti minerali;
- industria chimica;
- gestione dei rifiuti;
- altre attività.

Il Decreto è finalizzato al raggiungimento di un elevato livello di protezione dell’ambiente nel suo complesso mediante la prevenzione e la riduzione integrate dell’inquinamento. Ai gestori degli impianti appartenenti alle categorie di cui sopra è richiesto di:

- effettuare un’analisi completa dei consumi e delle emissioni reali e potenziali di impianto;
- perseguire il miglioramento della gestione e del controllo dei processi industriali, mediante l’adozione di tutte le opportune misure di prevenzione/riduzione dell’inquinamento.

Il principio su cui si basa tale approccio consiste nell’applicazione delle migliori tecniche disponibili che consentono di migliorare l’efficienza ambientale nell’ambito del pertinente comparto industriale, riducendo in modo generale le emissioni e l’impatto sull’ambiente nel suo complesso.

In particolare il D.Lgs 59/05 prevede una procedura per il rilascio dell’Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), ossia di *“un provvedimento che autorizza l’esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni”*, che devono garantire che l’impianto sia conforme ai requisiti identificati all’Art. 3; in particolare:

- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell’inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
- non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
- deve essere evitata la produzione di rifiuti; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l’impatto sull’ambiente, in accordo alla normativa vigente;
- l’energia deve essere utilizzata in modo efficace;

- devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
- deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

L'autorizzazione integrata ambientale (Art. 14) “... *sostituisce ad ogni effetto ogni altra autorizzazione, visto, nulla osta o parere in materia ambientale previsti dalle disposizioni di legge e dalle relative norme di attuazione, fatte salve le disposizioni di cui al D.Lgs 334/99 e le autorizzazioni ambientali previste dalla normativa di recepimento della Direttiva 2003/87/CE*”.

In base a tipologia e taglia di impianto, il rilascio dell'AIA risulta di differente competenza. Il terminale rientra tra le categorie di attività “Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione > 50 MW” (Codice IPPC: 1.1), risultando pertanto soggetta ad AIA di competenza statale in quanto ubicata off-shore (Allegato V del D.Lgs 59/05).

Il presente documento è così strutturato:

- Capitolo 2: caratteristiche generali e localizzazione del terminale;
- Capitolo 3: descrizione dei processi produttivi del terminale;
- Capitolo 4: individuazione delle migliori tecniche disponibili;
- Capitolo 5: analisi delle ricadute e confronto con SQA;
- Capitolo 6: aspetti inerenti il monitoraggio

## **2 CARATTERISTICHE GENERALI E LOCALIZZAZIONE DEL TERMINALE**

### **2.1 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA**

Il terminale di rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL) avrà una capacità media annua di 8 Miliardi di Sm<sup>3</sup>/anno e consentirà di ricevere da navi metaniere di capacità fino a 152.000 m<sup>3</sup> (Terminale GNL Adriatico, 2006a) il GNL a pressione atmosferica e ad una temperatura di -162 °C e di inviarlo alla rete di terra dopo averlo riportato in fase gassosa. Il 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

Durante il normale funzionamento il fabbisogno energetico dell'impianto è soddisfatto dall'esercizio di due delle tre turbine a gas installate sul Terminale; la potenza termica complessiva delle tre turbine è superiore a 50 MW. L'energia elettrica prodotta è impiegata per alimentare l'impianto; non saranno cedute quote di energia elettrica a terzi.

Il gas naturale prodotto sarà inviato alla rete nazionale per mezzo di un gasdotto di diametro 30" e lunghezza circa 40 km fino alla stazione di misura ubicata nel comune di Cavarzere (VE).

L'opera nel suo complesso è costituita da un terminale marino che consente di svolgere le seguenti attività (Terminale GNL Adriatico, 2005):

- accosto, ormeggio e scarico 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 trasporto nazionale tramite una condotta sottomarina, nel primo tratto dal terminale alla costa, e una condotta a terra fino al punto di immissione nella rete;
- alloggio del personale a servizio del terminale.

Il terminale sarà installato in una struttura GBS (Gravity Base Structure) appoggiata al fondale marino (su profondità intorno a 29 m) circa 15 km Nord-Est di Porto Levante.

Gli equipment topsides comprendono:

- i bracci di scarico;
- gli impianti per la gassificazione del GNL;
- tre turbine a gas (GTGs – Gas Turbine Generators) per la produzione dell'energia elettrica necessaria per il funzionamento del terminale (l'impianto sarà autosufficiente dal punto di vista energetico);
- gli alloggi per il personale (living quarters);
- la pista per atterraggio/decollo degli elicotteri (helideck);
- le altre utilities a supporto del terminale.

I serbatoi di stoccaggio sono posizionati all'interno della struttura del GBS, sfruttando il volume lasciato libero dagli equipment topsides, interessando sia la parte emersa sia la parte immersa; il fondo dei serbatoi si trova ad una quota vicina al fondale e la sommità risulta ad una quota superiore al livello medio del mare.

Le strutture di ormeggio e accosto per le navi metaniere sono:

- 2 strutture in calcestruzzo (mooring dolphins) ai lati del GBS, necessarie per l'ormeggio delle navi metaniere;
- 4 strutture di accosto (breasting structures), posizionate sul lato Nord del GBS e necessarie ad evitare il contatto tra le navi metaniere ed il GBS stesso.

## **2.2 LOCALIZZAZIONE DELL'OPERA**

La localizzazione del terminale GNL è stata oggetto di studi approfonditi volti alla caratterizzazione dei terreni di fondazione, mediante survey geofisici e sondaggi geognostici.

A seguito degli studi effettuati e conformemente alle autorizzazioni ottenute, la localizzazione di progetto del baricentro del terminale è stata individuata (Decreto di concessione marittima del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti del 16 Ottobre 2002) nel punto di coordinate:

- 45° 05' 26.294'' Latitudine Nord;
- 12° 35' 04.973'' Longitudine Est.

In tale sito la profondità dell'acqua risulta pari a circa 29 m, adeguata per consentire le manovre necessarie per la movimentazione delle metaniere. Il terminale avrà l'asse longitudinale orientato a 90° rispetto al Nord.

### **3 DESCRIZIONE DEI PROCESSI DEL TERMINALE**

Nel presente capitolo si riportano le principali informazioni riguardanti le seguenti fasi di processo del ciclo produttivo del terminale:

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

Un ulteriore paragrafo sintetizzerà i flussi di materia in entrata ed in uscita dal terminale.

Infine, sarà descritto il regime transitorio del terminale precedente al normale funzionamento dell'impianto.

#### **3.1 SISTEMA DI RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL (FASE F1)**

##### **3.1.1 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 m<sup>3</sup>/ora; il tempo necessario per scaricare una nave da 145.000 m<sup>3</sup> 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.

##### **3.1.2 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 m<sup>3</sup> ciascuno) realizzati in acciaio al nichel 9% aventi approssimativamente le seguenti misure:

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

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.

### **3.1.3 Pompe Interne (In-Tank Pumps)**

In ogni serbatoio di stoccaggio saranno installate due pompe sommerse; è inoltre previsto un ulteriore alloggiamento in ciascun serbatoio per ospitare una eventuale ulteriore pompa.

In condizioni di normale operatività, saranno in funzione tre pompe di cui due in un serbatoio e una nell'altro. Per raggiungere la portata di picco saranno messe in funzione tutte le pompe (due per ogni serbatoio).

## **3.2 RIGASSIFICAZIONE GNL E INVIO GN ALLA RETE (FASE F2)**

### **3.2.1 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.

### **3.2.2 Sistema 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 gas di boil-off si verifica durante la fase di scarico delle navi metaniere. Il gas di boil-off prodotto viene inviato attraverso diversi stadi a due compressori, ognuno spinto 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.

### **3.2.3 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 m<sup>3</sup>/ora ciascuna.

### **3.2.4 Rigassificazione**

La gassificazione del GNL avverrà mediante:

- 3 vaporizzatori ad acqua di mare 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 GSm<sup>3</sup>/anno e i 2,2 GSm<sup>3</sup>/anno di gas naturale, in funzione della densità del GNL.

Il vaporizzatore a recupero del calore, che utilizza il calore dei fumi esausti delle turbine a gas (si veda il Paragrafo 3.3), ha capacità di rigassificazione pari a circa 2,0 GSm<sup>3</sup>/anno di gas naturale.

I quattro vaporizzatori ad acqua di mare utilizzano tale fluido come fonte di calore per vaporizzare il GNL. I vaporizzatori ad acqua di mare opereranno alla pressione di 80 barg e vaporizzeranno circa 183 t/ora utilizzando ciascuno fino a circa 7.250 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/ora).

Il vaporizzatore a recupero di calore (WHR) è dimensionato per vaporizzare circa 176 t/ora di GNL. 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.

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

Il terminale 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.

### **3.2.6 Invio del Gas Vaporizzato 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 (VE).

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 (RO);

- un tratto on-shore di circa 25 km dal punto di approdo 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 GSm<sup>3</sup>/anno; la condotta è dotata di valvola automatica al fine di prevenire eventuali danni alla condotta dovuti a condizioni di sovrappressione.

### 3.3 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 saranno normalmente alimentate a gas naturale e, pertanto, le emissioni dai turbogruppi saranno costituite sostanzialmente da ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e monossido di carbonio (CO). 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 e per gli avviamenti a freddo.

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.

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<sub>x</sub> (DLN), in linea con le migliori tecnologie applicabili: tale tecnica permette di abbattere drasticamente la formazione e l'emissione di NO<sub>x</sub>. Ogni gruppo sarà dotato di un camino di by-pass, utilizzato in caso di malfunzionamento o di manutenzione del camino principale. 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		3
Numero di turbogruppi funzionanti simultaneamente		2
Quota sbocco camino	m s.l.m.	43
Diametro camino	m	2,2

Nella seguente tabella sono, invece, riportate le caratteristiche emissive dei camini stessi in condizioni di normale funzionamento.

CARATTERISTICHE EMISSIVE DEI CAMINI DEI TURBOGRUPPI		
Parametro	U.d.M.	Valore
Portata dei fumi	Nm <sup>3</sup> /ora	265.000 <sup>(1)</sup>
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 <sub>x</sub> al camino	mg/Nm <sup>3</sup>	50 <sup>(1)</sup>

<b>CARATTERISTICHE EMISSIVE DEI CAMINI DEI TURBOGRUPPI</b>		
<b>Parametro</b>	<b>U.d.M.</b>	<b>Valore</b>
Concentrazione di CO al camino	mg/Nm <sup>3</sup>	40 <sup>(1)</sup>
Emissione di NO <sub>x</sub>	kg/ora	13,25
Emissione di CO	kg/ora	10,6

Nota:

(1) Fumi secchi, 15% O<sub>2</sub>. Valori autorizzati con Decreto MAP, 11 Novembre 2004, No. 17282 (Ministero delle Attività Produttive, 2004)

Le emissioni annue legate al funzionamento della centrale elettrica a servizio del terminale GNL ammonteranno quindi a:

- circa 116 t/anno di NO<sub>x</sub>;
- circa 92 t/anno di CO.

È stimata una produzione annuale di energia elettrica pari a 156,804 GWh, mentre l'energia termica recuperata attraverso lo scambiatore di calore interno è pari a 248,784 GWh. Tali stime sono riferite al fabbisogno elettrico e termico connesso al normale funzionamento del terminale (send-out di gas pari a 8 Miliardi di Sm<sup>3</sup>/anno).

Si evidenzia che è prevista una rotazione settimanale delle tre turbine, al fine di garantire un buon programma di manutenzione. Lo shut down ed il riavvio delle turbine comporterà emissioni di NO<sub>x</sub> e CO più elevate rispetto a quelle del normale funzionamento: la durata di tale periodo sarà comunque breve (circa 25 minuti) e quindi marginale rispetto al tempo totale di normale funzionamento.

## **3.4 SISTEMA ACQUA MARE (FASE F4)**

### **3.4.1 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 vaporizzatori ad acqua di mare,
  - altri utilizzi industriali;
- sezione di scarico che comprende:
  - convogliamento nel compartimento di raccolta,
  - scarico a mare.

#### 3.4.1.1 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.

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 pompa ha una capacità di 7.250 m<sup>3</sup>/ora e un salto di pressione pari a 5,23 bar.

Come evidenziato nel seguito, le acque alimentate ai vaporizzatori ad acqua di mare sono costituite dalla portata del sea water system a cui si aggiunge quella di ritorno del sea water service system (sistema delle acque di servizio).

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 dei vaporizzatori ad acqua di mare 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, 2006a).

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.

#### 3.4.1.2 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.

I vaporizzatori ad acqua di mare sono descritti nel Paragrafo 3.2.4.

#### 3.4.1.3 Circuito di Ritorno e Scarico Acqua Mare

##### 3.4.1.3.1 Circuito di Ritorno

L'acqua di mare viene fatta scorrere sulle superfici alettate dei fasci tubieri dei vaporizzatori ad acqua di mare 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.

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.

##### 3.4.1.3.2 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.

La portata massima di scarico sarà pari a  $29.000$  m<sup>3</sup>/ora comprensiva delle acque provenienti dai sistemi di trattamento e delle acque di vaporizzazione, a loro volta comprendenti 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.

### **3.4.2 Acque di Servizio (Sea Water Service System)**

#### **3.4.2.1 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. Le aperture del filtro dovranno essere in grado di trattenere le particelle solide di diametro superiore a 5 mm (Exxon-Mobil, 2006).

#### **3.4.2.2 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 di emergenza,
  - i lava-occhi di emergenza.

Le acque in uscita dai sistemi di servizio per gli impianti vengono inviate al bacino di alimentazione dei vaporizzatori ad acqua di mare. 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.

##### **3.4.2.2.1 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 m<sup>3</sup>/ora. L'acqua di mare passa attraverso due celle elettrolitiche nelle quali vengono prodotti l'ipoclorito di sodio (NaClO) e idrogeno gassoso (H<sub>2</sub>): tali prodotti vengono inviati in serbatoi di stoccaggio dedicati.

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 2006b; Aker Kværner, 2006b).

#### 3.4.2.2.2 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. 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 2006b, Terminale GNL Adriatico, 2006c).

##### *Sistema di Aggiustamento dell'Indice di Wobbe*

L'aria compressa necessaria per l'operazione di aggiustamento dell'indice di Wobbe 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 m<sup>3</sup>/ora (Terminale GNL Adriatico 2006b, Terminale GNL Adriatico, 2006c).

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

L'olio lubrificante per il compressore del BOG è raffreddato utilizzando una piccola quantità d'acqua (tra 0 e 10 m<sup>3</sup>/ora).

#### 3.4.2.2.3 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 m<sup>3</sup>/ora di acqua di mare per produrre da 0 a 7 m<sup>3</sup>/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 ubicato nella struttura del GBS. Grazie a tale accorgimento il sistema potrà lavorare in maniera non continua. 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.

##### *Utilizzo delle Acque Potabili*

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

- 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. I reflui delle stazioni ubicate all'interno dei laboratori/officine (maintenance buildings) saranno inviate 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*

I reflui provenienti dai living quarters (da bagni, docce, cucine, etc) vengono trasportati tramite tubazioni orizzontali ad un apposito impianto di trattamento (WWTP – Waste Water Treatment Plant).

Il sistema WWTP consiste in un impianto esteso di aerazione biologica che rimuove la maggior parte dei contaminanti e permette la fuoriuscita di acqua con caratteristiche tali da poter essere reimpressa in ambiente. Il sistema produce inoltre un fango che verrà inviato a terra e smaltito in conformità alla normativa vigente.

La descrizione dell'impianto di trattamento reflui è presentata al Capitolo 3.5.

#### 3.4.2.3 Circuito di Ritorno e Scarico a Mare

##### 3.4.2.3.1 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 dei vaporizzatori ad acqua di mare e precisamente nel bacino di presa da cui si diparte la condotta da 60" di alimentazione dei vaporizzatori ad acqua di mare. 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 trattati;
- 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 trattati.

#### 3.4.2.3.2 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).

### 3.5 **SISTEMA TRATTAMENTO ACQUE REFLUE (FASE F5)**

#### 3.5.1 **Sistema di Trattamento Acque Reflue (WWTP)**

##### 3.5.1.1 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.

##### 3.5.1.2 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.

##### 3.5.1.2.1 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.

#### **3.5.1.2.2 *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.

#### **3.5.1.2.3 *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.

#### **3.5.1.2.4 *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.

### **3.5.2 Sistema di Trattamento Acqua-Olio**

#### **3.5.2.1 Caratteristiche Generali**

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

- rilasci a mare di acque 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.

### 3.5.2.2 Descrizione degli Elementi Costitutivi del Sistema

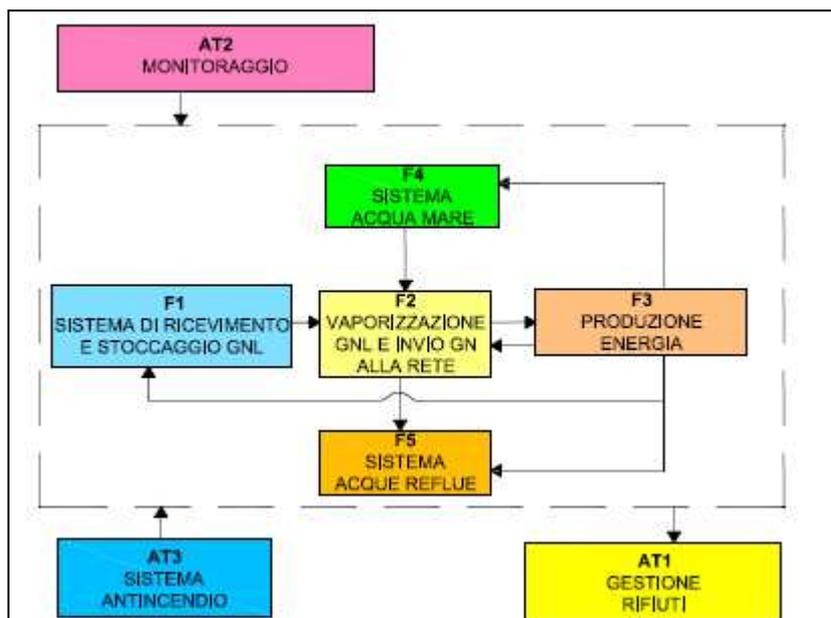
I principali elementi del sistema di raccolta e separazione acqua-olio sono (Aker Kværner, 2006c):

- 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, posizionato sulla sommità del GBS. È realizzato con acciaio al carbonio ed è dotato di un sistema di protezione dalla corrosione e di un rivestimento interno. La parte inferiore del vessel è termicamente isolata per evitare il congelamento in condizioni di bassa temperatura. Il volume totale del “vessel” è pari a 63,6 m<sup>3</sup> (lordi), mentre il volume utile è pari a 44,7 m<sup>3</sup>. 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, per minimizzare gli effetti di emulsificazione dei livelli di olio e di acqua, che possono ridurre l’azione del separatore CPI (*Corrugated Plate Interceptor*);
- 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.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. 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. Questi serbatoi sono posizionati in un'area apposita "*Hazardous Waste Storage Area*" che è isolata e protetta dagli agenti atmosferici.

### 3.6 FLUSSI IN INGRESSO E IN USCITA DAL TERMINALE

Nel seguito si riporta lo Schema a Blocchi Generale (All. A25\_1) che sintetizza il funzionamento dell'impianto in termini di relazioni tra le diverse fasi ed attività tecnicamente connesse individuate



Nelle tabelle seguenti sono presentati i dati relativi ai flussi di materia in ingresso ed in uscita dal terminale. I valori riportati sono quelli relativi alla capacità produttiva degli impianti e riportati nello Schema a Blocchi Generale (All. A25\_1). Per ulteriori dettagli si rimanda agli schemi a blocchi negli Allegati da A25\_2 ad A25\_6 relativi alle singole fasi descritte nei capitoli precedenti.

<b>ENTRATA</b>			
	<b>Quantità</b>	<b>Provenienza</b>	<b>Note</b>
<b>GNL</b>	6,07·10 <sup>6</sup> t/a equivalenti a 13,19·10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a	nave	densità 460 kg/m <sup>3</sup> <b>portata di scarico in condizioni di picco</b> 1.810 m <sup>3</sup> /h
<b>Acqua Mare</b>	<b>acqua bacino vaporizzazione</b> 1,91·10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a equivalenti a 21.876 m <sup>3</sup> /h	mare	densità 1,028 t/m <sup>3</sup> ore 8.760 10°C<T<24°C <b>portata prelevata in condizioni di picco</b> 29.000 m <sup>3</sup> /h
	<b>acqua bacino di servizio</b> 7,8·10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a equivalenti a 899 m <sup>3</sup> /h		
<b>Acque Meteoriche</b>	509,6 m <sup>3</sup> /a	acqua meteorica incidente su: area bacino bracci di carico/scarico area bacino contenimento pompe acqua mare altre aree pavimentate	T ambiente quantità annuale pioggia 1,2 m/a (stimata)
<b>Chemicals</b>	soluzione acqua glicole = 0,5 t/a inibitore incrostazioni = 3 t/a soluzione HCl (5%) = 40 t/a soluzione NaOH = 12 t/a (solido) calcio ipoclorito = 0,2 t/a soluzione alcalina = 1 t/a soluzione acida = 1 t/a floculante = 0,4 t/a coagulante = 15 t/a soluzione NaOH = 4 t/a (liquido) carboni attivi = 2,1 t/a	esterno	

	USCITA		
	Quantità	Destinazione	Note
Gas Naturale	7,91 GSm <sup>3</sup> /a	rete	densità 0,763 kg/Sm <sup>3</sup> 5°C < T < 23°C  gas alla rete normale funzionamento = 915.000 Sm <sup>3</sup> /h condizioni di picco = 1.100.000 Sm <sup>3</sup> /h
BOG (Gas di Boil Off)	13,43·10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a	nave	densità 1,8 kg/m <sup>3</sup>  portata BOG in condizioni di picco 1.843,8 m <sup>3</sup> /h
<b>SCARICHI IDRICI</b>			
Acqua Mare Processo	1,9·10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a equivalenti a 21.765 m <sup>3</sup> /h	mare	densità 1,028 t/m <sup>3</sup> 5,4°C < T < 19,4°C ΔT = -4,6 °C  Dopo l'utilizzo l'acqua di raffreddamento (riscaldata) è immessa nel circuito dell'acqua di processo
Acqua Rigetto da Sistema Potabile	0,44·10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a (scarico discontinuo)	mare	portata scarico acque a mare normale funzionamento = 22.300 m <sup>3</sup> /h condizioni di picco = 29.000 m <sup>3</sup> /h
Acqua Raffreddamento	7,09·10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a equivalenti a 810 m <sup>3</sup> /h	mare	normale funzionamento = 22.300 m <sup>3</sup> /h condizioni di picco = 29.000 m <sup>3</sup> /h
Acque Oleose (trattate)	508,3 m <sup>3</sup> /a	mare	T ambiente  concentrazione idrocarburi < 5 mg/l
Acque Reflue Civili (trattate)	4,6·10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /a	mare	T ambiente  concentrazione inquinanti: BOD <sub>5</sub> < 40 mg/l COD < 160 mg/l cloro libero < 0,2 mg/l nitriti < 5 mg/l nitriti < 0,1 mg/l coliformi totali < 5.000 MPN/l fosforo totale < 10 mg/l solidi sospesi totali < 80 mg/l  portata di scarico in condizioni di picco (100 addetti) 0.75 m <sup>3</sup> /h

	USCITA		
	Quantità	Destinazione	Note
<b>EMISSIONI IN ATMOSFERA</b>			
Emissioni Combustione da	265.000 Nm <sup>3</sup> /h	atmosfera	Composizione dei fumi 15 % O <sub>2</sub> NOx 50 mg/Nm <sup>3</sup> CO 40 mg/Nm <sup>3</sup>
<b>RIFIUTI</b>			
Rifiuti solidi	Circa 500 t/a	smaltimento	rifiuti domestici carbone attivo esaurito fanghi di depurazione  produzione rifiuti in condizioni di picco (100 addetti) rifiuti domestici = 0.1 t/g fanghi di depurazione = 2 t/g
Olio Esausto	1,3 t/a	smaltimento	olio proveniente da trattamento acque oleose
	4,7 t/a		olio proveniente da manutenzione

### 3.7 REGIME TRANSITORIO

L'installazione e la messa in esercizio dell'impianto comportano le seguenti fasi (Adriatic LNG, 2007c):

- fase marina;
- fase di pre-collaudò;
- fase di collaudò e avviamento;
- fase di messa a regime e normale esercizio.

Sono inoltre previste fasi di arresto e riavviamento dell'impianto dovute a manutenzione o emergenze.

Durante la fase marina sono previsti il traino, la messa a dimora e lo zavorramento del GBS; in tale fase il terminale non rientra nella definizione di impianto ai sensi dell'Articolo 2, comma c del D.Lgs 59/05 poiché non costituisce una installazione permanente e, di conseguenza, non risulta soggetto al regime autorizzativo previsto dal citato decreto legislativo (Autorizzazione Integrata Ambientale – AIA).

Nella fase di pre-collaudò, che potrà iniziare dopo che la struttura sarà stata zavorrata sul fondale marino, sono prevedibili emissioni e scarichi che Terminale GNL Adriatico S.r.l. chiede vengano autorizzati nell'ambito della presente AIA. Data la localizzazione dell'impianto a mare, la competenza di tali autorizzazioni è in capo al MATTM.

Si evidenzia che nell'ambito del Decreto del Ministero delle Attività Produttive No. 17282 del 11 Novembre 2004 è inclusa l'autorizzazione alle emissioni in atmosfera connesse alla fase di collaudò ed avviamento e al normale esercizio dell'impianto.

### **3.7.1 Fase Marina**

Le attività marine propedeutiche all'entrata in esercizio del Terminale consistono essenzialmente nelle operazioni di traino del GBS e di posa e zavorramento della struttura sul fondale del sito di destinazione.

L'inizio delle operazioni di traino è previsto all'inizio di Luglio 2008. Lo zavorramento inizierà una volta posizionato il Terminale nel punto di localizzazione prevista. Le attività marittime avranno durata complessiva di circa 2 mesi.

### **3.7.2 Pre – Collaudo**

L'inizio della fase di pre-collaudo è previsto nell'Agosto 2008; tale fase continuerà fino alla fine di Ottobre/inizio Novembre 2008. L'inizio della fase di pre-collaudo dell'impianto sarà comunicata in anticipo da Terminale GNL Adriatico alle autorità competenti.

Durante tale fase sono previste diverse attività di preparazione alla fase di collaudo ed avviamento quando il gas sarà inviato in sicurezza alla rete nazionale.

Le principali attività in fase di pre-collaudo includeranno:

- connessione del terminale con la condotta di esportazione del gas;
- la messa a punto delle attrezzature marine di salvataggio;
- verifica e controllo finale della condotta di esportazione del gas;
- dismissione delle attrezzature temporanee utilizzate durante la fase marina (generatori, pompe, etc) e avviamento degli equipments permanenti del terminale;
- completamenti meccanici;
- avviamento dell'unità di processo e settaggio dei parametri di processo;
- messa a regime della centrale di produzione dell'energia;
- approvvigionamento temporaneo di gas attraverso la pipeline di collegamento;
- ricevimento della prima metaniera;
- raffreddamento graduale degli equipments di processo, delle condotte e dei serbatoi criogenici;

### **3.7.3 Collaudo ed Avviamento (Messa in Esercizio)**

La messa in esercizio del Terminale ha inizio in corrispondenza del primo invio alla rete nazionale del gas naturale prodotto dal Terminale ed è prevista per fine Ottobre/inizio Novembre 2008. In tale fase, di durata pari a sei mesi, saranno eseguite le attività di collaudo finale dell'impianto e la calibrazione/ottimizzazione dei parametri processo finalizzata al raggiungimento del regime di normale operatività del Terminale.

In ottemperanza a quanto stabilito all'Articolo 2, comma 2, del Decreto MAP, le emissioni in atmosfera generate dalla combustione di gas nei GTG durante la fase di collaudo e avviamento rispetteranno i seguenti limiti:

- $\text{NO}_x = 50 \text{ mg/Nm}^3$  (media giornaliera);
- $\text{CO} = 40 \text{ mg/Nm}^3$  (media giornaliera).

## 4 INDIVIDUAZIONE DELLE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI

Il Decreto legislativo 59/05 prevede che la valutazione della rispondenza dell'impianto ai criteri individuati all'Art. 3 e, conseguentemente, il rilascio dell'AIA, sia effettuata tenendo conto dei "Best Available Techniques (BAT) Reference Documents (BREFs)" europei e nel rispetto di "Linee Guida per l'Individuazione e l'Uso di Migliori Tecniche Disponibili (MTD)" nazionali.

I BREFs rappresentano una serie di documenti contenenti indicazioni sull'utilizzo delle migliori tecniche disponibili al fine di prevenire o ridurre gli impatti sull'ambiente (nel rispetto dei requisiti indicati all'Art. 3 del D.Lgs. 59/05) per le tipologie di impianti per i quali si richiede l'AIA.

L'identificazione e la quantificazione degli effetti ambientali associati ai consumi ed alle emissioni dell'impianto consente un confronto con i requisiti da Art. 3, al fine di stabilire l'accettabilità della proposta del gestore.

Con riferimento al terminale, l'individuazione delle migliori tecniche disponibili è stata condotta prendendo come riferimento i seguenti documenti:

- Grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili;
- Large Combustion Plant BREF;
- Industrial Cooling Systems BREF;
- Mineral Oil and Gas Refineries BREF;
- Emissions from Storage BREF;
- Waste Water Treatment Management BREF;
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi;
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, linee guida relative ad impianti esistenti per le attività rientranti nelle categorie IPPC: 5 gestione dei rifiuti – trattamento dei PCB, degli apparati e dei rifiuti contenenti PCB e per gli impianti di stoccaggio;
- Waste Treatments Industries BREF;
  - Documento di Riferimento sui Principi Generali del Monitoraggio;
  - Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecnologie disponibili: sistemi di monitoraggio.

Il confronto è stato effettuato con riferimento alle seguenti fasi rilevanti ed attività tecnicamente connesse:

- sistema di ricevimento e stoccaggio del GNL (fase F1);
- rigassificazione GNL e invio GN alla rete (fase F2);
- produzione di energia (fase F3);

- sistema acqua mare (fase F4);
- sistema trattamento acque reflue (fase F5);
- gestione rifiuti (attività tecnicamente connessa AT1);
- monitoraggio (attività tecnicamente connessa AT2).

Nei successivi paragrafi è presentato il confronto tra le Best Available Techniques/Migliori Tecniche Disponibili e la situazione dell'impianto.

#### 4.1 SISTEMA DI RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL (FASE F1)

Confronto tra BREFs "Emission from Storage" e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
5.1.1.2 (Emission from Storage)	263	Considerazioni specifiche sui serbatoi – Serbatoi refrigerati	Emissioni non significative dai serbatoi refrigerati	Il progetto dei serbatoi prevede il controllo delle perdite e sistemi secondari di contenimento. Inoltre l'utilizzo di acciaio Nickel 9% consente di ritenere non credibili gli scenari di rottura dei serbatoi (Terminale GNL Adriatico, 2005)
4.1.2.2.1 (Emission from Storage)	116	Operazioni di manutenzione ed ispezione	Progetto e ottimizzazione delle attività di ispezione/manutenzione basati su indicazioni HAZOPs	L'HAZOP preliminare per i serbatoi è stato implementato durante il Front End Engineering Design (FEED). Erano presenti 85 raccomandazioni che sono state aggiunte al Registro dei Pericoli (Hazards Register). Un HAZOP separato è stato implementato per il GBS e le azioni identificate sono state inserite nel Registro dei Pericoli (Hazards Register) (Terminale GNL Adriatico, 2005)
4.1.3.7 (Emission from Storage)	127	Schermatura dei serbatoi	Serbatoi con schermatura di protezione dal sole	I serbatoi sono schermati al 100% dall'incidenza del sole
4.1.3.13 (Emission from Storage)	139	Bilanciamento del vapore	Bilanciamento del vapore durante le operazioni di scarico	Per occupare il volume del GNL trasferito dalla nave al serbatoio di stoccaggio e mantenere la corretta pressione del sistema, una parte del vapore presente nei serbatoi di stoccaggio del terminale viene pompato nello stoccaggio della metaniera (vapore di ritorno). 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"). (Si veda anche All. B18)

## 4.2 RIGASSIFICAZIONE GNL E INVIO GN ALLA RETE (FASE F2)

Confronto tra "Large Combustion Plant BREF" e "Industrial Cooling System BREF" e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
7.5.5 (Large Combustion Plant)	484	Riutilizzo del calore	Utilizzo del calore dei fumi in uscita dalla turbina a gas per scopi di riscaldamento sul terminale	Nel processo di vaporizzazione viene utilizzato un vaporizzatore a recupero del calore (waste heat recovery system - WHR). Tale vaporizzatore utilizza il calore dei fumi esausti delle turbine a gas al fine di ed ha capacità di rigassificazione pari a circa 2,0 GSm <sup>3</sup> /anno di gas naturale (si veda anche All. B18)
4.6.3 (Industrial Cooling System)	131	Selezione materiali	Corrosività dell'acqua di raffreddamento	La selezione dei materiali per la costruzione degli equipaggiamenti ha tenuto in considerazione la corrosione esterna (Terminale GNL Adriatico, 2005) 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) (si veda anche All. B18)
4.3.1 (Industrial Cooling System)	125	Riduzione del consumo di energia	Fase di progetto dei sistemi di raffreddamento: <ul style="list-style-type: none"> <li>- riduzione della resistenza ai flussi d'acqua e d'aria;</li> <li>- utilizzo di equipaggiamento ad alta efficienza/basso consumo;</li> <li>- riduzione della quantità di apparecchiature che necessitano di energia</li> </ul>	L'impianto di raffreddamento del sistema di lubrificazione del compressore del BOG ed il circuito acqua-glicole associato al sistema di aggiustamento dell'indice di Wobbe sono progettati secondo le linee generali indicate dal BREF
4.3.2 (Industrial Cooling System)	126	Riduzione del consumo di energia	Sistemi di raffreddamento a passaggio singolo	L'impianto di raffreddamento del sistema di lubrificazione del compressore del BOG è a passaggio singolo
4.6.3 (Industrial Cooling System)	131	Riduzione del consumo di energia	Realizzazione dei sistemi di raffreddamento evitando zone stagnanti	L'impianto di raffreddamento del sistema di lubrificazione del compressore del BOG ed il circuito acqua-glicole associato al sistema di aggiustamento dell'indice di Wobbe sono progettati in modo da evitare zone stagnanti

### 4.3 PRODUZIONE DI ENERGIA (FASE F3)

Confronto tra BREFs “Grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili” e “Industrial Cooling System” e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
7.2.1 (Linee guida)	120	Minimizzazione delle emissioni in atmosfera	Utilizzo di bruciatori a basso NOx	La produzione di energia è assicurata da tre turbine a gas (GTG). Per garantire la minimizzazione delle emissioni di inquinanti al camino sono previsti bruciatori a basso NOx (si veda anche All.B18)
7.5.5 (Large Combustion Plant)	484	Riutilizzo del calore	Utilizzo del calore dei fumi in uscita dalla turbina a gas per scopi di riscaldamento sul terminale	Le turbine GTG utilizzate nella fase di produzione di energia sono dotate di un sistema di recupero calore per mezzo di uno scambiatore di calore interno ai camini. Il calore recuperato è utilizzato nel vaporizzatore WHR (si veda anche All.B18)
4.6.3 (Industrial Cooling System)	131	Selezione materiali	Corrosività dell'acqua di raffreddamento	La selezione dei materiali per la costruzione degli equipaggiamenti terrà in considerazione la corrosione esterna (Terminale GNL Adriatico, 2005) 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) (si veda anche All. B18)
4.3.1 (Industrial Cooling System)	125	Riduzione del consumo di energia	Fase di progetto dei sistemi di raffreddamento: riduzione della resistenza ai flussi d'acqua e d'aria utilizzo di equipaggiamento ad alta efficienza/basso consumo riduzione della quantità di apparecchiature che necessitano di energia	Il sistema di raffreddamento dell'olio lubrificante delle GTGs è progettato secondo le linee generali indicate dal BREF
4.3.2 (Industrial Cooling System)	126	Riduzione del consumo di energia	Sistemi di raffreddamento a passaggio singolo	Il sistema di raffreddamento dell'olio lubrificante delle GTGs è a passaggio singolo
4.6.3 (Industrial Cooling System)	131	Riduzione del consumo di energia	Realizzazione dei sistemi di raffreddamento evitando zone stagnanti	Il sistema di raffreddamento dell'olio lubrificante delle GTGs è progettato in modo da evitare zone stagnanti
5.2 (Mineral Oil and Gas Refineries)	414	Utilizzo della torcia	Uso della torcia come sistema di sicurezza	La torcia presente sul terminale è utilizzata nelle situazioni di emergenza e/o durante le fasi transitorie

#### 4.4 SISTEMA ACQUA MARE (FASE F4)

Confronto tra BREFs “Industrial Cooling System” e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
4.5.2	128	Riduzione del trasporto di organismi	Posizione e progetto delle prese d'acqua mare adeguati e selezione della tecnica di protezione	Le prese per l'acqua mare sono localizzate sulle pareti Ovest ed Est del GBS (si veda All. B19). 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 marina (si veda anche All. B18). I filtri delle pompe di prelievo prevengono l'entrata di organismi marini
4.5.2	128	Riduzione del trasporto di organismi	Ottimizzazione della velocità nei canali d'ingresso per limitare la sedimentazione e verifica dell'occorrenza di fenomeni stagionali di macroincrostazione	Al fine di evitare l'aspirazione di organismi marini, i filtri assicureranno il corretto rapporto tra velocità della corrente e la dimensione delle aperture. 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 corrispondenza del sistema di filtri viene iniettata una soluzione di ipoclorito di sodio per evitare la crescita biologica

#### 4.5 SISTEMA TRATTAMENTO ACQUE REFLUE (FASE F5)

Confronto tra “Waste Water Treatment Management BREF” e “Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi” e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
E.5.1.1 (Linee guida)	574	Sistemi di gestione e certificazione ambientale	Adozione di sistemi di gestione ambientale (EMS) nonché di certificazione ambientale (ISO 14000).	Il terminale è munito di un sistema di gestione ambientale redatto in linea con i principi chiave del sistema ISO 14001 (Terminale GNL Adriatico, 2007a)
4.3.1 (Waste Water Treatment Management BREF)	276	Misure sui processi integrati	Evitare l'utilizzo di sistemi di raffreddamento a contatto diretto	I sistemi di raffreddamento presenti nel terminale (raffreddamento del sistema di lubrificazione del compressore del BOG e raffreddamento dell'olio lubrificante delle GTGs) sono progettati in modo da evitare il contatto diretto tra il fluido da raffreddare e l'acqua di raffreddamento. Tale tecnica consente di limitare l'alterazione dell'acqua utilizzata
E.5.1.5 (Linee guida)	581	Gestione dei reflui prodotti dall'impianto	Dotazione di sistemi separati di drenaggio delle acque, a seconda del carico di inquinante, provvisti di un sistema di collettamento delle acque meteoriche	Il terminale è provvisto di sistemi di drenaggio separati per le diverse tipologie di refluo prodotto e di un sistema di collettamento delle acque meteoriche

Confronto tra “Waste Water Treatment Management BREF” e “Linee guida recanti i criteri per l’individuazione e l’utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi” e Terminale				
Capitolo	Pag .	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
E.5.2.2 (Linee guida)	584	Rimozione di oli ed idrocarburi	Rimozione dell’olio tramite l’uso combinato di separatori CPI e filtri granulari	Il sistema di trattamento delle acque oleose è dotato di un separatore CPI (Corrugated Plate Interceptor) e di due set di letti di carbone attivo (ciascuno dei quali è costituito da quattro letti paralleli). Il range di concentrazione in uscita dal trattamento previsto dalle linee guida è 0,05 – 1 mg/l, mentre l’impianto di disoleazione riduce l’emissione di idrocarburi totali fino a 5 mg/l; tale dimensionamento rappresenta la scelta tecnica migliore in funzione dello spazio disponibile e del rapporto costi/benefici ed è in linea con la filosofia applicata nella stesura delle linee guida. Si evidenzia comunque che la concentrazione di idrocarburi all’uscita dell’impianto di trattamento rispetta i limiti di legge
E.5.2.2 (Linee guida)	584	Rimozione dei solidi sospesi totali (SS)	Rimozione di solidi sospesi tramite: - sistema di coagulazione/flocculazione; - flottazione ad aria	Il sistema di trattamento delle acque reflue di tipo civile è dotato di un apparato di flocculazione, posizionato subito a valle dei sistemi di pretrattamento. A valle della flocculazione è presente il primo sistema di flottazione ad aria per la rimozione dei solidi sospesi. La seconda unità di flottazione serve per trattare i fanghi prodotti dal bioreattore (si veda anche All A25_6 e B18 )
E.5.3.2 (Linee guida)	588	Trattamento delle sostanze biodegradabili	Rimozione delle sostanze biodegradabili tramite trattamento aerobico a fanghi attivi	Gli effluenti chiarificati in uscita dal flottatore primario (sistema di trattamento delle acque reflue di tipo civile) vengono inviati al bioreattore (trattamento aerobico a fanghi attivi), dove un letto mobile genera un biofilm che massimizza il numero di batteri nitrificanti che eliminano il BOD residuo ancora presente nel fluido (si veda anche All A25_6 e B18 ).
E.5.3.2 (Linee guida)	589	Impianti centralizzati di trattamento biologico	Trattamento del refluo in ingresso con le seguenti tecniche: - chiarificatore primario a valle di una stazione di miscelamento; - aerazione ad uno stadio con successiva chiarificazione; - flottazione ad aria di primo e secondo livello	Il sistema di trattamento delle acque reflue di tipo civile è dotato di un serbatoio di raccolta a monte della sezione di rimozione dei solidi grossolani tramite un opportuno filtro. La prima unità di flottazione ad aria rimuove i fiocchi creati dal sistema di flocculazione. Successivamente il refluo viene aerato nel bioreattore, per poi passare nella seconda unità di flottazione per la rimozione dei fanghi. Il valore di concentrazione di BOD <sub>5</sub> allo scarico previsto dalle linee guida è 20 mg/l, mentre il sistema di trattamento riduce l’emissione di BOD <sub>5</sub> fino a valori inferiori a 40 mg/l; tale dimensionamento rappresenta la scelta tecnica migliore in funzione dello spazio disponibile e del rapporto costi/benefici ed è in linea con la filosofia applicata nella stesura delle linee guida. Si evidenzia comunque che la concentrazione di idrocarburi all’uscita dell’impianto di trattamento rispetta i limiti di legge

Confronto tra “Waste Water Treatment Management BREF” e “Linee guida recanti i criteri per l’individuazione e l’utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi” e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
4.3.1(Waste Water Treatment Management BREF)	293	Scarico a mare del refluo trattato	Scelta del punto di scarico a mare in posizione tale da disperdere in modo efficace l’acqua di scarico	<p>Lo scarico dal comparto di raccolta al mare avviene 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• una a circa 16.35 m dal fondale;</li> <li>• 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)</li> </ul> <p>Tale disposizione delle aperture di scarico ottimizza la dispersione delle acque e permette di minimizzare gli eventuali impatti sull’ambiente marino (si veda anche All. B18 e B21)</p>

#### 4.6 GESTIONE DEI RIFIUTI (ATTIVITA’ TECNICAMENTE CONNESSA AT1)

Confronto tra “Linee guida recanti i criteri per l’individuazione e l’utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, linee guida relative ad impianti esistenti per le attività rientranti nelle categorie IPPC: 5 gestione dei rifiuti – trattamento dei PCB, degli apparati e dei rifiuti contenenti PCB e per gli impianti di stoccaggio” e “Waste Treatments Industries BREF” e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
D.1.1.1 (Linee Guida)	33	Tecniche di valenza generale applicabili allo stoccaggio dei rifiuti	Le aree di stoccaggio devono essere dotate di un opportuno sistema di copertura	Le aree dedicate alla gestione dei rifiuti pericolosi sono coperte in modo da essere protette da condizioni meteorologiche avverse
D.1.1.1 (Linee Guida)	34	Tecniche di valenza generale applicabili allo stoccaggio dei rifiuti	Deve essere assicurato che le infrastrutture di drenaggio delle aree di stoccaggio siano dimensionate in modo tale da poter contenere ogni possibile spandimento di materiale contaminato e che rifiuti con caratteristiche fra loro incompatibili non possano venire in contatto gli uni con gli altri, anche in caso di sversamenti accidentali	L’ area dedicata alla gestione dei rifiuti pericolosi è dotata di un sistema di contenimento secondario che raccoglie e convoglia le eventuali acque di dilavamento e gli sversamenti accidentali verso uno smaltimento sicuro ed ambientalmente accettabile

**Confronto tra “Linee guida recanti i criteri per l’individuazione e l’utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, linee guida relative ad impianti esistenti per le attività rientranti nelle categorie IPPC: 5 gestione dei rifiuti – trattamento dei PCB, degli apparati e dei rifiuti contenenti PCB e per gli impianti di stoccaggio” e “Waste Treatments Industries BREF” e Terminale**

Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
5.1 (Waste Treatments Industries BREF)	517	Sistemi di gestione	Un buon sistema di tracciabilità dei rifiuti deve comprendere l’adempimento della tracciabilità dei dati riferiti a diverse steps (come pre-accettazione, accettazione, stoccaggio, trattamento, invio)	<p>La documentazione relativa alla movimentazione, allo stoccaggio, al trasporto ed allo smaltimento dei rifiuti sarà conforme a tutte le leggi e le normative applicabili (comprendenti il registro di carico e scarico dei rifiuti, il formulario di identificazione, ecc.). In particolare, la documentazione sarà riferita alle seguenti fasi, dalla generazione allo smaltimento finale:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• generazione;</li> <li>• stoccaggio presso il terminale;</li> <li>• trasporto al sito di smaltimento finale;</li> <li>• smaltimento finale.</li> </ul>

#### 4.7 MONITORAGGIO (ATTIVITA’ TECNICAMENTE CONNESSA AT2)

**Confronto tra “Linee guida recanti i criteri per l’individuazione e l’utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Linee guida in materia di sistemi di monitoraggio” e “Documento di Riferimento sui Principi Generali del Monitoraggio” e Terminale**

Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
F (Linee guida)	46	Monitoraggio degli inquinanti nelle emissioni in aria	Principi del monitoraggio in continuo	È previsto il monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera derivanti dalle operazioni del terminale
3.1 (Documento di riferimento)	25	Valutazione delle perdite delle apparecchiature	Stima delle emissioni fuggitive per coadiuvare il programma di Localizzazione Perdite e Riparazione (LPER)	I punti di emissioni fuggitive sono soggetti ad ispezione annuale come parte del programma LPER (Terminale GNL Adriatico, 2007b)
F (Linee guida)	64	Monitoraggio degli inquinanti nelle emissioni in acqua	Principi di misura per il monitoraggio in continuo	È previsto il monitoraggio in continuo delle emissioni in acqua derivanti dalle operazioni del terminale
4.3 (Documento di riferimento)	46	Monitoraggio dei rifiuti	Registrazione e conservazione della migliore stima della quantità di rifiuti prodotti	Viene tenuta traccia delle quantità di rifiuti in un apposito registro

## 5 ANALISI DELLE RICADUTE E CONFRONTO CON SQA

### 5.1 RICADUTE IN ATMOSFERA

#### 5.1.1 Stato Attuale di Qualità dell'Aria

La caratterizzazione della situazione attuale della qualità dell'aria è stata condotta analizzando il dataset MINNI (Modello Integrato Nazionale a supporto della Negoziazione Internazionale sui temi dell'inquinamento atmosferico, Zanini et al., 2004) e successivamente procedendo ad un confronto dei dati estratti con le misure raccolte dalla rete di qualità dell'aria della Regione Veneto.

Le concentrazioni degli inquinanti estratte dal dataset MINNI, essendo il risultato di tutte le emissioni presenti in loco nonché di quelle lontane, possono rappresentare il “valore di fondo” in ogni punto del territorio nazionale.

I dati estratti con riferimento all'area costiera del delta del Po dal dataset MINNI sono stati impiegati per stimare i valori di fondo in ciascuno dei punti sensibili individuati (Venezia, Chioggia, Porto Tolle, Porto Levante ed Adria) e poter valutare in modo più realistico l'apporto delle nuove emissioni del terminale rispetto agli standards di qualità ambientale (SQA).

I risultati dell'elaborazione dei dati estratti dal dataset MINNI in corrispondenza di ciascuno dei punti sensibili individuati nel dominio di studio sono presentati nella tabella seguente.

Stato Attuale della Qualità dell'Aria - Valori Medi Annuali e Massimi Orari di NO <sub>2</sub> e CO								
Inquinante	Parametro	UdM	Limite DM 60/02	Punto di Estrazione Dato				
				Venezia	Chioggia	Porto Tolle	Porto Levante	Adria
NO <sub>x</sub>	media annuale	μg/m <sup>3</sup>	40	20,15	12,33	8,52	9,57	11,88
	media annua (protezione natura)		30					
	massimo orario	μg/m <sup>3</sup>	--	93,84	61,58	57,78	60,34	55,43
	99,8 percentile	μg/m <sup>3</sup>	200	69,68	54,06	45,58	49,01	50,81
CO	media annuale	mg/m <sup>3</sup>	10	0,236	0,194	0,179	0,181	0,197
	massimo orario	mg/m <sup>3</sup>	--	0,685	0,463	0,390	0,430	0,456

Il confronto tra i dati estratti in corrispondenza dei punti presi a riferimento nella valutazione dello stato attuale della qualità dell'aria risultano ampiamente al di sotto degli standards del DM 60/02.

#### 5.1.2 Analisi delle Ricadute

L'analisi delle ricadute è stata condotta con riferimento alle simulazioni eseguite su un dominio di calcolo comprendente il terminale e la costa veneta nei pressi del delta del Po, con estensione di 70 x 80 km<sup>2</sup> ed un grigliato di 1 km di risoluzione orizzontale.

Per potere effettuare un confronto con gli standard di legge, è stata eseguita una modellazione climatologica di tipo “short term” (cioè annuale con cadenza oraria) delle

ricadute al suolo degli inquinanti emessi in atmosfera durante l'esercizio contemporaneo di due GTG. Per le simulazioni è stata utilizzata la versione più aggiornata del modello OCD ("Offshore and Coastal Dispersion Model"), modello raccomandato da US-EPA per applicazioni come quella in oggetto.

Le simulazioni sono state condotte con riferimento al normale esercizio del terminale, durante il quale è previsto il funzionamento contemporaneo di due GTG.

Le caratteristiche delle sorgenti impiegate come input del modello di calcolo sono presentate nella tabella seguente.

Caratteristiche Emissive (per ciascun camino)			
	UdM	Valore	Note
No. Sorgenti		2	No.2 gruppi continuamente in funzionamento contemporaneo
Altezza Punto di Rilascio	m slm	42,66	
Diametro Interno	m	2,33	
Temperatura Uscita Fumi	°C	180	
Velocità Uscita Fumi (sezione cilindrica camino)	m/sec	14,53	
Velocità Uscita Fumi (a valle dei deflettori)	m/sec	3,78	
Inclinazione Uscita Fumi	°	15	inclinazione rispetto al piano orizzontale
Contenuto di Ossigeno	%	15	Fumi secchi
CONCENTRAZIONE VOLUMETRICA DI INQUINANTI NEI FUMI			
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	50	Valori autorizzati con decreto MAP 17262 del 11 Novembre 2004
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	40	

Le simulazioni annuali condotte hanno prodotto, per ciascun inquinante simulato (NO<sub>x</sub>, CO), mappe di concentrazione al suolo della media e del massimo orario annuale

#### 5.1.2.1 Stima delle Ricadute di NO<sub>x</sub>

Nella tabella seguente è presentato il confronto tra i valori delle ricadute medie annuali e massime orarie di NO<sub>x</sub> e gli SQA.

Risultati delle Simulazioni - Valori Medie Annuali e Massimi Orari di NO <sub>x</sub>								
Inquinante	Parametro	UdM	Limite DM 60/02	Punto di Estrazione Dato				
				Venezia	Chioggia	Porto Tolle	Porto Levante	Adria
NO <sub>x</sub>	media annua	µg/m <sup>3</sup>	40	0,009	0,024	0,032	0,026	0,010
	media annua (protezione natura)		30					
	99,8 percentile <sup>(1)</sup>	µg/m <sup>3</sup>	200	1,5	2,9	3,8	3,2	2,4

Nota:  
<sup>(1)</sup> I valori di concentrazione presentati rappresentano le ricadute massime orarie annuali; tali valori sono assunti come approssimazione cautelativa del 99,8° percentile orario sull'intero anno, standard di legge per NO<sub>2</sub>.

Il valore massimo delle concentrazioni medie annue simulato su tutto il dominio è stato rilevato ad una distanza di quasi 2 chilometri dal terminale in direzione Nord-Est ed è risultato pari a 0,22 µg/m<sup>3</sup>.

Il valore massimo simulato su tutto il dominio delle ricadute massime orarie è pari a 15,52 µg/m<sup>3</sup> ed è localizzato a circa 2,5 chilometri di distanza dalle sorgenti in direzione Sud-Ovest; si noti che presso la costa vicino a Porto Tolle i livelli massimi orari sono inferiori a 4 µg/m<sup>3</sup>.

I livelli calcolati risultano almeno due ordini di grandezza inferiori rispetto agli SQA fissati dal DM 60/02.

#### 5.1.2.2 Stima delle Ricadute di CO

Nella tabella seguente è presentato il confronto tra i valori delle ricadute massime orarie di CO e gli SQA.

Risultati delle Simulazioni - Valori Massimi Orari di CO								
Inquinante	Parametro	UdM	Limite DM 60/02	Punto di Estrazione Dato				
				Venezia	Chioggia	Porto Tolle	Porto Levante	Adria
CO	massima oraria <sup>(1)</sup>	mg/m <sup>3</sup>	10	0,0012	0,0023	0,0031	0,0026	0,0019
Nota <sup>(1)</sup> Il limite fissato dal DM 60/02 è riferito alla media massima giornaliera su 8 ore (in vigore dal 2005). I valori di concentrazione presentati rappresentano le ricadute massime orarie annuali; tali valori sono assunti come approssimazione cautelativa dello standard di legge per CO								

Le ricadute di CO presentate in tabella risultano trascurabili. Come evidenziato in tabella le ricadute massime orarie calcolate nei punti di studio risultano trascurabili e ben al di sotto dei valori guida indicati dalla normativa; le ricadute maggiori si verificano presso Porto Tolle (0,0031 mg/m<sup>3</sup>) le meno elevate a Venezia (0,0012 mg/m<sup>3</sup>). I livelli calcolati risultano diversi ordini di grandezza inferiori rispetto agli SQA fissati dal DM 60/02.

#### 5.1.3 Confronto con lo Stato Attuale

Nel seguito si riportano i contributi percentuali delle emissioni del terminale sulle emissioni totali (stato attuale + esercizio impianto):

RICADUTE DI NO <sub>x</sub>		
Stazione	Parametro	Contributo Percentuale
Venezia	Media annua	0,04
Chioggia		0,2
Porto Tolle		0,37
Porto Levante		0,27
Adria		0,08
Venezia	Massima oraria	1,57
Chioggia		4,5
Porto Tolle		6,17
Porto Levante		5,04
Adria		4,15

RICADUTE DI CO		
Stazione	Parametro	Contributo Percentuale
Venezia	Massima oraria	0,15

Chioggia		0,43
Porto Tolle		0,76
Porto Levante		0,7
Adria		0,44

Si sottolinea che i valori medi calcolati per entrambi gli inquinanti sono praticamente trascurabili e ben al di sotto dei valori guida indicati dalla normativa.

## 5.2 RICADUTE SULLA COMPONENTE RUMORE

L'impatto acustico generato dal terminale è riconducibile alla rumorosità di tipo continuo determinata dalle nuove installazioni.

La simulazione degli impianti è stata eseguita da CSTI Acoustics nelle seguenti condizioni di marcia, per studiare la rumorosità del terminale durante le normali attività di lavoro e durante le attività di emergenza (CSTI Acoustics, 2007):

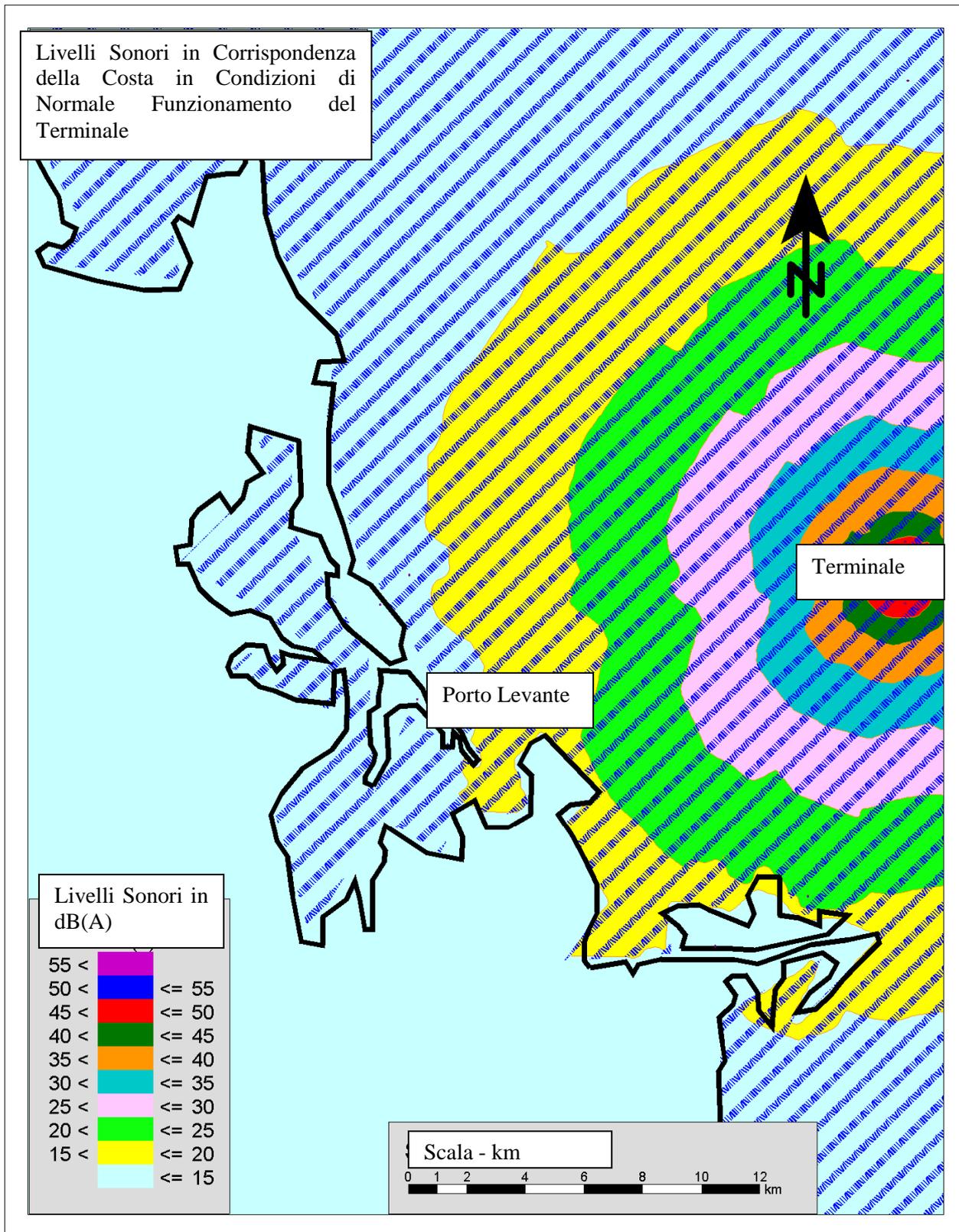
- impianti in marcia in condizioni normali;
- impianti in marcia in condizioni normali, più impianti di emergenza (generatori ausiliari, impianti antincendio);
- impianti in marcia in condizioni normali, torcia e sistema antincendio;
- impianti in marcia in condizioni normali, più elicottero.

La simulazione con gli impianti durante le normali attività di lavoro, inoltre, è stata estesa fino ad includere le coste più vicine al terminale per verificare la compatibilità dell'impianto con i limiti acustici adottati in tali aree.

Per valutare l'impatto acustico del terminale, le caratteristiche delle sorgenti (posizione, livello di potenza acustica, dimensione del fronte d'emissione, sua eventuale direttività) e quelle dello scenario di propagazione (orografia del territorio, attenuazione dovuta al terreno) sono state implementate nel programma di simulazione acustica ambientale SoundPlan.

L'obiettivo è stato di stabilire l'impatto acustico delle sorgenti sonore del terminale, indipendentemente dal clima acustico presente nell'area.

Le immissioni acustiche degli impianti sulle coste più vicine al terminale sono descritte nella relazione redatta da CSTI acoustics; nella seguente figura è riportata la mappa delle isofone che rappresentano la rumorosità emessa dai futuri impianti.



Le simulazioni hanno evidenziato che il contributo degli impianti sulla costa sarà compreso tra i 9 e i 21 dB(A), risultando pertanto non udibile<sup>1</sup>.

I livelli di emissione sonora stimati in prossimità della costa sono compresi fra i 9 e i 21 dB(A) e non saranno udibili

Tali valori d'emissioni consentono il rispetto dei limiti d'emissione e d'immissione e la non applicabilità del criterio differenziale.

Ricordiamo qui di seguito i limiti acustici della classe I “*Aree particolarmente protette*”, caratteristici dell'area costiera interessata:

#### Limiti di Immissione

Limite diurno 50 dB(A), notturno 40 dB(A);

#### Limiti di Emissione

Limite diurno 45 dB(A), notturno 35 dB(A).

### **5.3 EMISSIONI IN ACQUA**

Il terminale off-shore funziona principalmente con il sistema di rigassificazione ad acqua di mare che utilizza tale fluido per fornire le calorie necessarie al passaggio alla vaporizzazione del GNL. A questi è affiancato un sistema di rigassificazione a ciclo chiuso, denominato WHR (waste heat recovery) che consente di recuperare il calore contenuto nei fumi delle turbine a vapore (gas turbine generators – GTGs).

Per il funzionamento del sistema dei vaporizzatori ad acqua di mare è necessario l'utilizzo di significative quantità di acqua di mare che vengono prelevate in sito e ivi scaricate:

- dopo aver subito un processo di clorazione antifouling;
- dopo aver ceduto calore al GNL.

L'acqua viene pertanto restituita la mare con un contenuto di cloro pari al massimo a 0,2 ppm e con un decremento termico pari a 4,6 °C.

Nell'ambito delle attività condotte durante lo sviluppo dello studio di impatto ambientale (D'Appolonia, 2004), hanno rivestito particolare importanza le modellazioni della dispersione a mare di acqua fredda e clorata, effettuate dall'Università di Roma “La Sapienza”.

I dati di input per tali modellazioni sono stati assunti sulla base delle informazioni progettuali disponibili in quella fase. In particolare, per quanto riguarda i dati di portata e di concentrazione di cloro, le assunzioni sono state fortemente conservative e tali risultano anche a confronto con la configurazione finale di impianto che ha visto confermare i dati di progetto.

Nei paragrafi successivi vengono trattati gli aspetti connessi alla modellazione della dispersione di acqua fredda e clorata dal terminale, con particolare riguardo alle modifiche apportate alla geometria dello scarico.

---

<sup>1</sup> Si evidenzia che la presenza di due sorgenti con un contributo di emissione sonora sulla costa pari a 21 dB(A) porterebbe ad una contributo totale di 24 dB(A)

### 5.3.1 Modellazioni effettuate

In occasione della predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale del 2004 (D'Appolonia, 2004) sono state condotte dall'Università di Roma modellazioni della dispersione in mare di acqua fredda e clorata assumendo la seguente configurazione:

- portata di scarico pari a 30.000 m<sup>3</sup>/ora;
- delta termico: 4,6 °C;
- concentrazione di cloro allo scarico: 1 ppm;
- localizzazione dell'opera di scarico sul fronte Sud del GBS ad una profondità di 3 m rispetto al pelo libero.

Le condizioni sopra descritte sono fortemente cautelative in considerazione del fatto che:

- il valore di portata di 30.000 m<sup>3</sup>/ora risulta addirittura superiore a quello che si avrebbe qualora fossero in funzione a pieno regime i 4 vaporizzatori ad acqua di mare (29.000 m<sup>3</sup>/h), condizione che non si verifica nella normale configurazione operativa (circa 22.000 m<sup>3</sup>/h);
- la concentrazione di cloro di 1 ppm risulta di almeno 5 volte superiore a quella prevista allo scarico, che risulterà comunque entro i limiti previsti dalla vigente normativa (0,2 ppm).

Le modellazioni sono state condotte per la valutazione del plume:

- nelle immediate vicinanze dell'opera, in condizioni di persistenza di assenza di correnti e calma di vento;
- lontano dall'opera in condizioni meteorologiche (anemometriche e marine) estreme.

In sintesi l'analisi a microscala per valutare il massimo impatto in prossimità dell'opera evidenzia:

- decrementi max di temperatura pari a 2,2 °C in prossimità dello scarico e 0,8 °C a 1 km di distanza;
- concentrazioni max di cloro pari a circa 0,02 ppm a 1 km di distanza.

Le analisi effettuate a macroscale hanno evidenziato che in lontananza dall'opera il massimo impatto si verifica nella condizione di vento di Bora la quale determina un pennacchio in direzione Sud, verso il Delta del Po.

In sintesi l'analisi a macroscale per valutare il massimo impatto in lontananza dell'opera evidenzia, nelle peggiori condizioni, concentrazioni di cloro e delta di temperatura non apprezzabili già a 3-4 km di distanza dallo scarico.

### 5.3.2 Configurazione Finale di Progetto

Nella configurazione finale di progetto, lo scarico a mare delle acque di rigassificazione e di servizio del terminale avviene attraverso tre aperture di forma pressoché quadrata di lato pari a 73 cm, poste sul fronte Sud del GBS. Tali aperture sono disposte su due file (Aker Kvaerner, 2006d):

- 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).

## 6 ASPETTI INERENTI IL MONITORAGGIO

Presso il terminale è previsto il monitoraggio ambientale rivolto al controllo dei seguenti aspetti:

- consumo di materie prime;
- consumo di risorse idriche;
- consumo di combustibili;
- consumo di energia;
- emissioni in aria;
- emissioni in acqua;
- rifiuti.

Nella seguente tabella è riportato il quadro sinottico delle attività di monitoraggio (Terminale GNL Adriatico, 2007b).

FASI	GESTORE		AUTORITÀ' DI CONTROLLO		
	Autocontrollo	Reporting	Ispezioni Programmate	Campionamenti ed Analisi	Controllo Reporting
<b>Consumi</b>					
Materie prime	Alla ricezione	Annuale	Annuale	--	Annuale
Risorse idriche - quantificazione	Giornaliero	Annuale	Annuale	--	Annuale
Risorse idriche - caratterizzazione	Giornaliero, Mensile	Annuale	Annuale	--	Annuale
Energia	Triennale	Triennale	Annuale	--	Annuale
Combustibili	Alla ricezione	Annuale	Annuale	--	Annuale
<b>Emissioni convogliate</b>					
Misure in continuo	Giornaliero	Annuale	Annuale	Annuale	Annuale
Misure periodiche	Semestre, Annuale	Annuale	Annuale	Annuale	Annuale
<b>Emissioni diffuse</b>					
Misure periodiche	Annuale	Annuale	Annuale	--	Annuale
<b>Emissioni fuggitive</b>					
Programma LDAR	Annuale	Annuale	Annuale	--	Annuale
<b>Emissioni eccezionali</b>					
Notifica	Procedura operativa	In relazione all'evento	--	--	In relazione all'evento
<b>Reflui</b>					
Analizzatori in linea	Giornaliero		Annuale	Annuale	Annuale
Misure periodiche	Mensile, Annuale		Annuale	Annuale	Annuale
<b>Rifiuti</b>					
Codificazione	Alla registrazione in carico		Annuale	--	Annuale
Quantificazione	Alla registrazione in carico		Annuale	--	Annuale

Nei paragrafi seguenti si riporta una breve descrizione delle modalità di monitoraggio per tali aspetti. Per maggiori dettagli si rimanda al Piano di Monitoraggio (Terminale GNL Adriatico, 2007b)

## **6.1 CONSUMO DI MATERIE PRIME**

Il maggiore consumo di materie prime presso il terminale è associato alla produzione di energia e consiste nell'uso di (Terminale GNL Adriatico, 2007b):

- gas naturale, quale combustibile principale per le turbine a gas (Gas Turbines Generators - GTGs);
- diesel, quale combustibile secondario per:
  - i generatori di emergenza,
  - le pompe antincendio,
  - i motori delle gru,
  - una delle GTGs, che può essere alimentata sia da gas naturale sia da diesel.

Per i dettagli sul monitoraggio di tali sostanze si rimanda al Capitolo 6.3.

Nelle diverse unità attive presso il terminale sono consumate le seguenti sostanze:

- soluzione acqua glicole propilenico;
- inibitore incrostazioni;
- HCl (5%);
- idrossido di sodio;
- calcio ipoclorito;
- soluzione alcalina per pulizia membrane;
- soluzione acida per pulizia membrane;
- carboni attivi;
- flocculante;
- coagulante;
- idrossido di sodio 30%;
- olio lubrificante.

Le forniture di tali materie raggiungono il terminale tramite mezzo natante. Le caratteristiche e le quantità dei materiali sono indicate nelle relative bolle di accompagnamento e documenti di sicurezza, le cui copie sono disponibili presso gli archivi del terminale. Saranno inoltre compilati registri con i materiali in ingresso che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato. Tali informazioni saranno inoltre archiviate nel Sistema Elettronico di Gestione Documentale di Terminale GNL Adriatico (Electronic Document Management System – EDMS).

## **6.2 CONSUMO DI RISORSE IDRICHE**

Il monitoraggio dei flussi di acqua marina presso il terminale è implementato attraverso l'installazione di misuratori di portata a monte di ciascun vaporizzatore ad acqua di mare. I flussi misurati in ingresso ai vaporizzatori ad acqua di mare si riferiscono alla miscela di acqua approvvigionata e acqua di servizio ricircolata dai recuperi calore; un misuratore di portata consente, inoltre, la quantificazione di quest'ultimo contributo (Terminale GNL Adriatico, 2007b).

La temperatura dell'acqua approvvigionata è determinata in continuo alla presa mare dell'acqua di servizio. Sono inoltre installati due punti di prelievo campioni per la caratterizzazione analitica.

I dati raccolti sono gestiti secondo il sistema integrato di controllo e sicurezza in uso presso il terminale (Control and Safety System - ICSS).

## **6.3 CONSUMO DI COMBUSTIBILI**

Come precedentemente evidenziato al Capitolo 6.1, i combustibili in uso presso il terminale sono (Terminale GNL Adriatico, 2007b):

- gas naturale, combustibile principale per le turbine a gas (Gas Turbines Generators - GTGs);
- diesel, combustibile secondario per i generatori di emergenza, le pompe antincendio ed i motori delle gru.

Il consumo di tali combustibili è monitorato tramite misuratori di portata in linea in continuo; i dati raccolti sono gestiti secondo il sistema integrato di controllo e sicurezza in uso presso il terminale (Control and Safety System - ICSS).

## **6.4 CONSUMO DI ENERGIA**

Le GTGs rappresentano la fonte primaria di energia in uso sul terminale (Terminale GNL Adriatico, 2007b). Pertanto, il principale strumento di monitoraggio del consumo energetico consiste nella misura del gas naturale alimentato alle turbine, ovvero nel monitoraggio del consumo di combustibile (si veda il Capitolo 6.3).

## **6.5 EMISSIONI IN ARIA**

Nel presente capitolo sono riportate le modalità di monitoraggio per:

- emissioni convogliate;
- emissioni diffuse;
- emissioni fuggitive;
- emissioni eccezionali.

Per maggiori dettagli su ognuna delle tipologie di emissione si rimanda al Piano di Monitoraggio (Terminale GNL Adriatico, 2007b)

### **6.5.1 Emissioni Convogliate**

Le principali emissioni in atmosfera del Terminale sono costituite dai fumi di scarico delle 3 GTG. Ciascuna unità di termogenerazione è servita da un camino principale, equipaggiato con una unità di rigassificazione a recupero calore (camino WHR), ed un camino di by-pass.

I camini WHR sono utilizzati durante le normali operazioni produttive. I camini di by-pass sono utilizzati durante le ispezioni, la manutenzione e la riparazione dei camini WHR.

Ogni GTG è equipaggiata con bruciatori a bassa emissione di ossidi d'azoto (low-NOx burners) quale mezzo di controllo dell'emissione di inquinanti.

Nelle normali operazioni due GTG sono esercite simultaneamente a livelli prossimi al pieno carico, ed una GTG è mantenuta in riserva. Nell'arco dell'anno, in condizioni di normale operatività, la rotazione delle turbine attive comporta un tempo di utilizzo cumulativo ripartito approssimativamente equamente tra le 3 unità.

### **6.5.2 Emissioni Diffuse**

Le seguenti sorgenti puntiformi contribuiscono alle emissioni diffuse di composti organici volatili (VOC):

- sfiati dai serbatoi di stoccaggio diesel;
- sfiati dai serbatoi dei separatori olio/acqua;
- sfiati dei serbatoi di raccolta oli esausti.

Le quantità di diesel movimentate dal serbatoio principale di stoccaggio sono monitorate in automatico, mentre i dati sono registrati nel sistema informatico ICSS.

Inoltre, la registrazione delle quantità di diesel nei serbatoi è mantenuta aggiornata, in aggiunta alla documentazione relativa alle operazioni di movimentazione. L'uso del diesel trasferito a ciascuno dei serbatoi di macchina viene misurato e l'insieme delle informazioni è registrato nel sistema elettronico di gestione documenti EDMS.

I dati sono utilizzati per derivare l'emissione di VOC dalle sorgenti diffuse su base annuale.

### **6.5.3 Emissioni Fuggitive**

Le emissioni fuggitive di VOC sono associate alle valvole installate su diverse unità presso l'Impianto. I punti di emissioni fuggitive sono soggetti ad ispezione annuale nell'ambito del programma LDAR (Leak Detection And Repair).

### **6.5.4 Emissioni Eccezionali**

Gli scenari prevedibili in fase di esercizio risultanti in emissioni eccezionali dalle GTG includono l'alimentazione a diesel della turbina policarburante, limitatamente a situazioni di emergenza in caso di indisponibilità del gas naturale.

Altre emissioni eccezionali includono il potenziale rilascio di VOC dalle apparecchiature durante la sconnessione dei collegamenti, se non appropriatamente evacuate: queste sono minimizzate attraverso l'implementazione di procedure operative specifiche per la corretta esecuzione di tali operazioni.

La combustione di gas in torcia in condizioni di normale operatività è limitata al mantenimento della fiamma pilota; in situazioni di emergenza il sistema viene depressurizzato sfiatando gas, ed anche il gas eccedente i volumi gestibili dal compressore del gas di boil-off viene inviato in torcia. Eventuali picchi di pressione nei serbatoi di GNL vengono corretti analogamente. La combustione in torcia è comunque un evento occasionale e raro (stimato in 1-2 eventi all'anno, con una durata stimata di 1 ora).

## **6.6 EMISSIONI IN ACQUA**

È previsto il monitoraggio, a monte del bacino di raccolta finale, dei seguenti scarichi parziali:

- effluente dai vaporizzatori ad acqua di mare;
- ritorno acqua mare dai seguenti usi ausiliari:
  - raffreddamento GTGs,
  - compressori BOG,
  - compressori aggiustamento indice di Wobbe;
- effluente dell'impianto di trattamento acque sanitarie
- effluente dell'impianto di trattamento acque oleose
- unità osmosi inversa.

Per maggiori dettagli si rimanda al Piano di Monitoraggio (Terminale GNL Adriatico, 2007b)

Le campagne di misurazione per la conferma del mantenimento nel tempo di condizioni occupazionali idonee sono state pianificate in accordo alla normativa vigente; i dettagli del caso saranno trattati nella sede opportuna, ed inclusi nella specifica documentazione richiesta dalla normativa vigente sui rischi professionali.

## **6.7 RIFIUTI**

Le tipologie di rifiuto che si prevede possano essere generate presso durante le operazioni del terminale sono indicate in dettaglio nel Piano di Monitoraggio (Terminale GNL Adriatico, 2007b)

Le aree di raccolta sono ispezionabili e sottoposte a verifiche nell'ambito dei controlli periodici di routine, con valutazione di parametri quali volume, integrità dei contenitori e dei contenimenti e durata del deposito.

L'area di deposito dei rifiuti pericolosi è coperta e dotata di contenimento.

In accordo ai requisiti di legge le quantità di rifiuti prodotti verranno registrate nel registro di carico e scarico dei rifiuti. Annualmente è redatto il Modello Unico di Dichiarazione (MUD) ed inoltrato secondo i requisiti di legge.

## RIFERIMENTI

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

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

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

Aker Kværner, 2006c, Oily Water Collection System Description (997), Doc. No. ITAT-AKE-00-PR-997-00-1012, Rev. 0, Maggio 09, 2006.

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

CSTI Acoustics, 2007, Studio delle emissioni sonore, progetto Adriatic LNG, rapporto CSTI No. 492R6, progetto CSTI No. 5872, 12 Settembre 2007

D'Appolonia, 2004, “Adeguamento del Terminale GNL nel Nord Adriatico, Potenziamento a 8 Miliardi di m<sup>3</sup>/anno, Studio di Impatto Ambientale”, Doc. No. 03-556 H4, H5, H6, Giugno 2004

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

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

Ministero delle Attività Produttive, 2004, Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie, Decreto No. 17282, 11 Novembre 2004

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

Terminale GNL Adriatico, 2006a, comunicazione via e-mail da Terminale GNL Adriatico del 23 Novembre 2006.

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

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

Terminale GNL Adriatico, 2007a, “Sistema di Gestione Ambientale”, Riferimento ALNG 0001 – 0, inviato via e-mail da Adriatic LNG in data 27 Settembre 2007.

Terminale GNL Adriatico, 2007b, “Piano di Monitoraggio”, Riferimento ALNG 0002 01, inviato via e-mail da Terminale GNL Adriatico in data 27 Settembre 2007

Terminale GNL Adriatico, 2007c, Commissioning Phases Input, nota trasmessa via e-mail da Adriatic LNG a D'Appolonia in data 27 Settembre 2007.

Zanini G., F. Monforti-Ferrario, P. Ornelli, T. Pignatelli, G. Vialetto, G., Brusasca, G. Calori, S. Finardi, P. Radice and C. Silibello (2004). The MINNI Project. Proc. of 9th Int. Conf. on Harmonisation within Atmospheric Dispersion Modelling for Regulatory Purposes, 1–4 Giugno 2004, Garmisch-Partenkirchen (Germany), Vol. 1, 243-247.