

**TERMINALE DA 8 MILIARDI DI SM3/ANNO NEL NORD ADRIATICO – DOCUMENTAZIONE
TECNICA ALLEGATA ALLA DOMANDA DI RINNOVO DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA
AMBIENTALE**

**ALLEGATO B.18
“RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI”**

INDICE

| | <u>Pagina</u> |
|---|---------------|
| ABBREVIAZIONI E ACRONIMI | II |
| 1 INTRODUZIONE | 1 |
| 2 CICLO PRODUTTIVO | 3 |
| 2.1 RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL – FASE F1 | 3 |
| 2.1.1 Ricevimento e Scarico del GNL | 3 |
| 2.1.2 Stoccaggio del GNL | 3 |
| 2.1.3 Prelievo del GNL e Invio alla Rigassificazione | 3 |
| 2.2 RIGASSIFICAZIONE GNL E INVIO ALLA RETE – FASE F2 | 4 |
| 2.2.1 Sistema di Compressione e Ricondensazione del BOG | 4 |
| 2.2.2 Pompe di Mandata ad Alta Pressione | 4 |
| 2.2.3 Vaporizzatori | 4 |
| 2.2.4 Sistema Aria Secca per l'Aggiustamento dell'Indice di Wobbe e del Potere Calorifico Superiore | 5 |
| 2.2.5 Invio del Gas alla Rete Nazionale | 5 |
| 2.3 PRODUZIONE DI ENERGIA – FASE F3 | 6 |
| 2.4 SISTEMA ACQUA MARE – FASE F4 | 7 |
| 2.4.1 Sistema di Presa dell'Acqua Mare | 7 |
| 2.4.2 Acque per la Rigassificazione (Sea Water System) | 8 |
| 2.4.3 Acque di Servizio (Sea Water Service System) | 8 |
| 2.4.4 Scarico a Mare | 10 |
| 2.5 SISTEMI DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE – FASE F5 | 10 |
| 2.5.1 Sistema di Trattamento Acque Reflue (WWTP) | 10 |
| 2.5.2 Sistema di Trattamento Acqua-Olio (OWTP) | 11 |
| 3 MATERIE PRIME E STOCCAGGIO | 12 |
| 4 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO | 13 |
| 5 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE | 14 |
| 5.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA | 14 |
| 5.1.1 Emissioni Convogliate | 14 |
| 5.1.2 Emissioni Fuggitive | 14 |
| 5.2 PRELIEVI /SCARICHI IDRICI | 14 |
| 5.2.1 Prelievi Idrici | 14 |
| 5.2.2 Scarichi Idrici | 14 |
| 5.3 PRODUZIONE/CONSUMO DI ENERGIA | 15 |
| 5.4 UTILIZZO DI MATERIE PRIME E PRODUZIONE DI RIFIUTI | 15 |
| 5.5 EMISSIONI SONORE | 15 |
| 6 SISTEMA DI REGOLAZIONE E CONTROLLO | 16 |
| 7 PREVENZIONE E MITIGAZIONE DEGLI INCIDENTI | 17 |
| RIFERIMENTI | |

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

| | |
|------|---|
| AIA | Autorizzazione Integrata Ambientale |
| ALNG | Terminale GNL Adriatico S.r.l. (Adriatic LNG) |
| BOD5 | Biological Oxigen Demand (5 giorni) |
| BOG | Boil-Off Gas |
| CCR | Central Control Room |
| COD | Chemical Oxigen Demand |
| COV | Composti Organici Volatili |
| CPI | Corrugated Plate Interceptor |
| DLN | Dry Low NO _x |
| DSA | Direzione Salvaguardia Ambientale |
| GBS | Gravity Based Structure |
| GNL | Gas Naturale Liquefatto |
| GTG | Gas Turbine Generators |
| LNG | Liquefied Natural Gas |
| MBR | Membrane Biological Reactor |
| ORV | Open Rack Vaporizer |
| OWTP | Oily Water Treatment Plant |
| PCS | Process Control System |
| PTS | Polveri Totali Sottili |
| SDV | Shut Down Valve |
| UCP | Unit Control Panel |
| VIA | Valutazione d'Impatto Ambientale |
| WHRU | Waste Heat Recovery Unit |
| WHRV | Waste Heat Recovery Vaporizer |
| WWTP | Waste Water Treatment Plant |

1 INTRODUZIONE

Terminale GNL Adriatico S.r.l. (nel seguito “ALNG”) ha realizzato ed esercisce il primo Terminale *offshore* al mondo cd. *gravitybased* per lo stoccaggio e la rigassificazione di gas naturale liquefatto (“GNL”).

L’impianto è costituito da una struttura a gravità (“Gravity Based Structure” - GBS) alloggiante, al suo interno, due serbatoi per il GNL da 125.000 m³ ciascuno e, sulla copertura, gli equipaggiamenti di rigassificazione e tutte le *utilities* necessarie per il corretto funzionamento e gestione dell’impianto. Localizzata nel Mar Adriatico settentrionale, la struttura è appoggiata al fondale marino ad una profondità di circa 29 m, ad una distanza di circa 15 km dalla costa, a Nord-Est di Porto Levante (RO).

Il Terminale (nel seguito, il “Terminale”) è stato progettato e autorizzato per una capacità di rigassificazione annua di 8 GSm³/anno. Il GNL, trasportato a pressione atmosferica e ad una temperatura di - 162 °C da navi metaniere, viene inviato alla rete di terra una volta riportato in fase gassosa. Il fabbisogno energetico è tipicamente soddisfatto dall’esercizio di due delle tre turbine a gas installate (*Gas Turbine Generators - GTGs*). Il gas naturale è inviato, per mezzo di un gasdotto di diametro 30” e di lunghezza pari a circa 40 km, alla stazione di misura ubicata nel Comune di Cavarzere (VE), punto di ingresso alla rete nazionale gasdotti.

La struttura, realizzata grazie a un significativo investimento di *partners* internazionali, è un prototipo unico nel panorama mondiale e annovera diverse recenti tecnologie e novità assolute del settore.

L’impianto è caratterizzato da:

- un’estrema affidabilità produttiva, dimostrata anche dalla pronta risposta alle emergenze dichiarate in questi anni dal Comitato Tecnico di Emergenza e Monitoraggio del Sistema Gas istituito presso il Ministero dello Sviluppo Economico;
- un’elevatissima efficienza energetica, grazie alla combinazione dell’uso di acqua mare e dei fumi esausti delle turbine a gas come sorgenti di calore per la vaporizzazione del GNL.

Infrastruttura strategica per l’Italia, il Terminale ha fornito, nel 2012, oltre 20 miliardi di *standard* metri cubi di gas naturale al sistema energetico nazionale, in sicurezza e con continuità, permettendo al paese di accedere a forniture di GNL da 5 nuove fonti di importazione (Qatar, Egitto, Norvegia, Trinidad e Tobago, Guinea Equatoriale) e risultando uno dei terminali di rigassificazione più utilizzati nel continente europeo.

Il progetto del Terminale ha ottenuto il decreto di compatibilità ambientale per l’attuale capacità di rigassificazione nell’Ottobre 2004 (DEC VIA No. 866 dell’8 Ottobre 2004) e il Decreto di AIA nel Gennaio 2009 (DSA-DEC-2009-0000039 del 21 Gennaio 2009).

Nel presente documento, elaborato nell’ambito della domanda di rinnovo di Autorizzazione Integrata Ambientale, vengono presentate le principali informazioni sul processo di rigassificazione del GNL che avviene sul Terminale; in particolare sono descritti:

- il ciclo produttivo (Capitolo 2);
- le materie prime e le aree di stoccaggio (Capitolo 3);
- la manutenzione dell’impianto (Capitolo 4);

- le interazioni con l'ambiente (Capitolo 5);
- il sistema di regolazione e controllo (Capitolo 6);
- le attività di prevenzione e mitigazione degli incidenti (Capitolo 7).

2 CICLO PRODUTTIVO

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

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

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

2.1 RICEVIMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL – FASE F1

2.1.1 Ricevimento e Scarico del GNL

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

La massima portata di scarico dalle navi metaniere è stimata pari a circa 12.600 m³/ora; il tempo necessario per scaricare una nave da 152.000 m³ è tipicamente pari a circa 12 ore.

Durante lo scarico del GNL dalle metaniere ai serbatoi di stoccaggio si crea vapore in eccesso (gas di boil-off, BOG). 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. 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").

2.1.2 Stoccaggio del GNL

Per lo stoccaggio del GNL scaricato dalle navi metaniere sono presenti due serbatoi prismatici con rinforzi trasversali (con una capacità netta di 125.000 m³ ciascuno) realizzati in acciaio al nichel 9% aventi approssimativamente le seguenti dimensioni:

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

I serbatoi prismatici sono progettati per una pressione compresa tra -10 mbarg e 300 mbarg e una perdita specifica di calore pari allo 0,05 % per giorno riferito alla capacità del serbatoio. Ogni serbatoio è dotato di tre pozzi-pompa per l'alloggiamento delle pompe interne (in-tank pumps): due ospitano una pompa ciascuno mentre il terzo è di riserva.

I serbatoi sono dotati di tutta la strumentazione necessaria per la misurazione della temperatura, della pressione, della densità e del livello del GNL. Sono, inoltre, installati sistemi per il riempimento del serbatoio sia dall'alto sia dal basso al fine di prevenire la stratificazione del GNL.

2.1.3 Prelievo del GNL e Invio alla Rigassificazione

Le pompe interne ai serbatoi di stoccaggio, volte al prelievo del GNL, sono sommerse, verticali del tipo multistadio, spinte da motori sommersi di potenza pari a 300 kW ciascuno.

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

Per consentire una immissione in rete di 8 GSm³/anno, sono in funzione tre pompe di cui due in un serbatoio e una nell'altro. Per raggiungere la portata di picco (fattore di picco 1,2) sono messe in funzione tutte le pompe (due per ogni serbatoio). La capacità di progetto delle pompe interne ai serbatoi è pari a 530 m³/ora, mentre la capacità effettiva a regime varia a seconda della densità del GNL (si stima comunque intorno ai 500 m³/ora).

2.2 RIGASSIFICAZIONE GNL E INVIO ALLA RETE – FASE F2

2.2.1 Sistema di Compressione e Ricondensazione del BOG

Il *gas di boil-off* (“BOG”) generato dalla evaporazione del GNL in diverse fasi e sezioni del processo viene inviato ai compressori. I compressori del BOG sono due compressori (2 x 50%) alternativi multistadio spinti da motori elettrici a velocità costante.

In assenza di metaniera in fase di scarico è richiesto il funzionamento di un solo compressore, mentre durante la fase di scarico delle metaniere possono essere richiesti entrambi.

Il BOG viene, poi, riportato allo stato liquido nel ricondensatore, utilizzando un flusso di GNL sottoraffreddato derivato dalle pompe interne.

La condensazione è assicurata dal diretto contatto con il GNL. Il gas di *boil-off* è iniettato dall'alto, mentre il GNL proveniente dalle pompe interne ai serbatoi fluisce equicorrente. La miscela di gas è assorbita dal GNL che successivamente esce dal fondo del condensatore.

2.2.2 Pompe di Mandata ad Alta Pressione

Le pompe di mandata ad alta pressione, volte ad incrementare la pressione del GNL, sono pompe centrifughe verticali alimentate da motori elettrici a velocità costante immersi nel GNL. Sul Terminale sono installate cinque pompe, di cui quattro normalmente in funzione ed una di riserva, di capacità pari a circa 410 m³/ora ciascuna.

2.2.3 Vaporizzatori

La rigassificazione del GNL sul Terminale è effettuata mediante:

- 4 vaporizzatori ad acqua di mare (*Open Rack Vaporizers - ORVs*);
- 1 vaporizzatore a recupero del calore (*Waste Heat Recovery Vaporizer - WHRV*).

I vaporizzatori ad acqua di mare consistono in un pannello verticale di tubi alettati in lega di alluminio, all'interno dei quali fluisce (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 costituisce il mezzo riscaldante.

Gli ORV operano a pressione necessaria per l'ingresso in rete nazionale e vaporizzano circa 183 t/ora utilizzando ciascuno fino a circa 7.250 m³/ora di acqua di mare con un differenziale termico medio annuo pari a circa – 4,6 °C nelle condizioni di progetto.

In linea con quanto previsto dal Decreto VIA dell'Ottobre 2004 e dal Decreto di AIA del Gennaio 2009, al fine di garantire una capacità di rigassificazione equivalente a 8 miliardi

Sm³/anno, 3 ORVs sono operati in continuo, ed uno è utilizzato come riserva e in condizioni di picco. L'utilizzo di 4 ORVs (a cui è associato il prelievo della massima portata di acqua mare) è autorizzata per complessivi 80 giorni all'anno, al fine di compensare eventuali tempi di inattività e ritardi/proroghe delle consegne di gas.

Il WHRV, che consente di recuperare il calore contenuto nei gas di scarico delle turbine, migliorando l'efficienza energetica del processo di rigassificazione, vaporizza il GNL utilizzando come mezzo di scambio termico un fluido intermedio (acqua e glicole) in circuito chiuso, che viene riscaldato alla temperatura di 95 °C dai fumi esausti in uscita dalle GTGs in apposite unità di scambio termico (*waste heat recovery unit - WHRU*) situate nei camini principali delle turbine stesse. I serbatoi per la soluzione acqua – glicole e le relative pompe sono situate in un'area collettamento che riceve gli spillamenti potenziali e l'acqua piovana. L'area di collettamento permette il drenaggio per gravità verso un serbatoio di accumulo (*Glicol Water Collection Tank*).

Il WHRV è dimensionato per vaporizzare circa 176 t/ora di GNL da -153 °C a 0 °C. La capacità effettiva di vaporizzazione è determinata dalla quantità di calore proveniente dai fumi di scarico delle turbine, che a sua volta è funzione del carico elettrico delle turbine ("MWe").

Siccome il WHRV, come descritto, migliora l'efficienza energetica complessiva del rigassificatore, è previsto che tale apparecchiatura sia utilizzata pressoché in modo continuo, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

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

Il sistema di aggiustamento dell'indice di Wobbe non è in funzione (presa d'atto dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas con Delibera ARG/gas No. 57 2011 del 12 Maggio 2011). Poiché, ad oggi, non è in previsione il completamento né la messa in esercizio del sistema, è da considerare come impianto permanentemente fuori servizio.

2.2.5 Invio del Gas alla Rete Nazionale

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

La condotta è costituita da due tratti:

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

La condotta è dotata di valvola SDV (*Shut Down Valve*) automatica al fine di prevenire eventuali danni dovuti a condizioni di sovrappressione.

2.3 PRODUZIONE DI ENERGIA – FASE F3

Tutti i consumi elettrici del Terminale sono supportati dai generatori elettrici accoppiati alle turbine a gas (*Gas Turbine Generators – GTG*) installate sul Terminale.

In funzione del carico elettrico previsto sono stati installati tre GTG di potenza elettrica nominale pari a circa 10,7 MW ciascuno, in grado di fornire una potenza pari al 50% del fabbisogno totale del Terminale. Due sono in funzione nelle condizioni di normale funzionamento, mentre uno è di riserva.

Ogni gruppo è dotato di un sistema per il recupero del calore. Tale sistema utilizza i fumi in uscita dalla turbina per riscaldare a 95 °C un fluido impiegato per la gassificazione del GNL nel vaporizzatore a recupero di calore (si veda il Paragrafo 2.2.3).

Le turbine vengono alimentate a gas naturale (una solamente è dotata di sistema di alimentazione che consente anche l'utilizzo del gasolio nei momenti in cui non si avesse disponibilità di gas naturale) e, pertanto, le emissioni dai turbogruppi sono costituite sostanzialmente da ossidi di azoto (NO_x) e monossido di carbonio (CO). Come dettagliato nella scheda B7, nei fumi in uscita sono presenti anche quantitativi trascurabili di polveri (PTS), ossidi di zolfo (SO_x), composti organici volatili (COV) e formaldeide.

Per garantire la minimizzazione delle emissioni di inquinanti al camino sono stati installati bruciatori di tipo *Dry Low NO_x* (“DLN”), in linea con le migliori tecnologie applicabili. Il principio di funzionamento dei bruciatori DLN (o a premiscelazione) consiste nell'ottenere una miscela molto omogenea di combustibile e aria; quest'ultima è dosata in forte eccesso rispetto alle proporzioni stechiometriche in modo da ottenere una miscela povera. Ciò avviene in una camera di pre-miscelamento (*premix*), interamente dedicata alla miscelazione dei due componenti, prima che avvenga la reazione di combustione. In questo modo, vengono ridotte la temperatura di combustione ed i picchi di temperatura nella fiamma, abbattendo drasticamente la formazione di NO.

Nella tabella seguente sono riassunte le principali caratteristiche geometriche ed emissive dei camini dei turbogruppi.

| CARATTERISTICHE GEOMETRICHE ED EMISSIVE (MASSIMA CAPACITA' PRODUTTIVA) DEI CAMINI DEI TURBOGRUPPI | | |
|--|----------------------|------------------------|
| Parametro | U.d.M. | Valore |
| Numero complessivo di turbogruppi (e di camini) | | 3 |
| Numero di turbogruppi funzionanti simultaneamente | | 2 |
| Quota sbocco camino | m s.l.m. | 40,1 |
| Diametro camino | m | 2,33 |
| Portata dei fumi di 2 turbogruppi | Nm ³ /ora | 296.000 ⁽¹⁾ |
| Temperatura dei fumi a monte dello scambiatore termico | °C | 485 |
| Temperatura dei fumi allo sbocco dal camino (a valle dello scambiatore termico) | °C | 180 |
| Concentrazione di NO _x al camino | mg/Nm ³ | 50 ⁽¹⁾ |
| Concentrazione di CO al camino | mg/Nm ³ | 40 ⁽¹⁾ |
| Emissione di NO _x | kg/ora | 14,8 |
| Emissione di CO | kg/ora | 11,84 |

Nota

(1) Fumi secchi, 15% O₂.

La produzione annuale di energia elettrica alla massima capacità produttiva è pari a circa 118,58 GWh e il calore recuperato attraverso lo scambiatore di calore interno ai camini è di circa 220,75 GWh di energia termica all'anno.

2.4 SISTEMA ACQUA MARE – FASE F4

Il Terminale è dotato di due sistemi acqua mare:

- il sistema di acqua per la rigassificazione (*sea water system*), che alimenta i vaporizzatori ORVs;
- il sistema acque di servizio (*sea water service system*), che alimenta i sistemi ausiliari (elettroclorazione, sistemi di raffreddamento degli impianti, sistema di potabilizzazione).

Al fine di ottimizzare l'uso della risorsa idrica, le acque di ritorno del *sea water service system* sono normalmente raccolte e inviate a monte degli ORVs, consentendo di aumentare, seppur leggermente, la temperatura dell'acqua di alimento al sistema di vaporizzazione. In caso di problemi al normale *layout* di sistema sopra descritto, vi è la possibilità di inviare mediante apposito *bypass* le acque di raffreddamento al comparto finale di scarico a valle degli ORVs. Tale soluzione alternativa non comporta comunque variazioni in termini di portate e caratteristiche chimico-fisiche delle acque di scarico.

Nei paragrafi che seguono sono descritti:

- le opere di presa dei due sistemi;
- il sistema di acqua per la rigassificazione;
- il sistema acque di servizio;
- l'opera di scarico.

2.4.1 Sistema di Presa dell'Acqua Mare

Per quanto riguarda l'approvvigionamento di acqua al sistema per la rigassificazione, il Terminale è dotato di quattro bacini di entrata per l'acqua di mare (*seawater basins*) ognuno dei quali è a sua volta dotato di una pompa di alimento per il vaporizzatore e di una *sump pump* per le acque oleose. Le prese sono localizzate sulla parete Ovest del GBS, due a Nord e due a Sud della linea di mezzeria. La quota delle prese è di 15,2 m rispetto al fondale al fine di evitare problematiche connesse alle possibili interazioni con i sedimenti, la flora e la fauna.

Per quanto riguarda, invece, il sistema acque di servizio e il sistema antincendio, le due prese sono ubicate sulla parete Est del GBS a Nord della mezzeria.

Al fine di evitare l'aspirazione di organismi marini, i filtri assicurano il corretto rapporto tra velocità della corrente e dimensione delle aperture. Le aperture dei filtri sono tali da filtrare:

- per il sistema acque di rigassificazione le particelle solide di diametro superiore a 9 mm;
- per il sistema acque di servizio le particelle solide di diametro superiore a 5 mm.

Per evitare la crescita biologica, in corrispondenza del sistema di filtri viene iniettata una soluzione di ipoclorito di sodio fornito dal sistema di elettroclorazione.

2.4.2 Acque per la Rigassificazione (Sea Water System)

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

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

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

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

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

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

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 differenziale. L'azione correttiva può consistere in:

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

2.4.3 Acque di Servizio (Sea Water Service System)

Il sistema sea water service alimenta i seguenti sistemi ausiliari:

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

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

2.4.3.1 Sistema di Elettroclorazione

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

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

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

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

2.4.3.2 Acque di Servizio per gli Impianti

2.4.3.2.1 Raffreddamento Sistema di Lubrificazione Turbine a Gas

Per assicurare un adeguato livello di affidabilità di funzionamento delle turbine a gas è necessario disporre di un sistema di lubrificazione *ad hoc*. Mediante tale sistema l'olio è pompato in continuo attraverso i vari equipment delle turbine al fine di mantenere una corretta temperatura di funzionamento. Il flusso di ritorno è raffreddato mediante acqua di mare. La portata tipica è di circa 200 m³/ora per tre turbine (portata di picco pari a 460 m³/h). L'acqua di mare utilizzata per tale scambio termico (e, quindi, riscaldata) viene inviata nel bacino di alimento del sistema di vaporizzazione.

2.4.3.2.2 Raffreddamento Sistema di Lubrificazione del Compressore del BOG

L'olio lubrificante per il compressore del BOG è raffreddato utilizzando una piccola quantità d'acqua proveniente dal seawater service system (tra 0 e 10 m³/ora).

2.4.3.3 Circuito Acqua Potabile

2.4.3.3.1 Sistema di Potabilizzazione

Il sistema di potabilizzazione del Terminale è di tipo a osmosi inversa. Al sistema di potabilizzazione vengono inviati approssimativamente 20-30 m³/ora di acqua di mare per produrre da 0 a 7 m³/ora di acqua potabile; il restante quantitativo viene inviato direttamente al compartimento di scarico. L'acqua potabile viene quindi inviata al serbatoio di stoccaggio dell'acqua potabile di capacità pari a 800 m³ ubicato nella struttura del GBS. Grazie a tale

accorgimento il sistema può lavorare in maniera non continua: approssimativamente 20 ore ogni 3-4 giorni, essendo il fabbisogno circa 2 m³/ora. Dal serbatoio di stoccaggio l'acqua potabile viene pompata ad un serbatoio di distribuzione e da qui agli utilizzatori finali.

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

2.4.3.3.2 Utilizzo delle Acque Potabili

I principali utilizzatori dell'acqua potabile sono:

- utenze del modulo alloggi (living quarters) per le cucine, gli usi potabili e sanitari, le pulizie generali, le docce e i sistemi di lavanderia;
- utility stations: distribuite sul Terminale sono presenti circa 85 stazioni contenenti azoto, aria e acqua necessari per tutte le operazioni di manutenzione degli equipment che si rendessero necessarie. L'acqua viene generalmente utilizzata per la pulizia degli *equipment*; i reflui vengono inviati al sistema di separazione e trattamento delle acque oleose;
- lavaocchi e docce di emergenza: sul Terminale sono presenti 7 stazioni dotate di sistema lavaocchi e docce di emergenza, ognuna delle quali ha una disponibilità di circa 1,3 m³.

2.4.3.3.3 Sistemi di Trattamento Acque

I sistemi di trattamento delle acque reflue e delle acque oleose sono descritti nel Paragrafo 2.5.

2.4.4 Scarico a Mare

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:

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

La portata massima di scarico è pari a 29.000 m³/ora comprensiva delle acque provenienti dai sistemi di trattamento e delle acque di processo (sea water system e sea water service system).

2.5 SISTEMI DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE – FASE F5

2.5.1 Sistema di Trattamento Acque Reflue (WWTP)

2.5.1.1 Caratteristiche Generali

Il sistema di trattamento delle acque reflue civili attualmente installato sul Terminale non è ancora stato attivato da ALNG; attualmente, le acque sanitarie vengono conferite a terra come rifiuto liquido e smaltite in accordo alla normativa vigente.

È, pertanto, in corso di esecuzione il progetto di sostituzione dell'impianto esistente con un altro impianto che si basa su una differente tipologia di trattamento.

Il nuovo impianto rilascerà acque trattate e un fango di risulta non disidratato, in quantità pari, in condizioni medie operative, al 5% circa del volume di acque reflue in ingresso al trattamento. Il fango di risulta verrà inviato e smaltito a terra in conformità con la normativa vigente.

2.5.2 Sistema di Trattamento Acqua-Olio (OWTP)

Le acque provenienti dalle aree 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 attraverso gli appositi punti di scarico (Allegato B.21). Ove possibile, le acque destinate al separatore sono coltate per gravità, negli altri casi mediante *sump pumps*.

Allo stato attuale, l'impianto per il trattamento delle acque oleose non è in funzione. Ad oggi, le acque oleose vengono dunque conferite a terra come rifiuto liquido e smaltite in accordo alla normativa vigente.

A seguito delle problematiche evidenziate, è in fase di definizione un progetto per la modifica dell'attuale impianto al fine di renderlo operativo.

3 MATERIE PRIME E STOCCAGGIO

Per una descrizione dettagliata delle materie prime, dei prodotti ausiliari utilizzati nelle diverse fasi del processo e delle relative aree di stoccaggio, si rimanda alle schede B 1.2, B 13 e all'Allegato B 22.

4 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

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

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

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

La messa a punto del programma di manutenzione ha il fine principale di limitare quanto più possibile il rischio di incidenti dovuto a cedimenti/malfunzionamenti delle apparecchiature del Terminale e le relative conseguenze sull'ambiente. A tal fine, sono programmati anche interventi di manutenzione sui sistemi di monitoraggio.

Durante le operazioni di manutenzione vengono generati rifiuti che consistono essenzialmente in:

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

I rifiuti generati durante le attività di manutenzione sono gestiti in accordo con quanto previsto dal piano di gestione dei rifiuti riportato nell'Allegato B25 e vengono smaltiti secondo i requisiti di legge dal trattatista autorizzato.

5 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

5.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

5.1.1 Emissioni Convogliate

I punti di emissione convogliata (continua e discontinua) presenti sul Terminale sono indicati nella planimetria riportata in Allegato B20.

Le principali emissioni convogliate sono quelle derivanti dalla combustione di gas naturale per la produzione dell'energia elettrica; le sorgenti di tali emissioni sono localizzate in corrispondenza della bocca dei camini dei turbogruppi.

Per una quantificazione delle emissioni puntuali provenienti dallo stabilimento si rimanda alle schede B6 e B7.

5.1.2 Emissioni Fuggitive

Le emissioni fuggitive derivano dalle perdite delle tenute di valvole, flange, pompe, compressori, dreni, ecc. I valori delle emissioni non convogliate sono riportati nella scheda B8 con riferimento alla campagna "Fugitive Emissions Reduction Programme" effettuata da ALNG nel 2012.

5.2 PRELIEVI /SCARICHI IDRICI

5.2.1 Prelievi Idrici

Per i fabbisogni del Terminale ALNG è utilizzata unicamente acqua di mare, prelevata sul lato Ovest della struttura (acqua per la rigassificazione) e sul lato Est (acque di servizio, che alimentano il sistema di elettroclorazione, i sistemi di raffreddamento degli impianti e il sistema di potabilizzazione). I punti di presa sono indicati nella planimetria riportata in Allegato B19.

I quantitativi di acqua di mare prelevati sono presentati nella Scheda B2.

5.2.2 Scarichi Idrici

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

- acque meteoriche trattate (scarico discontinuo SP1);
- acque per la rigassificazione (scarico continuo), comprensivo delle acque di raffreddamento (Scarico SP2);
- acque reflue civili trattate (scarico discontinuo SP3).

Come dettagliato al Paragrafo 2.5, gli scarichi SP1 e SP3 non sono ad oggi entrati in funzione.

Gli scarichi parziali in uscita sono convogliati e raccolti in un unico bacino interno al GBS e poi scaricati a mare attraverso tre aperture poste sul fronte Sud del GBS.

Il monitoraggio è condotto su ciascuno scarico parziale. I punti di monitoraggio sono localizzati a valle dell'uscita di ciascun trattamento e prima dell'immissione nel bacino finale di scarico.

Sul Terminale sono anche presenti due scarichi d'emergenza (scarichi di "troppo pieno"), gli scarichi delle acque meteoriche non contaminate e i rilasci delle acque da test pompe antincendio.

I punti di scarico sono indicati nella planimetria riportata in Allegato B21.

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

5.3 PRODUZIONE/CONSUMO DI ENERGIA

Come anticipato nel Paragrafo 2.3 tutti i consumi elettrici del Terminale sono supportati dai generatori elettrici accoppiati alle turbine a gas.

I quantitativi di energia prodotta e consumata sono illustrati rispettivamente nelle schede B3 e B4.

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

5.4 UTILIZZO DI MATERIE PRIME E PRODUZIONE DI RIFIUTI

Le materie prime impiegate nel processo produttivo del Terminale e i rifiuti prodotti dalle attività svolte sul Terminale sono riportati rispettivamente nelle schede B1 e B11.

Nell'Allegato B22 sono riportate le aree di stoccaggio di materie prime e rifiuti.

5.5 EMISSIONI SONORE

Sul Terminale sono presenti numerose sorgenti di emissione sonora; gli *equipment* a cui è associato il livello sonoro più elevato sono le turbine a gas, i compressori d'aria e i compressori BOG (funzionanti saltuariamente), i vaporizzatori, i bracci di carico di GNL e alcune valvole.

L'ubicazione *offshore* della struttura ad una distanza di circa 13 km dalla costa, ovvero da eventuali ricettori ivi ubicati, consente di considerare irrilevante il contributo al clima acustico del territorio delimitato, come anche indicato dagli studi eseguiti in fase di progettazione.

Nel Settembre 2011 è stato effettuato uno studio per valutare i livelli di pressione sonora indotti dal Terminale secondo quanto previsto dal DPCM 01 Marzo 1991 e dalla Legge Quadro No. 477/1995 sull'inquinamento acustico. I risultati della campagna confermano l'assoluta irrilevanza del contributo del Terminale al clima acustico del territorio costiero e di ogni ricettore potenzialmente presente a terra.

Per tali motivi non sono stati svolti ulteriori studi/campagne sulle emissioni sonore del Terminale.

6 SISTEMA DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Il Terminale ALNG è dotato di un sistema integrato di monitoraggio, controllo, protezione e sicurezza per tutte le componenti dell'impianto.

Le finalità del sistema elettronico di controlli di processo sono:

- fornire un affidabile, integrato sistema di controllo e sicurezza;
- fornire un'interfaccia accurata ed omogenea di gestione delle operazioni in modo adeguato e sicuro;
- fornire informazioni relative alle unità, dispositivi ed attrezzature installate per assicurare un sicuro ed adeguato controllo dell'Impianto;
- ridurre le necessità di formazione del personale;
- ridurre la necessità di magazzinaggio delle parti di ricambio.

Il monitoraggio e controllo del Terminale è ubicato nella sala controllo centrale (*Central Control Room - CCR*) sul Terminale stesso. Tutte le operazioni sono gestite tramite consolle nella CCR, con la necessaria assistenza da parte degli operatori esterni.

Tutte le variabili-chiave di processo, lo stato delle attrezzature, macchinari e dispositivi, pre-allarmi ed allarmi sono monitorati dalla CCR. Sistemi ausiliari quali il *lube oil* e l'uso di *chemicals* possono richiedere ispezioni locali, ad esempio verifiche di livello e pressione per il *reporting* nell'inventario dei serbatoi e la manutenzione dei sistemi.

A livello locale, può rendersi anche necessaria la sorveglianza visiva ed intervento nei casi in cui attrezzature e macchinari richiedano attenzione immediata per assicurare lo svolgimento delle operazioni in efficienza e sicurezza, come nel caso di re-settaggio di valvole e di sistemi di generazione energia.

Nessun comando locale o remoto è eseguibile prima della verifica del rispetto delle segnalazioni di sicurezza associate. E' comunque possibile l'arresto delle pompe e la chiusura delle valvole di intercettazione (*shutdown valves - SDVs*), sia in locale che in remoto.

I comandi da operatore dalla CCR sono protetti da password. Il sistema consente l'accesso solo ad utilizzatori predefiniti per l'avvio di comandi e la gestione di variabili gestionali e di processo, sulla base di un sistema gerarchico di approvazione.

Ogni situazione che richiede l'attenzione o l'azione dell'operatore è visualizzata a monitor e segnalata da allarme nella CCR. Per alcune attrezzature che richiedono l'azione locale di operatori è installato un sistema di segnalazione di situazioni problematiche denominato "common trouble alarm" (pades. compressore aria strumenti, ecc) che trasmette alla CCR e viene visualizzato sulla consolle PCS (*Process Control System*). L'operatore, in tal caso, agisce a livello locale sul pannello di controllo associato all'unità di origine della segnalazione (*unit control panel - UCP*) per la verifica della causa dell'errore. Solo a seguito del ripristino delle condizioni operative e del resettaggio del segnale di allarme dall'UCP l'operatore può resettare l'allarme generato dal PCS.

Nelle situazioni cd. "non critiche" (ossia quando l'operatore CCR ha pieno accesso allo stato dei sistemi), l'azione di correzione è comandata dalla consolle CCR. La maggior parte delle valvole di *shut-down* e delle pompe sono gestite in questo modo.

7 PREVENZIONE E MITIGAZIONE DEGLI INCIDENTI

Per una analisi di dettaglio relativa a questi aspetti si rimanda all'Allegato D11 presentato in sede di domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale inviata a Settembre 2007.

RIFERIMENTI

D'Appolonia, 2007, Documentazione Tecnica Allegata alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale, Documento No. 06-520-H15 Rev0 Preparato per ALNG, Settembre 2007.