



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA
DEL TERRITORIO E DEL MARE

DECRETI MINISTRO - REGISTRAZIONE
Prot. 0000093 - 15/03/2013



Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio del terminale di rigassificazione offshore della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. ubicato al largo del litorale tra Livorno e la foce dell'Arno (Marina di Pisa)

VISTA la legge 29 settembre 1980, n. 662, recante “Ratifica ed esecuzione della Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi e del protocollo d'intervento in alto mare in caso di inquinamento causato da sostanze diverse dagli idrocarburi, con annessi, adottati a Londra il 2 novembre 1973”;

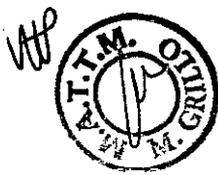
VISTA la legge 4 giugno 1982, n. 438, recante “Adesione ai protocolli relativi alle convenzioni internazionali rispettivamente per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi e per la salvaguardia della vita umana in mare, con allegati, adottati a Londra il 17 febbraio 1978, e loro esecuzione”;

VISTA la legge 8 luglio 1986, n. 349, recante “Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale”;

VISTA la legge 26 ottobre 1995, n. 447, recante “Legge quadro sull'inquinamento acustico”;

VISTO il decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i. relativo al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 31 gennaio 2005, di concerto con il Ministro delle attività produttive e con il



Ministro della salute, recante “Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372”;

VISTO il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante “Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento” e successive modifiche ed integrazioni;

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante “Norme in materia ambientale” e successive modifiche ed integrazioni;

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, recante “Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 agosto 2006, n. 248” e in particolare l'articolo 10;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 25 settembre 2007, n. 153, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTA la direttiva 2008/01/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento;

VISTO il decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4, recante “Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale”;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 7 agosto 2008, n. 224, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128, recante “Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69”, ed in particolare l'articolo 4, comma 5;



VISTO il provvedimento di compatibilità ambientale n. DEC/DSA/01256 del 15 dicembre 2004 relativo alla realizzazione di un terminale offshore per la rigassificazione di GNL al largo della costa Toscana;

VISTO il provvedimento n. DVA-2010-0025280 del 20 ottobre 2010 di esclusione dalla procedura di VIA relativo ad aggiornamenti progettuali in fase di ingegneria esecutiva in relazione al progetto "terminale di rigassificazione GNL" localizzato al largo della costa Toscana, come modificato dal provvedimento n. DVA-2011-0024915 del 4 ottobre 2011;

VISTA l'istanza presentata in data 4 agosto 2010, con nota n. 2010/OUT/GENER/B/0278, dalla società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) a questo Ministero ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio del terminale di rigassificazione offshore ubicato al largo del litorale tra Livorno e la foce dell'Arno (Marina di Pisa), con relativa attestazione di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria prevista dal decreto interministeriale 24 aprile 2008;

VISTA la nota DVA-2010-0022625 del 24 settembre 2010 con la quale la Direzione Generale per le valutazioni ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento ai sensi del titolo III-*bis* della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0001894 del 28 settembre 2010 di costituzione del Gruppo istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;

PRESO ATTO che l'autorizzazione non riguarda l'esercizio di impianti a terra o di infrastrutture di collegamento a terra e che, pertanto, l'istruttoria è condotta dai soli commissari di nomina ministeriale, mancando enti territoriali competenti;

PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "Corriere della Sera" in data 8 ottobre 2010 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DVA-2010-0026057 del 28 ottobre 2010;

VISTA la richiesta di proroga del termine per la presentazione delle integrazioni di cui al punto precedente, presentata dal Gestore con nota del 2 dicembre 2010 e la proroga concessa dalla Direzione Generale con nota DVA-2010-0030504 del 16 dicembre 2010;



VISTA la documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota n. 2010/OUT/GENER/B/0425 del 23 dicembre 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 10 gennaio 2011, al n. DVA-2011-000269;

VISTA l'ulteriore documentazione integrativa volontaria dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota n. 2011/OUT/GENER/B/0207 del 21 giugno 2011, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 30 giugno 2011, al n. DVA-2011-0015727, comprensiva degli approfondimenti riguardanti la gestione delle torce di stabilimento richiesti con nota DVA-2011-009754 del 21 aprile 2011;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 17 febbraio 2012, n. 33, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTA la nota CIPPC-00-2012-000230 del 19 aprile 2012 di costituzione del Gruppo istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;

VISTA l'ulteriore documentazione integrativa volontaria dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota n. 2012/OUT/GENER/B/0273 del 14 maggio 2012, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 21 maggio 2012, al n. DVA-2012-0012094;

VISTA l'ulteriore documentazione integrativa volontaria dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota n. 2012/OUT/GENER/B/0458 del 18 luglio 2012, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 24 luglio 2012, al n. DVA-2012-0017954;

VISTA l'ulteriore documentazione integrativa volontaria dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota n. 2012/OUT/GENER/B/0496 del 1° agosto 2012, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 10 agosto 2012, al n. DVA-2012-0019303;

VERIFICATO che, ai fini dell'applicazione dell'articolo 29-*sexies*, comma 8, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, l'impianto è stato assoggettato a provvedimenti adottati ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334;

VISTA la nota prot. n. 21396 del 12 dicembre 2012, acquisita al protocollo del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare il 14 dicembre 2012, al n. DVA-2012-0030658, con cui il Comitato Tecnico Regionale per la



Toscana ha trasmesso le conclusioni dell'istruttoria del rapporto definitivo di sicurezza svolta ai sensi del citato decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i.;

VISTA la nota prot. n. 0005485 del 30 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 31 marzo 2010, al n. DVA-2010-0008675, con cui il Ministero dell'Interno ha comunicato che l'espressione del proprio parere ai fini del rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio degli impianti soggetti alla disciplina di cui al citato decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 è sostituita dall'acquisizione delle conclusioni delle istruttorie svolte ai sensi del medesimo decreto;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale è stata garantita presso la competente Direzione Generale e che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

RILEVATO che non sono pervenute, ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e degli articoli 9 e 10 della legge 7 agosto 1990, n. 241, osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

VISTA la nota CIPPC-00-2012-0001571 del 4 dicembre 2012 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio del terminale di rigassificazione offshore della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., ubicato al largo del litorale tra Livorno e la foce dell'Arno (Marina di Pisa), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

VISTA la nota del 14 dicembre 2012, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 17 dicembre 2012, al n. DVA-2012-0030745, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2012-0001571 del 4 dicembre 2012;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 18 dicembre 2012 della Conferenza dei servizi, convocata ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 5, del citato decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2012-0031150 del 19 dicembre 2012;

CONSIDERATO che la partecipazione alla Conferenza dei servizi è limitata alle Amministrazioni centrali dello Stato tenuto conto dell'ubicazione in mare dell'impianto;

VISTA la nota CIPPC-00-2012-0001700 del 20 dicembre 2012 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio definitivo, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo,

MP



recependo le determinazioni definite in sede di Conferenza dei servizi del 18 dicembre 2012;

CONSIDERATO che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Large Combustion Plant" (luglio 2006), "Energy efficiency techniques" (luglio 2007), "General principles of monitoring" (luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (dicembre 2001), "Emissions from Storage" (luglio 2006), "Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector" (febbraio 2003);

VISTI i compiti assegnati all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale dall'articolo 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

RILEVATO che, in sede di Conferenza dei servizi, l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale ha reso il previsto parere in ordine al piano di monitoraggio e controllo;

FATTO SALVO il rispetto delle prescrizioni stabilite nei provvedimenti in materia di compatibilità ambientale;

SENTITI i Ministri dell'interno, del lavoro e delle politiche sociali, della salute, dello sviluppo economico e delle politiche agricole, alimentari e forestali;

VISTA la nota DVA-4RI-2013-02 del 7 gennaio 2013, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell' articolo 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n. 241 e s.m.i., ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., identificata dal codice fiscale 07197231009 con sede legale in piazza della Repubblica, 22 - 20124 Milano (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio terminale di rigassificazione offshore ubicato a 12 miglia nautiche al largo del litorale tra Livorno e la foce dell'Arno (Marina di Pisa), di cui si riportano le coordinate (WGS 84): 43° 38' 40" N e 9° 59' 20" E, alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 20 dicembre 2012 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2012-0001700 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 4 agosto 2010 dalla società OLT Offshore LNG



Toscana S.p.A. ed integrata il 23 dicembre 2010, il 21 giugno 2011, il 14 maggio 2012, il 18 luglio 2012 ed il 1° agosto 2012, (nel seguito indicata come istanza).
Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio dell'impianto chimico dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.

Art. 1

LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento. In particolare, le prescrizioni e i valori limite di emissione indicati nel capitolo 9 "Prescrizioni" dell'allegato parere istruttorio, si applicano a decorrere dal momento dell'immissione di gas in rete.
2. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.

Art. 2

PRESCRIZIONI RELATIVE ALLA PREVENZIONE DEI PERICOLI DI INCIDENTI RILEVANTI

1. Ai sensi dell'articolo 29-*sexies*, comma 8, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, le prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i. costituiscono parte integrante del presente provvedimento.

Art. 3

ALTRE PRESCRIZIONI

1. Il Gestore è tenuto al rispetto di tutte le prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modifiche ed integrazioni.
2. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.



Art. 4

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, del presente decreto, il Gestore dovrà avviare il sistema di monitoraggio prescritto, concordando con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento dello stesso. Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nell'allegato piano di monitoraggio e controllo relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.
2. L'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale definisce, anche sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
3. Si prevede, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifichi il rispetto di tutte le prescrizioni previste nel parere istruttorio riferendone gli esiti con cadenza annuale all'autorità competente.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1 e 2, l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale nel corso della durata dell'autorizzazione potrà concordare con il Gestore ed attuare adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
5. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che il Gestore fornisca tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare si prescrive che il Gestore garantisca l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, informi tempestivamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto.



40

7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che il Gestore trasmetta gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale.

Art. 5

DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE

1. La presente autorizzazione ha durata di cinque anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, del presente decreto.
2. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sei mesi prima della citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la presente autorizzazione può essere comunque soggetta a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Si prescrive al Gestore di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

Art. 6

TARIFFE

1. Si prescrive il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto del 24 aprile 2008.

Art. 7

AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-*quater*, comma 11, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo.



2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.
3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di prestare, nei tempi previsti dall'art. 208, comma 11, lettera g), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e mantenere per tutto il periodo di validità della presente autorizzazione, nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione, le fidejussioni, eventualmente necessarie relative alla gestione dei rifiuti.

Art. 8
DISPOSIZIONI FINALI

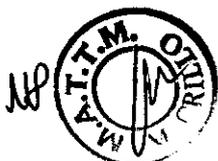
1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto del 24 aprile 2008, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Il presente provvedimento è trasmesso in copia alla società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., nonché notificato ai Ministri dello sviluppo economico, della salute, dell'interno, del lavoro e delle politiche sociali, delle politiche agricole, alimentari e forestali e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale.
5. Ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 13, e dell'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione Generale per le valutazioni ambientali di questo Ministero, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso internet sul sito ufficiale del Ministero.
6. Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.
7. A norma dell'articolo 29-*quattordices*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile, n. 152, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di ammenda da 5.000 a 26.000 euro,



salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 29-*decies*, comma 9, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5.

Corrado Clini





*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E. prot DVA - 2012 - 0031406 del 21/12/2012

@IPPC-00.2012-0001700
del 20/12/2012

Ministero dell' Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

Pratica N:

Ref. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata dalla OLT Offshore LNG Toscana

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono, il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo aggiornati secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza di Servizi tenutasi in data 18 dicembre 2012.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. ~~Dario Ticali~~

All. c.s.



Al. 1700/2012



**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
OLT Offshore LNG Toscana**

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
TERMINALE GALLEGGIANTE PER LA RIGASSIFICAZIONE
OLT Offshore LNG Toscana

**GESTORE
LOCALITÀ**

OLT OFFSHORE LNG TOSCANA

Sito localizzato 12 miglia nautiche al largo del litorale tra Livorno e la foce dell'Arno (Marina Di Pisa), Coordinate 43°38'40"N E 9°59'20"E (Wgs 84) / Livorno (LI)

GRUPPO ISTRUTTORE

- Dott. Chim. Marco Mazzoni - Referente
- Prof. Paolo Bevilacqua
- Dott. Paolo Ceci
- Dott. Ing. Marco Antonio Di Giovanni



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

1.	DEFINIZIONI	5
2.	INTRODUZIONE	6
2.1	ATTI PRESUPPOSTI	6
2.2	ATTI NORMATIVI	6
2.3	ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE	7
3.	OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE	9
4.	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	9
4.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	9
4.2	INQUADRAMENTO AMBIENTALE	12
4.2.1	Aria	12
4.2.2	Acque marine	14
4.2.3	Acque superficiali e sotterranee	15
4.2.4	Suolo e Sottosuolo	15
4.2.5	SIN – Sito di interesse Nazionale	15
4.2.6	Rumore	16
4.2.7	Aree Naturali protette	16
4.2.8	Ulteriori vincoli ed aspetti ambientali	18
5.	ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE	18
5.1	GENERALITÀ	18
5.2	CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	34
5.3	CONSUMI IDRICI	38
5.4	ASPETTI ENERGETICI	41
5.5	SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA	44
5.6	EMISSIONI DI TIPO CONVOGLIATO IN ARIA	51
5.7	TORCIA FREDDA E COLD VENT SYSTEM	58
5.8	EMISSIONI DI TIPO NON CONVOGLIATO IN ARIA	62
5.9	RIFIUTI	64
5.10	RUMORE	72
5.11	SUOLO E SOTTOSUOLO	74
5.12	ODORI	74



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

5.13	ALTRE FORME DI INQUINAMENTO.....	74
6.	IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA.....	75
7.	ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC.....	75
7.1	GESTIONE AMBIENTALE	76
7.2	USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA	78
7.3	UTILIZZO DI MATERIE PRIME.....	80
7.4	ARIA	81
7.5	SERBATOI	83
7.6	ACQUA.....	83
7.7	SUOLO E SOTTOSUOLO	85
7.8	RIFIUTI.....	86
7.9	RUMORE.....	88
8.	CONSIDERAZIONI FINALI	88
8.1	FASI DI AVVIAMENTO E FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO	89
8.2	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI INSTALLAZIONE, PRE-COLLAUDO ED ESERCIZIO PROVVISORIO.....	89
8.3	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI ESERCIZIO DEFINITIVO	92
8.4	PERIODI TRANSITORI	93
9.	PRESCRIZIONI	93
9.1	CAPACITÀ PRODUTTIVA	93
9.2	APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME	93
9.3	EMISSIONI IN ARIA CONVOGLIATE.....	94
9.4	EMISSIONI IN ARIA NON CONVOGLIATE.....	95
9.5	EMISSIONI IN ACQUA	95
9.6	EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI	95
9.7	RIFIUTI.....	95
9.8	MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI.....	97
10.	PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI	98
11.	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	98
12.	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	98



**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
OLT Offshore LNG Toscana**

13. DURATA, RINNOVO E RIESAME	98
14. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO.....	99
15. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	99



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione generale per le Valutazioni Ambientali.
Ente di controllo	L'Istituto Superiore per la protezione e la Ricerca Ambientale, per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo n. 152 del 2006, così come sostituito dall'articolo 8 comma 15 del DLgs 128/2010, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Toscana.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il 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 del decreto legislativo n. 152 del 2006. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 152 del 2006 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC Gestore	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90. La presente autorizzazione è rilasciata a OLT Offshore LNG Toscana, indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n. 152 del 2006 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.
Migliori tecniche disponibili (MTD)	La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1 e del decreto di cui all'articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 11, comma 3.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Uffici presso i quali sono depositati i documenti	I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione generale per le Valutazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito http://aia.minambiente.it , al fine della consultazione del pubblico.
Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa di inquinante espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, segnatamente quelle di cui all'allegato III del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.

2. INTRODUZIONE

2.1 ATTI PRESUPPOSTI

Visto	il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
visto	il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB-DEC-2012-0033 del 17/02/2012, che nomina i componenti della Commissione istruttoria AIA-IPPC;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2012-000230 del 19/04/2012, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale per la Soc. OLT OFFSHORE LNG TOSCANA S.p.A. – Terminale galleggiante di rigassificazione GNL-FSRU Toscana al Gruppo Istruttore così costituito: <ul style="list-style-type: none">• Dott. Chim. Marco Mazzoni – Referente GI• Prof. Paolo Bevilacqua• Dott. Paolo Ceci• Dott. Ing. Marco Antonio Di Giovanni
visto	il Decreto Ministeriale del 23 Febbraio 2006 di autorizzazione alla costruzione ed esercizio del terminale di rigassificazione e del metanodotto sottomarino, ai sensi dell'art. 8 della Legge No. 340/00 di autorizzazione alla costruzione ed esercizio del terminale di rigassificazione e del metanodotto sottomarino, con la relativa emissione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 23 febbraio 2010, successivamente volturato in favore di Snam Rete Gas con Decreto del Ministero dello sviluppo Economico del 23 aprile 2010 per la parte del Progetto relativa alla realizzazione e all'esercizio del gasdotto.
preso atto	che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA: <ul style="list-style-type: none">• ing. Daniele Spizzichino• arch. Liana De Rosa

2.2 ATTI NORMATIVI

Visto	il decreto legislativo 03 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" e s.m.i.;
vista	la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
visto	il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 giugno 2005;



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 98 del 28 aprile 2006;
- visto l'articolo 3 del decreto legislativo 152/2006, che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- 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, a norma del decreto legislativo 152/2006, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo decreto legislativo 152/2006;
 - 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;
- visto l'articolo 8 del decreto legislativo 152/2006, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- visto inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del decreto legislativo 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale".

2.3 ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata trasmessa in data 04/08/2010, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DVA-2010-0019841 del 09/08/2010, Soc. OLT OFFSHORE LNG TOSCANA S.p.A. – Terminale galleggiante di rigassificazione GNL-FSRU Toscana con sede legale Piazza della Repubblica, 22 – 20124 Milano (MI) - Recapiti telefonici: 02 366735 int. 45 e int. 2
- esaminato il DEC VIA 1256 del 15/12/2004 (Parere di compatibilità ambientale favorevole per la realizzazione del terminale galleggiante per la rigassificazione di GNL e relativo gasdotto di collegamento);
- il provvedimento DVA-2010-0025280 del 20/10/2010 (verifica di assoggettabilità alla VIA relativa al terminale galleggiante per la rigassificazione di GNL);
- il provvedimento DVA - 2011-0024915 del 04/10/2011 relativo alla modifica della prescrizione n. 4 del provvedimento DVA – 2010-0025280 del 20/10/2010:
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore prot. CIPPC 00 – 2011 – 0000069 del 19/01/2011; (richiesta di integrazioni effettuata dal MATTM al Gestore con nota prot. CIPPC-00_2010-0002178 del 02/11/2010; DVA – 2010 – 0026057 del 28/10/2010)
- esaminate le integrazioni volontarie e i chiarimenti trasmessi dal gestore, prot. CIPPC 00 – 2011 – 0001157 del 24/06/2011;
- le integrazioni volontarie e i chiarimenti trasmessi dal gestore, prot. CIPPC 00 – 2012 – 000372 del 14/05/2012;
- le integrazioni volontarie trasmesse dal gestore prot. CIPPC 00 – 2012 – 000806 del 23/07/2012 a seguito della riunione tenutasi il 26/06/2012 – prot.11-019-H19, lug. 2012; Generatori Diesel Ago. 2012



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

la nota integrativa trasmessa dal gestore prot. CIPPC 00 – 2012 – 000906 del 08/08/2012 a seguito dalla riunione tenutasi presso la sede ISPRA il 31/07/2012;

le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale o comunitario per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:

- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);
- Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);
- Grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili – ultima revisione disponibile: 28 Giugno 2006;
- il decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare "Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (G.U. n. 51 del 3-3.2009 – S.O. n.29) "1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW"
- i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006;
- Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) - Luglio 2007;
- Reference Document on General Principles of Monitoring - Luglio 2003;
- Reference Document on Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001;
- Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage (Luglio 2006);
- Reference Document on Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector – Febbraio 2003.

esaminati

i seguenti documenti prodotti dal Supporto tecnico ISPRA:

- scheda sintetica n. prot. CIPPC-00_2010-0002123 del 26/10/2010,
- relazione istruttoria Rev.3 n. prot. CIPPC-00_2012-0000870 del 01/08/2012,
- piano di monitoraggio e controllo n. prot. CIPPC-00_2012-0001684 del 18/12/2012;

preso atto

degli esiti della riunione tra Gruppo Istruttore e Gestore di cui al verbale n. prot. CIPPC-00_2011-0000705 del 21-04-2011;

degli esiti della riunione del Gruppo Istruttore di cui al verbale n. prot. CIPPC-00_2012-0000638 del 28-06-2012;

degli esiti della riunione tra Gruppo Istruttore e Gestore di cui ai verbali n. prot. CIPPC-00_2012-0000859 del 01-08-2012 e n. prot. CIPPC-00_2012-0000860 del 01-08-2012 (sessione riservata);

vista

la nota di trasmissione inviata per approvazione del Parere Istruttoria in data 28-08-2012 dal Referente del GI per il tramite della segreteria IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC 00_2012-000932 del 28-08-2012

esaminate

le risultanze della Conferenza di Servizi, tenutasi in data 18/12/2012, U.prot. DVA-2012-0031150 del 19/12/2012 recepite con prot. CIPPC-00_2012-0001699 del 20/12/2012;



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Ragione sociale	OLT Offshore LNG Toscana spa
Sede legale	Piazza della Repubblica, 22 – 20124 Milano (MI) - Recapiti telefonici: 02 366735 int. 45 e int. 2 e-mail: info@oltoffshore.it
Sede operativa	Il sito è localizzato 12 miglia nautiche al largo del litorale tra Livorno e la foce dell'Arno (Marina di Pisa), coordinate 43° 38' 40" N e 9° 59' 20" E (WGS 84)
Tipo di impianto:	Impianto nuovo prima autorizzazione - TERMINALE GALLEGGIANTE PER LA RIGASIFICAZIONE
Codice e attività IPPC	Attività: Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW (localizzato interamente in mare) Codice: IPPC 1.1 Classificazione NACE: Sezione E - Codice 40-11 Classificazione NOSE-P: Impianto di combustione >50 e <300MW - Codice 101.02
Gestore	Attività: Rigassificazione GNL Codice: IPPC: l'attività di rigassificazione di GNL non rientra tra quelle classificate IPPC Classificazione NACE: 35.2 Classificazione NOSE-P Numero di addetti: max. 44 Attività: continua OLT Offshore LNG Toscana (Valter Pallano – Peter Carolan) Piazza della Repubblica, 22 – 20124 Milano (MI) Recapiti 02 36673545 - 02 36673522 info@oltoffshore.it
Referente IPPC	Marika Dott. VENTURI Piazza della Repubblica, 22 – 20124 Milano (MI) Recapiti telefonici: 3341142759 (interno 02 36673528) marika.venturi@oltoffshore.it
Numero di addetti	44
Impianto a rischio di incidente rilevante	SI
Procedimenti penali in corso	NO
Sistema di gestione ambientale	NO

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

4.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il terminale galleggiante per la rigassificazione del GNL (nave gasiera convenzionale modificata-FSRU Toscana), la cui realizzazione è stata autorizzata con Decreto del MAP del 23/02/2006 ai sensi dell'art.8 della L.340/00 e con Decreto del MSE del 20/11/2006 ai sensi della L.327/01, è localizzato a c.a. 22 km¹ al largo del litorale tra Livorno e la foce dell'Arno, in uno specchio di mare con profondità pari a 120 metri, in direzione nord-ovest rispetto al Canale Scolmatore del Fiume Arno. Esso è ancorato in mare aperto e collegato alla stazione di smistamento della rete gas,

¹ Distanza pari a 12 miglia nautiche.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

in località Suese del Comune di Collesalveti attraverso un gasdotto in parte marino ed in parte terrestre. L'area marittima dell'intervento appartiene alla Circostrizione territoriale marittima della Capitaneria di Porto di Livorno², e, limitatamente ai servizi portuali, rientra nella competenza dell'Autorità portuale di Livorno.

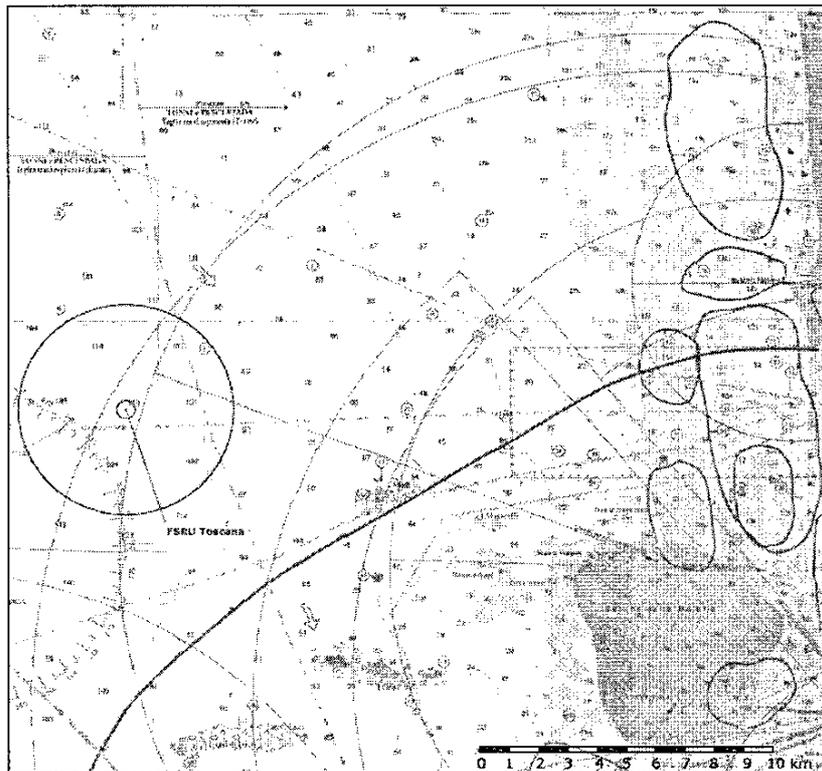


Figura 1- Localizzazione del punto di ormeggio terminale (All.A13)

La soluzione tecnologica del terminale galleggiante è caratterizzata da forte flessibilità rispetto alle tipologie di terminali fissi, per i quali la realizzazione resta fortemente condizionata dalla natura e dalla profondità dei fondali.

La superficie potenzialmente occupabile dalla nave con la rotazione risulta pari a circa 287.000 m², secondo quanto indicato nella Concessione Demaniale, ed è comprensiva dell'area occupata dalle catene di ancoraggio.

La superficie relativa all'impianto di produzione di energia risulta essere così suddivisa:

- Produzione di energia elettrica:

Nuove turbine a vapore - 266 m²

Turbine esistenti - 239 m²

- Produzione di energia termica:

Boilers - 344 m²

² La Circostrizione territoriale marittima della Capitaneria di Porto di Livorno esercita il potere concessorio sull'area in esame.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Nell'intorno del terminale è prevista una zona di rispetto, pattugliata 24 ore su 24 da una nave di sorveglianza nell'area interna al raggio di 2 miglia.

Il sistema di ancoraggio è garantito da una torretta installata a prua del terminale, contenente i riser di collegamento con la *sealine* sottomarina, intorno alla quale il terminale è in grado di ruotare liberamente, godendo del vantaggio di disporsi secondo il vento, le correnti e le onde prevalenti, ed allo stesso tempo garantendo un elevato margine di sicurezza ed un ampio *range* operativo nella fase di attracco e di scarico delle navi trasporto di GNL.

Il progetto viene completato con la realizzazione di un gasdotto sottomarino, che va dal sito di ormeggio alla foce del canale Scolmatore dell'Arno ed in sponda sinistra del canale Scolmatore dell'Arno per il tratto terrestre. La condotta ha un diametro pari a 32'' e lunghezza totale di 29.5 km. In particolare dal punto di approdo della condotta sottomarina per i primi 2 km, il gasdotto corre interrato nell'alveo del canale, dalla progressiva 2 km alla progressiva 5 km corre all'interno della golena del canale fino alla progressiva 7,5 km, dove raggiunge l'area terminale delle cabine di smistamento della Snam Rete Gas ed ASA (Azienda servizi ambientali).

Tabella I- Caratteristiche principali dell'opera³

- Capacità massima di stoccaggio GNL lorda (100% del volume totale): 137.500 m³
- Capacità di stoccaggio GNL netta²: circa 135.000 m³
- Capienza degli alloggi massima: 44 persone
- Vita di progetto del Terminale galleggiante: 20 anni
- Operatività annua media di progetto: 350 giorni/anno
- Produzione massima di gas annua autorizzata: 3.750.000.000 Sm³/anno
- Pressione massima di export del gas: 80 bar
- Temperatura gas: 3 -50° C
- Indice di Wobbe: 47,31 - 52,33 MJ/Sm³.

Con integrazione volontaria del gennaio 2011⁴ il Gestore porta a conoscenza del procedimento istruttorio che per la condotta sottomarina di collegamento tra il Terminale e la rete nazionale dei gasdotti (Marzo 2008), ha sottoscritto con Snam Rete Gas S.p.A. un contratto per la realizzazione e la gestione della stessa, trasferendo a quest'ultima tutte le relative autorizzazioni.

Il trasferimento è avvenuto con la voltura dei seguenti atti:

- Decreto Ministeriale del 23 Febbraio 2006 di autorizzazione alla costruzione ed esercizio del terminale di rigassificazione e del metanodotto sottomarino, ai sensi dell'art. 8 della Legge No. 340/00 di autorizzazione alla costruzione ed esercizio del terminale di rigassificazione e del metanodotto sottomarino, con la relativa emissione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 23 febbraio 2010, successivamente volturato in favore di Snam Rete Gas con Decreto del Ministero dello sviluppo Economico del 23 aprile 2010 per la parte del Progetto relativa alla realizzazione e all'esercizio del gasdotto;
- Decreto Autorizzativo ai sensi della Legge 327/01 del 20 Novembre 2006 per quanto riguarda il metanodotto in terraferma, avvenuta con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 Novembre 2010.

³ Dal DEC VIA 2004 1256 e dalle integrazioni volontarie del 21/05/2012 prot. DVA-2012-0012094

⁴ Integrazione alla documentazione di AIA, Doc. No 11-019- HI e da quelle del 21/05/2012 prot. DVA-2012-0012094



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Conseguentemente per quanto riguarda il gasdotto in mare e a terra la titolarità e la responsabilità delle procedure autorizzative è ora in capo a Snam Rete Gas S.p.A., e pertanto esula dal presente procedimento. L'analisi degli strumenti di programmazione territoriale, stando alla localizzazione offshore dell'impianto di produzione di energia, risulta inapplicabile se non in relazione ai tracciati delle condotte marine e terrestri tuttavia riferibili ad altro procedimento autorizzativo.

In merito alla programmazione regionale di settore energetico, la realizzazione dell'impianto di rigassificazione è coerente con gli obiettivi del Piano energetico regionale (PER) della Toscana, approvato con DCR n.1 del 18.1.2000, e con le strategie locali che prevedono tra l'altro la fornitura gas con linea dedicata per la conversione della centrale Enel di Livorno⁵.

4.2 INQUADRAMENTO AMBIENTALE

4.2.1 Aria⁶

Lo stato di qualità dell'aria nella Provincia di Livorno è significativamente influenzato dalla presenza dei comparti industriali del capoluogo e dei centri di Rosignano Marittimo e Piombino. Alle spalle dell'area portuale di Livorno, insistono industrie petrolchimiche, lavorazioni meccaniche, attività di cantieristica e, nei dintorni della città, il vasto Interporto "Amerigo Vespucci" di Guasticce.

Il *Piano di Risanamento e Mantenimento della Qualità dell'Aria*⁷ del gennaio 2008 (Piano Regionale d'Azione Ambientale 2007-2010), classifica l'area comunale di Livorno come *Zona di risanamento di Pisa e Livorno* nella quale elaborare ed attuare piani o programmi di risanamento. Lo scenario proposto dal Piano Regionale stima al 2010 una riduzione del 16% delle emissioni totali regionali di NOx e del 9% per quelle di PM10.

La classificazione dei comuni, relativamente a ciascuna sostanza inquinante con valori limite determinati (limite di protezione della salute umana), avviene attraverso una ripartizione in quattro tipologie di zona indicate con le lettere A, B, C e D.

Tabella 2- Tipologie di zone individuate dalla classificazione regionale

Tipo di zona	Criterio di classificazione
A	Livelli inferiori alla soglia di valutazione superiore: assenza rischio di superamento del valore limite.
B	Livelli compresi tra la soglia di valutazione superiore ed il valore limite: rischio di superamento del valore limite.
C	Livelli superiori ai valori limite ma inferiori al margine di tolleranza temporaneo.
D	Livelli superiori al valore limite aumentato del margine di tolleranza temporaneo.

⁵ Protocollo d'intesa tra Regione Toscana, Provincia di Livorno, Comune di Livorno ed Enel Produzione del 18.6.2002.

⁶ Dal *Rapporto Annuale sulla Qualità dell'aria*- Provincia di Livorno, ARPA Toscana, 2009.

⁷ Classificazione del territorio regionale (DGR 1325/03) aggiornata al 2006.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

In base a tale classificazione il Comune di Livorno risulta:

- zona A- piombo e monossido di carbonio;
- zona B- biossido di zolfo (insieme ai comuni di Collesalveti e Piombino) e benzene;
- zona D- biossido di azoto;
- zona C- PM10 e ozono.

Il monitoraggio della qualità dell'aria è affidato alla rete provinciale costituita complessivamente da 13 stazioni fisse (9 per il solo monitoraggio degli inquinanti, 3 utilizzate sia per il monitoraggio degli inquinanti che come stazioni meteo e 1 solo come stazione meteorologica) e da una postazione mobile di rilevamento degli inquinanti. Tale rete è dotata di una strumentazione idonea al rilevamento e misura degli inquinanti "tradizionali", e di quelli tipicamente associati al traffico urbano, come la frazione di polveri fini PM_{2,5}, e l'insieme di composti aromatici BTEX (Benzene, Toluene, Etilbenzene e Xileni).

La gestione operativa della rete pubblica e la raccolta, la validazione, l'elaborazione e la restituzione dei dati sono affidate al Centro Operativo Provinciale (COP), gestito da ARPAT.

Dai dati pubblicati nella *Relazione annuale sulla qualità dell'aria 2009* di ARPAT Dipartimento Provinciale di Livorno, ricaviamo la valutazione sul singolo inquinante:

- **monossido di carbonio**, non si evidenziano particolari criticità. L'andamento annuale degli indicatori mostra inoltre che continuano ad esistere le condizioni per mantenere un trend positivo anche negli anni a venire;
- **biossido di zolfo**, non si evidenziano particolari criticità. L'andamento annuale degli indicatori mostra il verificarsi di una tendenza alla diminuzione dei valori di concentrazione riscontrati. Anche se il livello di qualità relativamente alla SO₂ può essere considerato buono, la campagna di monitoraggio effettuata con il mezzo mobile ha evidenziato che l'area portuale rappresenta ancora una sorgente significativa per questo inquinante;
- **biossido di azoto**, il confronto con i valori limite fissati dalla normativa mostra come continuino ad esistere elementi di criticità per le centraline della Provincia di Livorno considerate da "traffico". In particolare due delle 12 stazioni di monitoraggio del biossido di azoto, ovvero la stazione urbana di viale Carducci (56 µg/m³) nella città di Livorno e la stazione di Viale Unità d'Italia nel comune di Piombino (47 µg/m³), evidenziano valori di media annua superiori ai limiti normativi;
- **PM₁₀**, si evidenzia una tendenza generalizzata alla diminuzione delle concentrazioni di PM₁₀ in tutte le centraline della rete provinciale, sia in termini di media annuale che di numero di superamenti della media giornaliera. Tale diminuzione, così marcata negli ultimi due anni, è probabilmente legata in parte al miglioramento del parco dei veicoli circolanti e in parte alla maggior piovosità registrata nel periodo;
- **PM_{2,5}**, non si evidenziano criticità. Il trend è in continua diminuzione in entrambe le centraline (Viale Carducci a Livorno, Poggio San Rocco di Rosignano M.mo);
- **benzene**, non si evidenziano criticità;
- **ozono**, nonostante il trend in diminuzione sia della media annuale che del numero della medie su 8 ore massime giornaliere > 120 µg/m³, la situazione continua a permanere critica. (Poggio San Rocco a Rosignano M.mo e Piazza Cappelletto a Livorno). A tale criticità



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

contribuisce la presenza del biossido d'azoto, che rappresenta uno dei precursori più importanti per la formazione dell'ozono troposferico, in particolare per l'area urbana della città di Livorno.

Nello Studio di impatto ambientale presentato in sede di istanza di pronuncia di compatibilità ambientale per la realizzazione del terminale galleggiante per la rigassificazione del GNL, il gestore evidenzia che la media annua delle concentrazioni di NOx, relative all'intero stabilimento, presenta il suo valore massimo in mare aperto, in una area di 3- 4 km nell'intorno del terminale, con valori dell'ordine del decimo di $\mu\text{g}/\text{m}^3$, valori che in prossimità della costa e sul primo entroterra scendono all'ordine del centesimo di $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

La distanza dell'impianto dalla terraferma, rende evidente che il contributo in termini emissivi di NO2 derivanti dai processi produttivi sono del tutto trascurabili.

4.2.2 Acque marine

Gli apporti dei principali fiumi e torrenti influenzano gli aspetti qualitativi delle acque, oltre a quelli sedimentologici, della porzione marina interessata dall'istallazione dell'impianto e dal gasdotto in progetto. Secondo gli studi presentati dal gestore in sede di domanda⁸, il carico tossico è determinato principalmente dagli scarichi provenienti dagli impianti di depurazione, sia civili che industriali, la percentuale di ossigeno disciolto mostra un picco alla fine delle fioriture algali primaverili, mentre il contenuto di ossigeno disciolto evidenzia occasionalmente fioriture di fitoplancton e anche di alghe potenzialmente tossiche ma con assenza di tossine nei bivalvi e nei pesci. Sia i nitriti che i nitrati presentano i massimi di concentrazione in inverno, mentre il livello di salinità non mostra variazioni stagionali rilevanti. L'indice TRIX per le stazioni a nord del Porto di Livorno denota uno stato trofico classificabile tra mediocre e buono, con valori al limite dello scadente per la stazione situata in prossimità della Foce del fiume Arno.

L'analisi sullo stato di qualità delle acque marine, desunto dai dati pubblicati nell'ultima *Relazione sullo stato dell'ambiente in Toscana 2009* (ARPAT), mette in evidenza valori degli indicatori di balneabilità e di qualità batteriologica (IQB) a tratti critici, per il tratto di costa compreso tra il confine toscano-ligure ed il porto di Livorno ad eccezione della porzione pisana.

La situazione di forte compromissione è perlopiù determinata dalle pressioni antropiche e dalle caratteristiche naturali del litorale (scarso ricambio idrico, consistenti apporti fluviali).

L'idoneità alla balneazione per la stagione 2008, che esprime in termini percentuali il numero dei campionamenti con esiti positivi sul totale dei campionamenti osservati nella stagione balneare (conformità al DPR 470/82 e s.m.i.), individua divieti di balneazione in meno dell'1% della costa toscana per motivi dipendenti dall'inquinamento, ed idoneità per il 99,0% dei punti di controllo del litorale livornese.

Per quanto riguarda l'indice di qualità batteriologica (IQB) per lo stesso periodo, ovvero la misura del livello qualitativo delle acque di balneazione attraverso gli effettivi livelli di stress, mostra una tendenza al peggioramento rispetto all'anno precedente, seppur all'interno delle periodiche fluttuazioni registrate anche nel passato. In particolare, per il litorale di Livorno si è registrato uno scadimento qualitativo con un livello che da sufficiente è passato a mediocre.

⁸ Studio di Impatto Ambientale, 2003.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

In merito al monitoraggio dello stato qualitativo delle acque marine per l'area di ormeggio del Terminale, con particolare riferimento alle caratteristiche chimico-fisiche, nell'ambito del Provvedimento di Esclusione dalla VIA Prot. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010⁹ è stato previsto il monitoraggio dello stato *ante-operam* mediante misure su 4 punti a distanza di 100 m dal Terminale su tutta la colonna d'acqua.

Con riferimento alla presenza di dati aggiornati relativi a tale campagna di monitoraggio, il Gestore in sede di GI del 20/04/20011 ha dichiarato che allo stato non è stato ancora attuata alcuna attività di monitoraggio delle acque marine, così come previsto dal provvedimento ministeriale.

In sede di Conferenza dei Servizi, svoltasi il 18/12/2012, il gestore ha data notizia della realizzazione della campagna di "bianco" prevista dal Piano di Monitoraggio dell'Ambiente Marino.

4.2.3 Acque superficiali e sotterranee

L'analisi delle acque superficiali e sotterranee esula dal presente studio in quanto l'impianto in esame è localizzato su terminale galleggiante offshore.

4.2.4 Suolo e Sottosuolo

Il fondale dell'area di studio è costituito da una superficie relativamente piatta, inclinata verso occidente. Nella parte meridionale, coincidente con l'area di studio, questa morfologia semipianeggiante è complicata dalla presenza di importanti elementi geomorfologici quali le Secche della Meloria, caratterizzate dai bassi fondali che si estendono per circa 30-40 Km² con una profondità che varia da 20-25 m fino a 2-3 m.

I sedimenti che si accumulano sulla piattaforma continentale derivano dal materiale trasportato dai fiumi e torrenti che sfociano in quest'area. La classificazione granulometrica dell'area lungo l'ampio tratto di costa nella zona a sud di Tirrenia (Pisa), a profondità comprese tra 2 e 4 m, mostra percentuali di sabbia media (0,3 – 1 mm), sabbia grossa (1 – 2 mm) e ghiaia fine (< 2 mm) attorno all'1 – 2%. Oltre il 95% del sedimento è composto da limo (< 0,075 mm) e sabbia fine (0,075 – 0,3 mm). Quest'ultima aumenta passando dalle zone Nord a quelle Sud (da circa il 79% al 88%) e diminuisce passando da 2 a 4 m di profondità (dal 87% al 61%). Inversamente il limo diminuisce passando da Nord a Sud (dal 17% al 8%) e aumenta passando da 2 a 4 m di profondità (dal 9% al 16%). Il sito di ormeggio del terminale ricade all'interno di una area di 2x5 miglia quadrate, con batimetria 100-120 m, in passato oggetto di sversamento dei fanghi di dragaggio del porto di Livorno, motivo per il quale l'area da tempo non è più utilizzata per la pesca a traino di fondo.

4.2.5 SIN – Sito di interesse Nazionale

La presenza del *Sito di interesse nazionale per bonifiche e ripristino ambientale* (SIN) di Livorno, così come perimetrato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio con DM 24.2.2003, non interferisce con la localizzazione dell'impianto, ma si limita ad interessare alcune centinaia di metri del tracciato della condotta sottomarina, ed alcune decine di metri del gasdotto a terra in prossimità della tratta ferroviaria Livorno-Pisa, ad oggi proprietà della Snam Rete Gas S.p.A.

⁹ Prescrizione No. 7 punto a).



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Dall'analisi del Decreto VIA del MATTM n.1256 del 15 dicembre 2004 per la pronuncia di compatibilità ambientale sulla realizzazione dell'impianto di rigassificazione galleggiante, si evince che la campionatura dei fondali, effettuata in 18 punti lungo la rotta del gasdotto tra le batimetriche 2,4 - 106 m, con modalità e profondità conformi al DM 24.1.1996, mostra un contenuto di inquinanti (metalli pesanti, IPA, PCB, pesticidi, etc) variabile, che nella grande maggioranza dei campioni è risultato inferiore al livello chimico di base (LCB)¹⁰.

Nel successivo Decreto direttoriale del 5 agosto 2009, concernente il provvedimento finale di adozione delle determinazioni conclusive della Conferenza dei Servizi decisoria relativa al sito di bonifica di interesse nazionale di "Livorno" del 23/7/09, si richiamano invece i risultati della caratterizzazione dei sedimenti marini nell'ambito del progetto di realizzazione del gasdotto di collegamento del terminale galleggiante di rigassificazione e la costa. Da questi risulta il superamento dei valori limite per gli IPA totali (19.589,4 \square g/kg ss) e per le singole specie in un unico campione corrispondente al livello 100-120 cm della stazione CO01: benzo(a)pirene (1.623,2 \square g/kg ss) e fluorantene (2.036 \square g/kg ss).

4.2.6 Rumore

La normativa di settore non è applicabile al caso in esame in quanto trattasi di impianto offshore localizzato in mare aperto.

I limiti fissati dalla normativa nazionale sono infatti riferiti alle destinazioni d'uso di tipo urbanistico e ai ricettori, che non possono essere individuati nel contesto in cui opera il Terminale.

4.2.7 Aree Naturali protette

La presenza di aree protette della Regione Toscana è davvero consistente. La sola provincia di Livorno annovera la presenza di:

- Parco Nazionale dell'Arcipelago Toscano, con il più grande parco marino d'Europa che tutela 56.766 ettari di mare e 17.887 ettari di terra. Comprende tutte le sette isole principali dell'Arcipelago Toscano oltre ad alcuni isolotti minori e scogli;
- Parco Regionale di Migliarino, San Rossore, Massaciuccoli, istituito nel 1979, con circa 24.000 ettari di superficie localizzati lungo la costa compresa tra Viareggio e Livorno;
- Riserve Naturali Statali di Bibbona, Calafuria, Isola di Montecristo e Tomboli di Cecina;
- Riserve Naturali Regionali di Padule Orti-Bottagone, preziosa testimonianza delle ormai passate estese paludi della bassa val di Cornia;
- aree protette di interesse locale del Fiume Cecina, della Macchia della Magona, dei Parchi Val di Cornia (con Parco archeologico di Baratti e Populonia, Parco archeominerario di San Silvestro, Parco costiero della Sterpaia, Parco Interprovinciale di Montoni);
- Parco Provinciale dei Monti Livornesi, che comprende i territori situati nei Comuni di Livorno, Collesalveti e Rosignano Marittimo, ed è contiguo alle Aree Naturali Protette di Interesse Locale (A.N.P.I.L) di istituzione comunale: la Foresta della Valle Benedetta, la Foresta di Montenero, Poggio Corbolone, Parrana San Martino, le Sorgenti di Colognole e la Valle del Chioma. Il complesso del Parco e delle aree contigue A.N.P.I.L. costituiscono il Sistema dei Monti Livornesi;

¹⁰ Aspetti tecnico-scientifici per la salvaguardia ambientale nelle attività di movimentazione dei fondali marini, 2002.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

- Zone umide delle Padule di Bolgheri e territori limitrofi.

Il sito del terminale e delle sue infrastrutture marine ricadono all'interno dell'area marina protetta internazionale *Santuario dei cetacei*, istituito in Italia con la legge n.391/2001 di Ratifica ed esecuzione dell'accordo relativo alla creazione nel Mediterraneo di un Santuario per i mammiferi marini, del 25 novembre 1999.

Tale area, creata ai sensi di un Accordo Internazionale tra Francia, Italia e Principato di Monaco, ha un'estensione totale di circa 100.000 kmq ed è delimitata dalle congiungenti tra Pointe Escampobariou (Francia) e Capo Falcone (Sardegna, Italia) ad Ovest e tra Capo Ferro (Sardegna, Italia) e Fosso Chiarone (Italia) ad Est.

Il gestore dichiara che il terminale e la condotta sottomarina non interferiscono con l'Area marina protetta *Secche della Meloria*, dalla quale distano oltre un miglio marino dal limite nord dell'area protetta (Testa di Tramontana), e circa 10 miglia dal limite ovest (Secca di Fuori).

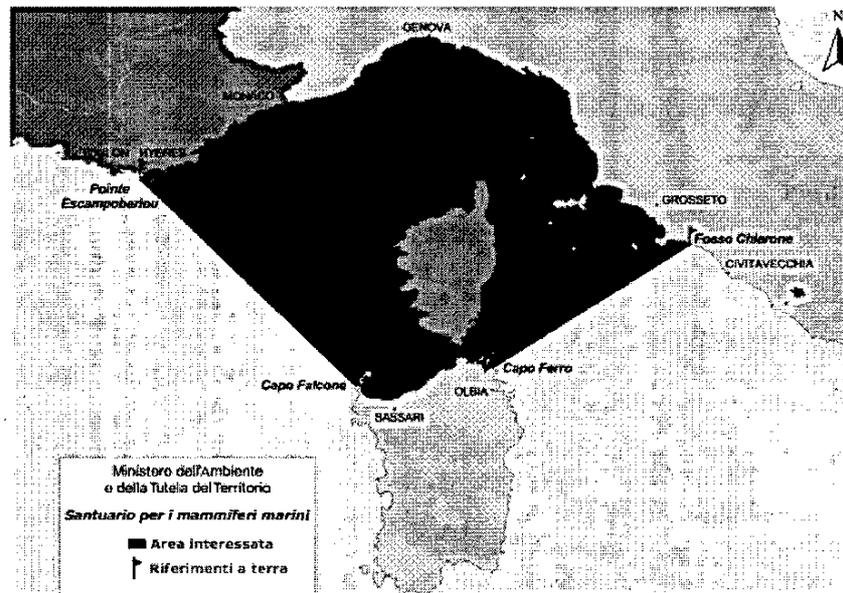


Figura 2- Area marina protetta del Santuario per i mammiferi marini.

Relativamente agli aspetti faunistici, secondo quanto si evince dal Decreto del MATTM n.1256 del 15 dicembre 2004 per la pronuncia di compatibilità ambientale per l'impianto di rigassificazione galleggiante, le indagini condotte recentemente dal Centro di ricerca sui cetacei (CETUS) evidenziano la presenza di gruppi di tursiopi (delfini costieri) durante tutto l'arco dell'anno, a distanze che vanno dai 5 ai 12 miglia dalla costa tra la foce del Serchio e le Secche della Meloria, in maniera prevalente verso la foce del Serchio a circa 10 miglia a Nord del terminale.

A circa 7 miglia a SO del terminale è stato, invece, osservato un branco di 200 stenelle (delfini di largo) che dimorano stabilmente intorno all'isola Gorgona.

In merito agli aspetti floristici, nell'ambito dello stesso decreto si elenca la presenza di:

- piccole aree colonizzate da alcuni esemplari di *Cymodocea nodosa*, tra la batimetrica 5 m e la costa, che comunque non rappresentano strutture biocenotiche complesse e dense;



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

- un'area in cui sono state riscontrate residue formazioni di una precedente prateria di Posidonia¹¹, nella fascia batimetrica 7 - 11 m, ormai non più identificabili con una struttura a prateria ma piuttosto come *ciuffi isolati* (densità inferiori a 50 fasci/m², convenzione di Giraud);

4.2.8 Ulteriori vincoli ed aspetti ambientali

L'allocatione del terminale non interferisce con l'istituzione delle autostrade del mare sulla direttrice tirrenica Genova – Sicilia e Livorno che, in considerazione delle esigenze di ampia navigabilità e della presenza di secche, parchi marini ed aree di attesa per il porto di Livorno, subirà delle modifiche. Nell'area intorno al terminale verrà realizzata una zona di rispetto, interdotta alla navigazione entro 2 miglia di raggio, e graduata per i navigli di stazza inferiore, nella quale è prevista la presenza di una nave di sorveglianza per i pattugliamento 24 ore su 24 l'area interna al raggio di 1 miglio. Secondo quanto dichiarato dal gestore, all'interno del terminale non risultano presenti manufatti in amianto, non risultano presenti trasformatori contenenti PCB in quantitativi superiori a quanto indicato dalla normativa vigente. La presenza di impatti determinati da radiazioni ionizzanti e non ionizzanti non risulta significativa né in fase di costruzione né in fase di esercizio.

5. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE

5.1 GENERALITÀ

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

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

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

I principali sistemi già esistenti sulla metaniera da trasformare sono:

- serbatoi di stoccaggio;
- tubazioni per la movimentazione del GNL e del vapore interne ed esterne alle cisterne;

¹¹ Le praterie di Posidonia oceanica sono considerate nella Direttiva Habitat 92/43/CEE e nel decreto di recepimento DPR n.357/1997, come sistema fondamentale da tutelare per gli equilibri ecologici costieri; anche nel monitoraggio sulla qualità degli ecosistemi costieri.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

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

- sistema di ormeggio laterale;
- sistema di ancoraggio del Terminale (torretta sulla prua);
- bracci di carico del GNL e vapori;
- pompe di rilancio per l'invio del GNL ad alta pressione ai vaporizzatori (pompe booster);
- sistema di ricondensazione del boil-off in eccesso;
- vaporizzatori;
- sistema acqua mare per la vaporizzazione;
- tubazioni addizionali;
- sistemi di sicurezza antincendio e contenimento gas;
- apparecchiature ausiliarie;
- Small HP Pump (915-PS-002): pompa alimentata dal GNL proveniente dal ricondensatore, che porta la pressione del GNL al valore richiesto per il send-out durante il primo avvio, start up e il keep cool dei vaporizzatori.

Gli impianti per la gestione del GNL consentiranno di:

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

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

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Il terminale verrà realizzato modificando una nave convenzionale adibita al trasporto di GNL dotata di cisterne sferiche di tecnologia MOSS (Golar Frost H1444 IMO n. 9253284, costruita dalla Hyundai Heavy Industries).

La nave metaniera è stata costruita nel 2004 in Corea del Sud ed è classificata dall'ente DNV come 1A1 Tanker for Liquefied Gas, Ship Type 2G Corea (-163°C, 500 kg/m³, 0,25 barg), NAUTICUS (Newbuilding), E0, W1-OC, ICS, TMON, PLUS-2 (Longitudinal member only), LCS (SID), COAT 2, CLEAN.

E' stata progettata e costruita in accordo alla normativa navale internazionale vigente, in particolare in accordo all' IGC code "Code for the construction and equipment of ships carrying liquefied gases in bulk". I sistemi di sicurezza della nave sono quindi in linea con i criteri internazionali esistenti per le navi gasiere.

A seguito della conversione della nave metaniera in Terminale galleggiante del tipo FSRU, la classe di appartenenza sarà C HULL FSRU, secondo quanto stabilito da RINA (Registro Italiano Navale). La nave verrà ancorata in mare aperto a 12 miglia nautiche dalla riva tramite un sistema a torretta installato a prua, contenente i *riser* di collegamento con la *sealine* sottomarina.

Il gestore dichiara che dopo la conversione, l'FSRU sarà classificata da RINA (Registro Italiano Navale) in accordo alle RINA "Rules for the classification of floating units intended for production, storage and offloading of liquid hydrocarbons or intended for storage, offloading and regasification of liquefied gases" (Gennaio 2008). L'FSRU manterrà la conformità al IGC Code "International code for construction and equipment of ship carrying liquefied gases in bulk". Si segnala che in conformità al Regolamento RINA sopra indicato, RINA emetterà un Certificato di Classe in cui saranno specificati il servizio di stoccaggio, trasbordo e rigassificazione del gas naturale liquefatto e, nella navigazione, il sito dove il Terminale galleggiante verrà abilitato per operare permanentemente ancorato al fondo marino tramite il monormeggio.

RINA è la Società di classifica italiana ed è membro dell'IACS (International Association of Classification Societies). Il Certificato di Classe fornito da RINA è il documento confermatore che il Terminale è stato progettato e costruito in conformità con i regolamenti di RINA stesso (conformi ai principi fissati internazionalmente dall'Organizzazione Marittima Internazionale - IMO), ed è, pertanto, autorizzato all'attività per il quale è stato concepito. Per mantenere la sua Classe mentre è in servizio, il Terminale deve essere sottoposto ad ispezioni periodiche ed a verifiche più approfondite e dettagliate che avvengono ogni cinque anni, quando viene rinnovato il Certificato di Classe. In applicazione al Regolamento RINA sopra citato, e in particolare a quanto indicato al Capitolo 1 paragrafo 3, il RINA emetterà un Certificato di Qualifica attestante che il monormeggio è conforme alla Guida per la Progettazione, la Costruzione, e l'Installazione di Sistemi di Posizionamento Monormeggio considerando che il Terminale risulta iscritto sotto la bandiera italiana al "Registro delle Unità Galleggianti e Unità Navali Minori"; verrà applicata la seguente normativa:

1. Legge 5 giugno 1962, n. 616, sulla sicurezza della navigazione e della vita umana in mare.
2. Regolamento per la Sicurezza della Navigazione e della Vita Umana in Mare D.P.R. 8/11/91, n. 435 e successive integrazioni per quanto applicabile ad un galleggiante (Libro III, Titolo VIII).
3. Regolamento per l'Assegnazione della Linea di Massimo Carico alle Navi mercantili (Bordo libero Nazionale Italiano) D.P.R. 13.03.1967, n. 579.
4. Decreto Italiano del 28.08.1987 relativo all'obbligo di certificazione, in conformità all'allegato I della Convenzione MARPOL 73/78, alle petroliere e alle navi diverse da queste non tenute a munirsi di Certificato IOPP.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

5. Regolamento Italiano per la Stazzatura delle Navi D.M. 25.07.1918 e successive integrazioni.
6. Norme di attuazione delle Direttive 96/98/CE e successivi emendamenti, per quanto applicabile.
7. Adeguamento della normativa sulla sicurezza e salute dei lavoratori marittimi a bordo delle navi mercantili e da pesca nazionali Decreto Legislativo 27 luglio 1999, n. 271.
8. Igiene ed abitabilità Legge n. 1045 del 16/06/1939 integrata dalla Circolare Ministeriale n° 4141679 Div. XIV del 06.04.1995.
9. Convenzione relativa alla prevenzione sulle collisioni in mare del 1972 (COLREG) e successive integrazioni.
10. Norme RINA per la progettazione, la costruzione ed il collaudo degli ascensori per passeggeri ed equipaggio in applicazione al D.P.R. 8/11/91, n. 435 di cui al punto 2.
11. Regolamento RINA per le sistemazioni di carico e scarico e per gli altri mezzi di sollevamento a bordo delle navi in applicazione al D.P.R. 8/11/91, n. 435 di cui al punto 2.
12. Norme provvisorie per il trasporto marittimo alla rinfusa delle merci pericolose allo stato gassoso, norme per gli allibi e procedure amministrative per il rilascio dell'autorizzazione all'imbarco ed il nulla osta allo sbarco delle merci medesime. Decreto Ministeriale n. 673/2007 datato 02 Agosto 2007 del Ministero dei Trasporti.

Il Gestore segnala che in conformità alle Normative sopra indicate, al galleggiante in oggetto verranno rilasciati da parte della competente Autorità Marittima Italiana o da RINA per conto dell'Amministrazione Italiana le seguenti Certificazioni:

- a. Certificato di Idoneità (in conformità ai punti 1, 2, 6 e 9), emesso da parte dell'Autorità Marittima sulla base di visite eseguite anche dal RINA;
- b. Certificato di Bordo Libero Nazionale (in conformità al punto 3) emesso dal RINA;
- c. Certificato di Conformità alla MARPOL 73/78 Annesso I (in conformità al punto 4) emesso dal RINA;
- d. Certificato di Stazza Nazionale (in conformità al punto 5) emesso da parte dell'Autorità Marittima sulla base di visite eseguite dal RINA;
- e. Certificazione inerente la sicurezza e salute dei lavoratori marittimi a bordo delle navi mercantili (in conformità ai punti 7 e 8) emesso da parte dell'Autorità Marittima;
- f. Certificato di Qualifica degli ascensori (in conformità al punto 10) emesso dal RINA;
- g. Registro dei Mezzi di Carico e Scarico (in conformità al punto 11) emesso dal RINA.
- h. Certificato Internazionale per il trasporto alla rinfusa di gas allo stato liquido.
- i. Nulla osta alle operazioni di accosto e di allibo emesso dall'Autorità Marittima, in conformità ai Decreti di cui al sopra indicato punto 12.

Si evidenzia inoltre che le procedure operative del Terminale saranno definite in accordo al Decreto 2 Agosto 2007 (G.U. n. 203 del 1/09/07), sopra citato al punto 12.

Si riportano così come fornite dal gestore, le principali informazioni riguardanti le 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).



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Sono presenti, così come dichiarato dal gestore, differenti modalità operative del Terminale, definite come segue:

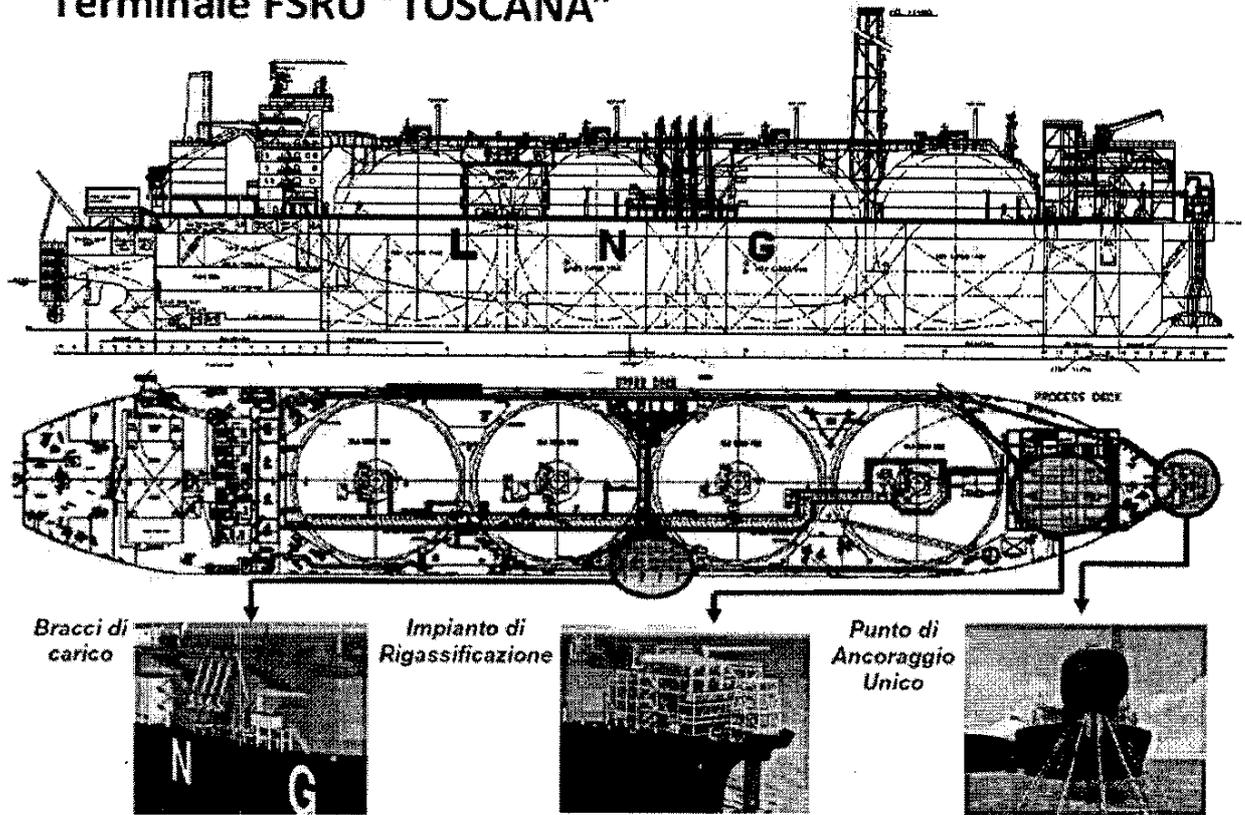
- UNLOADING – tale modalità risulta caratterizzata dalla contemporanea presenza della nave metaniera che rifornisce GNL al Terminale e dall'invio (tramite condotta sottomarina) di GN rigassificato alla rete Snam Rete Gas (di seguito SRG);
- HOLDING – tale modalità contempla la normale attività di rigassificazione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

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Terminale FSRU "TOSCANA"



SISTEMA di Ricevimento e stoccaggio del GNL – FASE F1

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

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

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

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

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

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

Pompe per sistema spray (Spray Pumps)

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

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

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

Recupero di BOG (Boil Off Gas)

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

- vaporizzazione di GNL durante il trasferimento dovuto all'ingresso di calore nel sistema del carico;
- vaporizzazione del GNL a contatto con le pareti del serbatoio all'inizio delle operazioni di carico;
- vaporizzazione del GNL per riscaldamento dovuto al pompaggio,

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

Compressore BOG

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

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

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

Compressori HD

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

Ricondensatore BOG

Come detto precedentemente, durante la fase di carica vi è la massima produzione di BOG. Il compressore BOG invia pertanto i vapori in eccesso al ricondensatore.

Il ricondensatore è un serbatoio verticale che è utilizzato:

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

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

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

Stoccaggio del GNL

La nave metaniera possiede 4 serbatoi di contenimento di GNL del tipo Moss sferici, ognuno del diametro di 40,5 m. I serbatoi sferici di tipo Moss sono resistenti al fenomeno dello "sloshing" del gas liquido causato dal movimento di una metaniera o di un terminale galleggiante. Per ridurre i possibili fenomeni di sversamento, i serbatoi sono riempiti in conformità a quanto previsto dal Codice IGC.

I serbatoi Moss sono costruiti in alluminio criogenico ed isolati con polistirene espanso. Nella progettazione dei serbatoi è stato adottato il concetto "leak before failure", questo presume che se si dovesse formare una fessura, essa si propagherebbe lentamente senza arrivare immediatamente ad una rottura critica. Nel caso eccezionale in cui si abbia la rottura, si verificherebbe una fuoriuscita minima di GNL dato che la parziale barriera secondaria presente è in grado di contenerla per un periodo di 15 giorni dal momento in cui avviene la perdita a quello in cui si arriva alla rottura



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

critica, tempo sufficiente per provvedere allo svuotamento del serbatoio. La superficie esterna del serbatoio è completamente ricoperta con pannelli isolanti, con lo scopo di contenere le basse temperature del GNL ed evitare che la temperatura dello scafo interno e relative strutture vadano al di sotto della minima temperatura di progetto. Il sistema MOSS, per il fatto di essere un sistema di contenimento "autoportante", offre il vantaggio di avere il serbatoio e l'isolamento facilmente ispezionabili. Al fine di monitorare costantemente i parametri di processo, su ciascun serbatoio sono installati i seguenti sistemi di controllo:

1. due sistemi indipendenti di misura del livello:

- strumento di tipo radar per monitorare il livello del GNL nel serbatoio e dare allarmi di alto e basso livello;
- *switch* di livello indipendenti (HL e HHL) che intervengono e bloccano le operazioni di carico, nel caso in cui gli altri sistemi di prevenzione falliscono e consentono di evitare il sovrariempimento del serbatoio;

2. strumentazione per la misura della temperatura, che consente di misurare il profilo di temperatura.

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

Pompe del carico (Cargo Pumps)

Ciascun serbatoio è dotato, inoltre, di una pompa di carico, di tipo verticale sommerso il cui sistema di lubrificazione e raffreddamento è ottenuto pompando GNL. Le pompe del carico sono utilizzate per trasferire GNL da un serbatoio all'altro o per mescolare il GNL all'interno dello stesso. Queste pompe sono coinvolte nelle operazioni di:

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

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

Generazione di BOG

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

Compressori LD

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

RIGASSIFICAZIONE DEL GNL- FASE F2

Pompe interne (In-Tank Pumps)

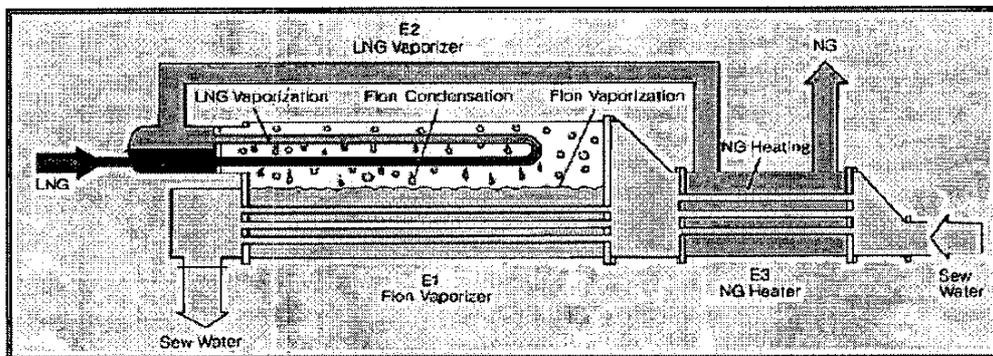
Il GNL è inviato dai serbatoi al ricondensatore, tramite l'utilizzo di quattro pompe sommerse di tipo centrifugo in grado di lavorare ad una velocità costante ed il cui raffreddamento e lubrificazione sono ottenuti dal pompaggio del GNL stesso. L'avvio e l'arresto delle pompe sono controllati dall'operatore che assicura che le pompe in azione siano sufficienti a garantire la portata adeguata. Ogni pompa presenta anche una linea di minimum flow che assicura un'alimentazione minima alle stesse.

Pompaggio del GNL (Pompe di rilancio – Booster)

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

Vaporizzatori GNL

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





PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

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

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

Sistema di trasporto del gas

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

PRODUZIONE DI ENERGIA - FASE F3

La produzione di energia elettrica è assicurata dai seguenti generatori:

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

Le 2 caldaie dei turbogeneratori sono caratterizzate da una potenza termica di combustione pari a 40 MW ciascuna.

Le motrici dei turbogeneratori a vapore sono alimentate con vapore surriscaldato avente una pressione massima di circa 62 Bar e temperatura di 510°C prodotto da due caldaie capaci di produrre cadauna 55.000 kg/h al massimo di vapore surriscaldato. Nelle condizioni di esercizio più gravose, il vapore necessario per i turbogeneratori è circa il 70% della capacità nominale delle caldaie e ciò rappresenta un fattore di sicurezza in quanto le caldaie non vengono mai utilizzate alla massima capacità di produzione di vapore. Durante le normali condizioni operative, le caldaie utilizzano come combustibile il Boil-off gas dei serbatoi di stoccaggio del GNL e, nel caso questo fosse insufficiente, la quantità mancante può essere prelevata dal gas prodotto dall'impianto di rigassificazione. Durante le normali operazioni il Boil-off prodotto nei serbatoi è inviato mediante un compressore (LD compressor) ad un riscaldatore (LD Heater) e quindi alle caldaie, mentre il



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

SISTEMA ACQUA MARE- FASE F4

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

- processo di rigassificazione;
- raffreddamento apparecchiature ausiliarie;
- generatori di acqua dolce (lavanda e potabile);
- impianto zavorra;
- condensatore ausiliario;
- raffreddamento circuito principale acqua dolce;
- impianto acqua spruzzata (impianto water spray);
- impianto antincendio e servizi generali;
- impianto antincendio di emergenza e schiuma ad alta espansione.

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

Per aumentare l'efficienza termica globale del Terminale, l'acqua è utilizzata prima come fluido di raffreddamento per il condensatore principale, dove subisce un incremento di temperatura di circa 2 gradi centigradi. Questo aumento di temperatura permette di ridurre la differenza di temperatura tra la presa e lo scarico dell'acqua di mare di processo per la rigassificazione del GNL. Dal condensatore principale, l'acqua di mare viene inviata all'impianto di rigassificazione tramite una linea separata. Qui avvengono l'evaporazione del propano nel primo stadio dei vaporizzatori a fluido intermedio, ed il riscaldamento del GN nel secondo stadio. L'acqua di mare fredda proveniente dai vaporizzatori viene convogliata in un collettore comune e scaricata in mare a prua in prossimità della mezzeria del Terminale.

Al fine di prevenire la crescita e la proliferazione di microrganismi marini incrostanti, nel sistema di circolazione dell'acqua di mare è prevista l'iniezione di ipoclorito di sodio (autoprodotta mediante elettroclorazione) negli ingressi principali. In particolare, il sistema MGPS (Marine Growth Prevention System) installato, fornito dalla Siemens, permette di ottenere ipoclorito di sodio (NaOCl) e idrogeno (H₂) dall'elettrolisi dell'acqua di mare. La quantità di ipoclorito di sodio immessa nel flusso garantisce un tenore di cloro attivo libero nelle acque che vengono scaricate in mare in accordo con i requisiti di legge (D. Lgs 152/06 e s.m.i.). Come meglio descritto nel seguito, per lo scarico principale (SF15/SF15 b) relativo alle acque di rigassificazione, vengono, inoltre, osservati limiti allo scarico ancora più restrittivi, in ottemperanza a quanto prescritto nell'ambito del procedimento di Verifica di Esclusione dalla VIA (Provvedimento DVA-2010-0025280 del 20/10/2010, così come modificato dal Provvedimento DVA-2011-0024915 del 04/10/2011).



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Il funzionamento del sistema di iniezione di ipoclorito allo scoop assicura un controllo costante della quantità di ipoclorito iniettato nella presa mare, in modo tale che il tenore di cloro attivo libero allo scarico sia sempre nei valori consentiti, anche al variare delle condizioni di funzionamento ed in presenza di eventuale cloro residuo nell'acqua aspirata dal mare. Infatti, la quantità di ipoclorito iniettato nella presa mare PA1 (scoop) non è costante, ma modulata retroattivamente in funzione dei seguenti parametri operativi:

- numero delle pompe in marcia (e quindi quantità di acqua mare prelevata);
- contenuto di cloro attivo libero rilevato in continuo allo scarico principale del sistema di vaporizzazione (SF15b).

Le due suddette regolazioni, attive contemporaneamente, sono completamente indipendenti e costantemente monitorate. Per quanto riguarda la regolazione relativa alle pompe, vengono inviate al sistema di iniezione di ipoclorito di sodio informazioni relative al numero delle pompe funzionanti e lo stesso pertanto consente di regolare la quantità di ipoclorito immessa nella presa mare. Tale regolazione permette di dosare la quantità di ipoclorito in funzione del reale flusso di acqua prelevata dalla presa mare. In corrispondenza dello scarico SF15b viene effettuata la misurazione in continuo del contenuto di cloro attivo libero presente nell'acqua di mare utilizzata per la rigassificazione e la registrazione dei valori ottenuti (Data record).

Dall'analizzatore viene inviato al sistema di iniezione di ipoclorito nella presa mare un segnale estrapolato dal tenore di cloro attivo libero rilevato allo scarico. In funzione del valore di detto segnale, viene regolata la quantità di ipoclorito da iniettare. Lo scarico principale risulterà, infine, provvisto di allarmi di soglia del cloro attivo libero, in conformità a quanto previsto nel documento "Piano di Monitoraggio e Controllo, Istruzioni per la Redazione, da parte del Gestore di un Impianto IPPC, del Piano di Monitoraggio e Controllo" approvato dal Comitato di Coordinamento Tecnico istituito con D.G.R.T. No. 151 del 23 Febbraio 2004, ai sensi dell'art. 2 della L.R. 61/03, nella seduta del 30 Gennaio 2006. Come già anticipato, tutti i valori di allarme, intervento e regolazione relativi allo scarico SF15b saranno tarati su valori significativamente inferiori a quelli consentiti dalle leggi vigenti (il limite di cloro attivo libero allo scarico è pari a 0.05 mg/l a fronte di un limite di 0.2 mg/l previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i.). Il bilancio idrico del sistema acqua mare del Terminale è costituito da:

- punti di approvvigionamento idrico:
 - PA1 (SCOOP – presa per acqua di raffreddamento per il sistema di vaporizzazione, il sistema di generazione azoto per l'indice di Wobbe ed il thruster),
 - PA4 (presa a servizio dell'impianto di distillazione, per il circuito principale dell'acqua dolce di raffreddamento, per l'impianto gas inerte e per il sistema zavorra);
- punti di scarico idrico:
 - SF2 (sistema ausiliario di raffreddamento),
 - SF4 (acque di zavorra),
 - SF5 (eiettori sistema zavorra),
 - SF9 (sistema di raffreddamento Wobbe Index),
 - SF10 (sistema di raffreddamento del thruster),
 - SF15/SF15b (vaporizzatori + cortina acqua per spillamenti GNL),
 - SF17 (sistema gas inerte),
 - SF18 (unità di potabilizzazione acqua),



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

- SF19 (impianto di distillazione),
- SF29 (reflui domestici),
- SF 30 (cortina bracci di carico).

Risultano, inoltre, presenti ulteriori punti di scarico (SF1, SF3, SF6, SF7, SF8, SF11, SF12, SF13, SF14, SF15bis¹², SF16, SF20, SF21, SF22, SF23, SF24, SF25, SF26, SF27, SF28, SF31, SF32) con funzionamento raro (connesso ad es. all'esecuzione di test periodici delle apparecchiature o al drenaggio di particolari equipment), oppure impiegati in caso di emergenza, di guasti, in caso di evento meteorico o in fase manutentiva.

SISTEMA TRATTAMENTO ACQUE REFLUE - FASE F5

Le acque grigie provenienti dai bagni, docce e lavabi dei locali di alloggio vengono convogliate in una nuova cassa da 10 m³ dove vengono mischiate con le acque nere provenienti dalla cassa di 6 m³ del sistema sottovuoto. Qui vengono triturate ed inviate all'impianto di trattamento liquami. Una cassa di capacità massima pari a 92 m³ sarà adibita alla raccolta dei fanghi risultanti dall'impianto di trattamento liquami per essere trasferiti, tramite la stazione di scarica sul ponte coperta, al mezzo di appoggio o alla bettolina delle ditte autorizzate e poi scaricate alla stazione di ricezione a terra. Questa cassa può essere adibita anche alla raccolta di tutte le acque nere e grigie prodotte a bordo in caso di manutenzione o avaria all'impianto di trattamento liquami. Le acque provenienti dalla cucina saranno decantate e filtrate per eliminare il contenuto di olio prima di essere convogliate nella nuova cassa da 10 m³. Inoltre vi è una cassa da 1 m³ per la raccolta degli scarichi dei "troppopieni" dell'impianto di trattamento e dell'impianto sotto vuoto.

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

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

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

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

¹² Lo scarico SF15bis è utilizzato in caso di gusto o manutenzione



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

5.2 CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

La materia prima per il processo di rigassificazione risulta essere il Gas Naturale Liquefatto (GNL) approvvigionato tramite navi metaniere. Nella tabella seguente il gestore indica e riporta il riepilogo dei consumi medi previsti sul terminale, sulla base dei dati storici estrapolati dalla documentazione della nave metaniera LNG *Carrier Golar Frost*

I consumi delle materie prime e delle sostanze ausiliarie ipotizzate dal Gestore alla massima capacità produttiva, con indicazione della/e fasi/reparto di pertinenza con i rispettivi quantitativi in tonnellate annue misurate, sono stimate e riportate nelle tabelle seguenti:

SCHEDA B - DATI E NOTIZIE SULL'IMPIANTO ATTUALE

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Consumo annuo (t)	
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
GNL	Non definito	Materie prime Combustibile	F1, F2, F3	Liquido	58410-63-9	Gas Naturale	100	R12	S16-S133	F+	6,31*10 ⁶ m ³	
Marine Gas Oil	Non definito	Combustibile	F3	Liquido	68476-34-8	Marine Gas Oil	100	R40-E5-S1/S3-66	S24-36/37-43-61-62	Xn, N	15,2 t (1)	
Propano	Non definito	Fluido intermedio dei vaporizzatori (IPV)	F2	Gas liquefatto	74-98-6	Propano	100	R12	S9-16	F-	(3)	
Ippoclorito di sodio	Univar Ltd	Prodotto chimico ausiliario	F5	Liquido	7691-52-0	Ippoclorito di sodio	10-25	R31-34	S12-28-45-50	C	2,9*10 ³ t	
Bisolfito di sodio	Univar Ltd	Prodotto chimico ausiliario	F5	Liquido	7631-90-5	Bisolfito di sodio	15-40	R22-31	S2-25-46	Xn	2,9*10 ³ t	
NALFLEET 79100	Naico Europe BV	Prodotto chimico	Detergente per le parti elettriche	Liquido	90622-69-5	C11-C15-iso-Alkanone	60-100	R65-66	S23-24/25-	Xn	50 t	
ELECTROCLEAN		ausiliario			34590-94-8	Dipropilene glicole monometil etere	5-10		38/37/39-62			
NALFLEET 79106 CARBON CLEAN	Naico Europe BV	Prodotto chimico ausiliario	Agente di rimozione del carbone	Liquido	64742-94-5	Polimero	Alcohols, C9-11 ethoxylated	1-5	R52/53-65	S24/25-37/39-57	Xn, Xi	100 t
					64742-47-8		Nafta aromatica pesante	1-5			Xn, N	
					68132-47-8		Idrocarburo alifatico	30-60			Xn	
					91-20-3		Tall Oil Acid, Monoethanola mine Salt	1-5			Xi	
					111-76-2		Naftalene	0,1-1			Xn, N	
NALFLEET 79110 MULTICLEAN	Naico Europe BV	Prodotto chimico ausiliario	Detergente multiuso	Liquido	111-76-2		2-Butossietanolo	1-5	R43-52/53	S24/25-28-28-36/37/39-61	Xn	55 t
					5993-27-5		Alcohols, C9-11 ethoxylated	1-5			Xn, Xi	
					7664-38-2		D-limonene	1-5			F-, Xi, N	
NALFLEET 79112 METAL BRIGHTENER	Naico Europe BV	Prodotto chimico ausiliario	Agente di rimozione della ruggine cleaner e sgrassante	Liquido	7664-38-2		Acido fosforico	10-30	R34	S24/25-26-38/37/39-45	C	85 t
					34590-94-8		Dipropilenglicol e monometil etere	1-5				



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo (litri annuo)
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
AMEROID OWS	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	Agente per la pulizia delle macchine ed attrezzature (per cariche a separazione rapida)	Liquido	68478-30-2	Distillato (petrolio)	65-80	R40-65-38-51/53	S36/37-61-62	N, Xn	50 l
					28797-40-6	Diclorotoluene (miscela di isomeri)	10-15				
					64742-94-5	Nafta solvente (petrolio), aromatica pesante	2-8				
					64742-47-8	Distillato (petrolio), frazione leggera di "hydrobreaking" (cherosene)	0,5-2				
					25168-05-2	Clorotoluene	0,1-0,5				
AMEROYAL CF	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	Prodotto chimico per il trattamento degli evaporatori	Liquido	1310-73-2	Idrossido di sodio	0,5-2	R34	S26-36/37/39-45	C	400 l
					1310-58-3	Idrossido di potassio	0,5-2				
SLCC-A	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	Trattamento dell'acqua delle caldaie; agente di controllo della corrosione per il trattamento delle condutture del vapore	Liquido	110-91-8	Morfina	20-25	R20/21/22; R34	S23-26-36/37/39-45-51	C	280 l
BOILER PHOSPHATE AMPOULE REFILL	CHEMetric s. Inc.	Prodotto chimico ausiliario	Prodotto per l'analisi ed il monitoraggio della qualità dell'acqua delle caldaie	Liquido	7664-93-9	Acido solforico	9	R20-25-35-36/37	S26-37/39-45	C	350 l
					12054-85-2	Ammonia Molibdato (Tetraidrato)	1				
GC	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	Trattamento dell'acqua delle caldaie; controllo dell'alcalinità mediante aumento del pH	Liquido	1310-73-2	Idrossido di sodio	40-50	R35	S26-36/37/39-45	C	36 l
TOTAL HARDNESS Titrets	CHEMetric s. Inc.	Prodotto chimico ausiliario	Prodotto per l'analisi della durezza dell'acqua	Liquido	6381-92-6	Disodium ethylenediamin e tetracetate dehydrate	1	R36/37/38-41	S26-57/59	Xi	Da definire nella fase operativa del Terminale
					14462-88-1	ethylenediamin e tetracetate magnesium disodium salt	0,1				
					115-70-8	2-amino-2-ethyl-1,3-propanediol	4,5				
TOTAL HARDNESS Valve assembly	CHEMetric s. Inc.	Prodotto chimico ausiliario	Prodotto per l'analisi della durezza dell'acqua	Liquido	3147-14-6	Calmagite;	1	R22	S13-46	Xn	Da definire nella fase operativa del Terminale
					111-46-6	diethylene glycol	99				
AMEROID RSR RUST STAIN REMOVER	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	Agente di pulizia per macchine ed attrezzature; separatore di ruggine e scorie	Liquido	7664-38-2	Acido fosforico	25-40	R34	S26-36/37/39-45	C	75 l
					68131-39-5	Alcohol, C12-15-primario, polietossilato	2-5				



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frai R	Frai S	Classe di pericolosità	Consumo annuo ⁽¹⁾
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
SNC 2000	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	Separatore di carbonio non cresilico (carbon remover)	Liquido	64742-94-5	Nafta solvente (petrolio), aromatica pesante	65-80	R36/38-51/53	S26-37/39-61	Xi, N	10 l
					68856-56-9	Dipentene (derivato)	15-20				
ADJUNCT B	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	Treatmento dell'acqua della caldaie; riaddolcimento dell'acqua mediante precipitazione di durezza calcica per evitare depositi di scorie.	Solido	7558-79-4	Fosfato idrogeno di sodio	-	-	-	-	140 kg
CWT Titrets	CHEMetics, Inc.	Prodotto chimico ausiliario	Prodotto per l'analisi dell'acqua di raffreddamento	Liquido	7664-93-9	Acido solfonico	3	R35	S26; S30; S45	C	Da definire nella fase operativa del terminale
Amersite CHZ	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	F3	Liquido	497-18-7	carboidr azide	5-10	R36/37/38	-	Xi	240 l
CWT Valve Assembly	CHEMetics, Inc.	Prodotto chimico ausiliario	Prodotto per l'analisi dell'acqua di raffreddamento	Liquido	13590-82-4	Solfato cerico	5	R36/37/38	S26; S36	Xi	Da definire nella fase operativa del terminale
DREWCLEAN 2000	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	Sgrassatore a separazione rapida	Liquido	64742-46-9	Nafta di "hydrotreating" con basso punto di ebollizione; pesante	80-95	R65-43-66-51/53	S23-24-37-51-61-62	Xn, N	300 l
					68956-56-9	Dipentene (derivato)	2-5				
					5969-27-5	(R)-p-Menta-1,8-diene	2-5				
LIQUIDEWT	Ashland	Prodotto chimico ausiliario	Anticorrosivo per il trattamento dell'acqua di raffreddamento in ricircolo	Liquido	1303-96-4	Tetraborato di disodio, 10-idrato	10-15	R25-34-52/53	S26-36/37/39-45-61	T	25 l
					7632-90-0	Sodio nitrito	5-10				
					1310-73-2	Iodossido di sodio	2-5				
					6834-92-0	Disodio metasilicato	2-5				
					2492-26-4	Mercaptobenzotiazolo di sodio	0,1-0,5				

Note

⁽¹⁾ Dati stimati, estrappolati dalla documentazione relativa alla LNG Carrier *Golar Frost*.

⁽²⁾ Tale valore è stato stimato considerando il quantitativo necessario alla rigassificazione di 3,75 MSm³/anno, comprensiva del gas consumato per il funzionamento del Terminale stesso.

⁽³⁾ L'utilizzo del Marine Gas Oil è previsto unicamente in condizioni di non normale operatività quali ad esempio le fasi di manutenzione, emergenza, malfunzionamento o assenza di gas a bordo per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento. Non essendo ad oggi quantificabile il consumo associato a tali fasi, il valore indicativo inserito in tabella è stato ottenuto moltiplicando il consumo del generatore diesel principale per il tempo stimato per le attività di manutenzione.

⁽⁴⁾ Utilizzato come reintegro; non risulta stimabile il consumo annuo.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

B.13 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità	Materiale stoccato
SM1	Serbatoio 1	34.250 m ³	-	Contenimento totale	33.750 m ³	GNL
SM2	Serbatoio 2	34.250 m ³	-	Contenimento totale	33.750 m ³	GNL
SM3	Serbatoio 3	34.250 m ³	-	Contenimento totale	33.750 m ³	GNL
SM4	Serbatoio 4	34.250 m ³	-	Contenimento totale	33.750 m ³	GNL
SM5a	Cassa marine gas oil	91,9 m ³	-	Cassa	91,9 m ³	Marine gas oil
SM5b	Cassa marine gas oil per IGG	99,2 m ³	-	Cassa	99,2 m ³	Marine gas oil
SM5c	Cassa marine gas oil per D/G	49,1 m ³	-	Cassa	49,1 m ³	Marine gas oil
SM6a	Cassa olio lubrificante	30,4 m ³	-	Cassa	30,4 m ³	Olio lubrificante
SM6b	Cassa olio lubrificante	29,4 m ³	-	Cassa	29,4 m ³	Olio lubrificante
SM6c	Cassa olio lubrificante	16,0 m ³	-	Cassa	16,0 m ³	Olio lubrificante
SM6d	Cassa olio lubrificante	16,3 m ³	-	Cassa	16,3 m ³	Olio lubrificante
SM6e	Cassa olio lubrificante	16,5 m ³	-	Cassa	16,5 m ³	Olio lubrificante
SM7a	Cassa marine gas oil (pp-dt)	1246,4 m ³	-	Cassa	1246,4 m ³	Marine gas oil
SM7b	Cassa marine gas oil (pp-sn)	1246,4 m ³	-	Cassa	1246,4 m ³	Marine gas oil
SM7c	Cassa marine gas oil (pp-dt)	479,1 m ³	-	Cassa	479,1 m ³	Marine gas oil
SM7d	Cassa marine gas oil (pp-dt)	479,1 m ³	-	Cassa	479,1 m ³	Marine gas oil
SM7e	Cassa marine gas oil	122,7 m ³	-	Cassa	119,0 m ³	Marine gas oil
SM8	Dep mat chimico	143,36 m ³	-	Deposito	143,36 m ³	Prodotti chimici vari
SM9	Deposito per l'olio	96,32 m ³	-	Deposito	96,32 m ³	Oli lubrificanti
SM10	Serbatoio propano 935-VD-001	30 m ³	-	Contenimento totale	12 m ³	Propano

Note

Sul Terminale sono inoltre presenti le seguenti aree di stoccaggio per:

- Bombole per la prevenzione degli incendi, dislocate su nave e moduli, in particolare:

	Contenuto	No. bombole
Foam	45 l	4
	9 l	61
	135 l	1
CO ₂	6 kg	42
Dry Chemical	6 kg	3
	12 kg	23

- Bombole necessarie al sistema di monitoraggio in continuo dei fumi (CEMS), collocate outdoor vicino al camino, in particolare:
 - No. 2 bombole CO/NO in N₂ da 20 l
 - No. 2 bombole CO₂/O₂ in N₂ da 20 l
 - No. 2 bombole O₂ in N₂ da 40 l
 - No. 2 bombole C₃H₈ in aria da 20 l
 - No. 2 bombole H₂ da 40 l



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

5.3 CONSUMI IDRICI

L'approvvigionamento idrico viene effettuato tramite diverse prese di acqua di mare presenti presso il terminale. In particolare, nelle condizioni di normale funzionamento del terminale le prese di acqua in funzione risultano essere:

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

Sono inoltre presenti ulteriori prese per l'approvvigionamento idrico del terminale utilizzate in situazioni di emergenza; in particolare sono presenti:

- **PA1b** – utilizzato in caso di manutenzione del condensatore principale e in caso di guasto delle pompe principali di invio ai vaporizzatori.
- **PA2** – alimentante l'impianto a schiuma ad alta pressione e l'impianto antincendio di emergenza le cui pompe sono ubicate nell'ex locale bow thruster.
- **PA3** – da questa presa viene approvvigionata l'acqua inviata all'impianto di raffreddamento per il Topside e per la Torretta, la cui pompa è ubicata a poppa sul ponte di coperta.
- **PA4** – sempre attraverso tale presa viene approvvigionata anche l'acqua per il sistema principale antincendio ubicato sul ponte di coperta, in sentina e servizi generali oltre all'acqua che viene spruzzata, in caso di incendio, per la protezione del frontale dei locali di alloggio, delle lance salvataggio, dei duomi dei serbatoi e dei locali di servizio a centro nave.

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

B.2.2 Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)											
n.	Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, ⁽¹⁾ [m ³ /anno]	Consumo giornaliero ⁽¹⁾ [m ³]	Portata oraria di punta ⁽²⁾ [m ³ /h]	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta	
PA1	Mare	F2 F3 F4	<input type="checkbox"/> Igienico sanitario	-	-	-	-	-	-	-	
			<input checked="" type="checkbox"/> Industriale	<input checked="" type="checkbox"/> processo	9,46*10 ⁷	2,59*10 ²	1,08*10 ⁴	no	(2)	(2)	(2)
				<input checked="" type="checkbox"/> raffreddamento	3,37*10 ⁸	1,94*10 ⁴	8,23*10 ²	no	(2)	(2)	(2)
			<input type="checkbox"/> sistemi di emergenza	-	-	-	-	-	-	-	
PA4	Mare	F3 F4	<input checked="" type="checkbox"/> Igienico sanitario	7,9 *10 ⁵	2,16*10 ²	9,0*10 ¹	no	(2)	(2)	(2)	
			<input checked="" type="checkbox"/> Industriale	<input checked="" type="checkbox"/> processo	4,0*10 ⁸	6,8*10 ⁴	6,5*10 ³	no	(2)	(2)	(2)
				<input checked="" type="checkbox"/> raffreddamento	7,98*10 ⁵	2,28*10 ⁴	9,5*10 ²	no	(2)	(2)	(2)
			<input type="checkbox"/> sistemi di emergenza	-	-	-	-	-	-	-	

Note
⁽¹⁾ Valori stimati, comprensivi degli utilizzi non continui, valutati considerando i relativi periodi di funzionamento ipotizzati.
⁽²⁾ I periodi di punta sono stati valutati ipotizzando anche il funzionamento contemporaneo dei sistemi con funzionamento discontinuo. Risultano, inoltre, presenti ulteriori punti di approvvigionamento idrico impiegati durante la non normale operatività.

In sintesi, gli utilizzi del sistema acqua mare possono essere ricondotti a:

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

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

Per aumentare l'efficienza termica globale del Terminale, l'acqua è utilizzata prima come fluido di raffreddamento per il condensatore principale, dove subisce un incremento di temperatura di circa 2 gradi centigradi. Questo aumento di temperatura permette di ridurre la differenza di temperatura tra la presa e lo scarico dell'acqua di mare di processo per la rigassificazione del GNL. Dal condensatore principale, l'acqua di mare viene inviata all'impianto di rigassificazione tramite una linea separata. Qui avvengono l'evaporazione del propano nel primo stadio dei vaporizzatori a fluido intermedio, ed il riscaldamento del GN nel secondo stadio. L'acqua di mare fredda proveniente dai vaporizzatori viene convogliata in un collettore comune e scaricata in mare a prua in prossimità della mezzeria del Terminale.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

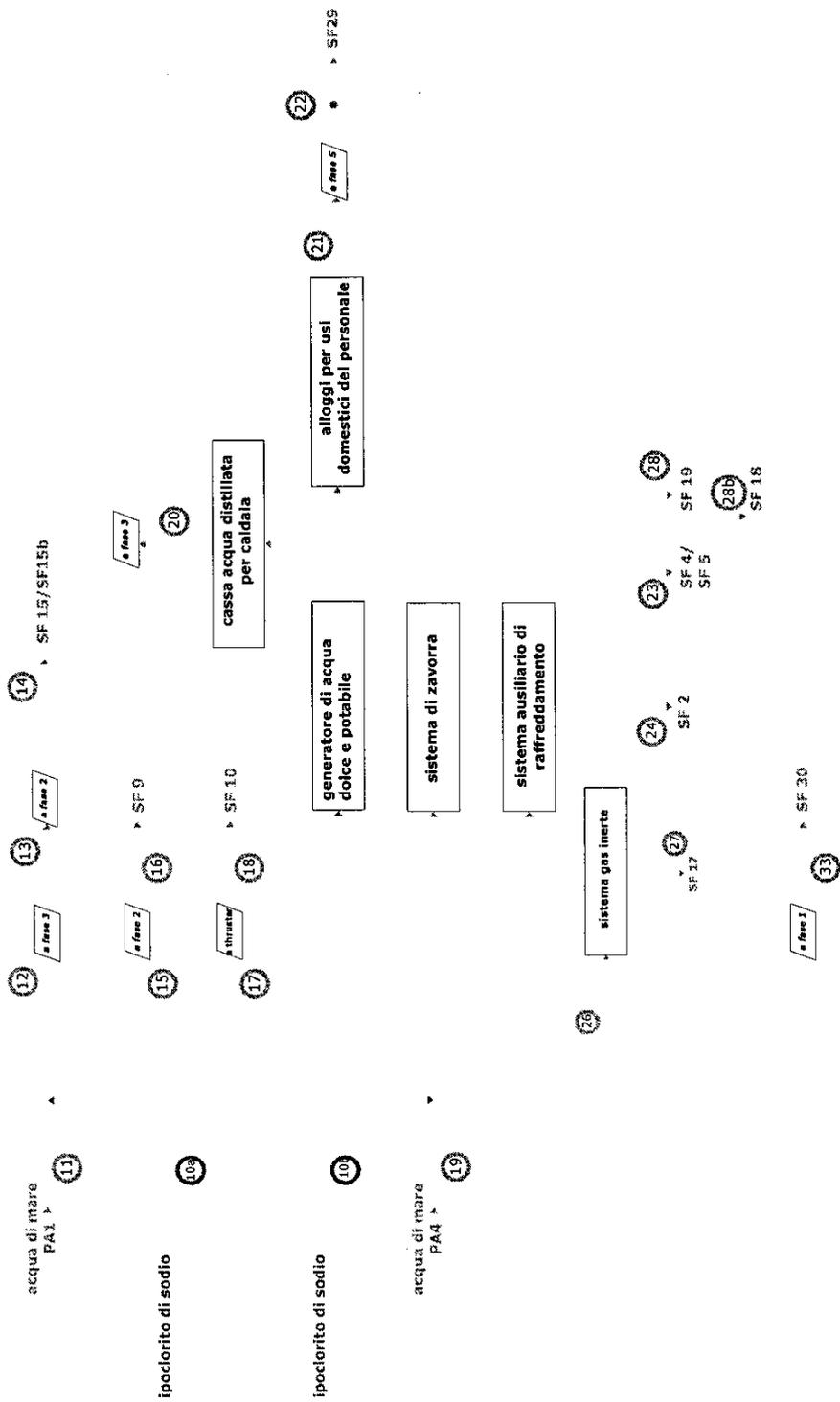


Figura 5.3.1 – Schema del bilancio idrico



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

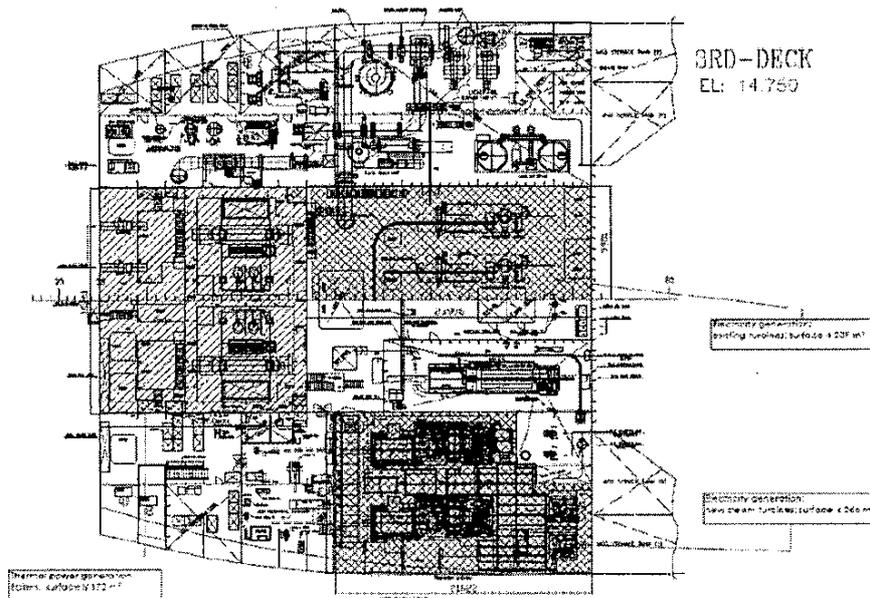
5.4 ASPETTI ENERGETICI

La produzione di energia elettrica è assicurata dai seguenti generatori:

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

Le 2 caldaie dei turbogeneratori sono caratterizzate da una potenza termica di combustione pari a 40 MW ciascuna

Le motrici dei turbogeneratori a vapore sono alimentate con vapore surriscaldato avente una pressione massima di circa 62 Bar e temperatura di 510°C prodotto da due caldaie capaci di produrre cadauna 55.000 kg/h al massimo di vapore surriscaldato. Nelle condizioni di esercizio più gravose, il vapore necessario per i turbogeneratori è circa il 70% della capacità nominale delle caldaie e ciò rappresenta un fattore di sicurezza in quanto le caldaie non vengono mai utilizzate alla massima capacità di produzione di vapore. Durante le normali condizioni operative, le caldaie utilizzano come combustibile il Boil-off gas dei serbatoi di stoccaggio del GNL e, nel caso questo fosse insufficiente, la quantità mancante può essere prelevata dal gas prodotto dall'impianto di rigassificazione. Durante le normali operazioni il Boil-off prodotto nei serbatoi è inviato mediante un compressore (LD compressor) ad un riscaldatore (LD Heater) e quindi alle caldaie, mentre il combustibile eventualmente prelevato dall'impianto di rigassificazione (send-out) è inviato direttamente al suddetto riscaldatore. In alcune condizioni di non normale operatività quali ad esempio malfunzionamenti, emergenze, manutenzione e in caso di assenza di GNL all'interno dei serbatoi del Terminale per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento, per mantenere il Terminale in condizioni di sicurezza, l'energia elettrica necessaria sarà prodotta attraverso l'utilizzo di Marine Gas Oil (MGO) per alimentare le caldaie collegate ai turbogeneratori a vapore, o i generatori diesel, in base al carico elettrico e alla configurazione di generatori richiesti.





PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

$$\eta = P_e / P_t \times 100 = 24\%$$

dove:

P_e : potenza elettrica totale generata dal sistema (MWe)

P_t : potenza termica richiesta dalla combustione (MWt)

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

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

L'energia elettrica annuale prodotta all'interno del terminale risulta pari a circa 168 GWh. Il consumo di energia elettrica previsto per l'intero anno per l'impianto di rigassificazione risulta pari a 117,4 GWh; nella tabella seguente si riportano i dati di consumo di energia specifici per ciascuna fase descritta precedentemente.

Fase	Energia elettrica consumata (GWh)
F1 - ricezione e stoccaggio	0,0844
F2 - rigassificazione GNL	58,8
F3 - produzione energia	3,1
F4 - sistema acqua mare	31,3
F5 - trattamento acque reflue	0,0924
Alimentazione modulo alloggi, illuminazione, sistemi di controllo e apparecchiature ausiliarie.	24
TOTALE	117,4

Consumi di energia elettrica

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

L'esistente impianto a vapore situato nella sala macchine è modificato per renderlo adatto alle esigenze del terminale. Le tubazioni del vapore che alimentano le turbine di propulsione saranno scollegate e rimosse. Due nuove turbine a vapore saranno installate nell'esistente officina sita sul lato di dritta sul 3° ponte. La nuova linea di scarico del vapore dalle turbine verrà collegata al nuovo ingresso vapore del condensatore principale. L'impianto esistente consta di due caldaie per la produzione di vapore. Ciascuna caldaia ha una portata di vapore surriscaldato, in uscita, di 55 t/h a 62 barg e 510°C.

A titolo informativo e per completezza sono inoltre presenti a bordo:

- No. 1 motocompressore da 4,5 kW (utilizzato per il trascinamento di un compressore asservito all'avviamento dei due generatori diesel);
- No. 1 motopompa incendio da 1.081 kW (utilizzata in situazioni di emergenza per il trascinamento di una pompa incendio di emergenza in caso di avaria delle pompe antincendio).

Dopo la conversione il sistema di generazione potenza avrà la seguente configurazione:

- turbogeneratori da 3.350 kW ciascuno (esistenti);
- 2 turbogeneratori da 10.000 kW ciascuno (nuovi).



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Il gestore dichiara che entrambi i turbogeneratori da 10 MW saranno progettati per permettere lo spillamento di vapore per servizi ausiliari. Per quanto riguarda l'aspetto energetico si può evincere dalle tabelle sottostanti fornite dal gestore, i dati relativi alla produzione e al consumo di energia alla capacità produttiva.

B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)								
Fase	Apparecchiatura	Combustibili e utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (GWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kWe)	Energia prodotta (GWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
F3	Caldala	Gas Naturale	40050	336,42	0	0	0	0
F3	Caldala	Gas Naturale	40050	336,42	0	0	0	0
F3	Turbina a vapore (1)	-	0	0	0	10000	84,0	0
F3	Turbina a vapore (1)	-	0	0	0	10000	84,0	0
TOTALE			80100	672,84	0	20000	168,0	0

Note
(1) La potenza necessaria al Terminale sarà fornita da una opportuna combinazione dei 2 nuovi turbogeneratori da 10 MW e dei 2 turbogeneratori esistenti da 3.35 MW, sulla base del carico richiesto, e sarà sempre inferiore a 20 MW. Il valore totale di energia elettrica indicato in tabella rappresenta il teorico producibile a bordo del Terminale.

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (GWh) (1)	Energia elettrica consumata (MWh) (1)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/Sm ³)	Consumo elettrico specifico (kWh/Sm ³)
F1	-	84,4	Gas Naturale	-	$2,25 \cdot 10^{-5}$
F2	-	$58,8 \cdot 10^3$	Gas Naturale	-	$1,57 \cdot 10^{-2}$
F3	672,84 (2)	$3,1 \cdot 10^3$	-	$1,79 \cdot 10^{-1}$	$8,27 \cdot 10^{-4}$
F4	-	$31,3 \cdot 10^3$	-	-	$8,35 \cdot 10^{-3}$
F5	-	92,4	-	-	$2,46 \cdot 10^{-5}$
Altro (3)	-	$24,0 \cdot 10^3$	-	-	$6,40 \cdot 10^{-3}$
TOTALE	672,84	$117,4 \cdot 10^3$		$1,79 \cdot 10^{-1}$	$3,13 \cdot 10^{-2}$

Note
(1) Valori stimati
(2) Consumo dovuto alle due caldaie che funzionano al 100% contemporaneamente.
(3) Con "Altro" sono stati identificati: alimentazione modulo alloggi, illuminazione, sistemi di controllo e apparecchiature ausiliarie.

Per quanto concerne i combustibili utilizzati la tabella seguente riporta i dati specifici forniti dal gestore

B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)				
Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Fuel gas (1)	<150 mg/Sm ³	$38,7 \cdot 10^3$	$48,4 \cdot 10^3$	$1,88 \cdot 10^9$
Marine Gas Oil (2)	0,10 % (3)	15,2	$43,2 \cdot 10^3$	$6,6 \cdot 10^5$



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Note

- (1) Valore previsto dai limiti di accettabilità della Snam Rete Gas, Allegato 11/A "specificata tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas naturale". Si fa presente comunque che il tenore massimo di zolfo totale atteso per il GNL in arrivo al Terminale è di circa 28 mg/Sm³
- (2) Se ne prevede l'utilizzo per alimentare i generatori diesel e le caldaie in condizioni di non normale operatività tra cui: malfunzionamento, emergenza, manutenzione e in assenza di GNL a bordo per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento.
- (3) Valore previsto dalla Direttiva 2005/33/CE che modifica la Direttiva 1999/32/CE in relazione al tenore di zolfo dei combustibili per uso marino

5.5 SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA

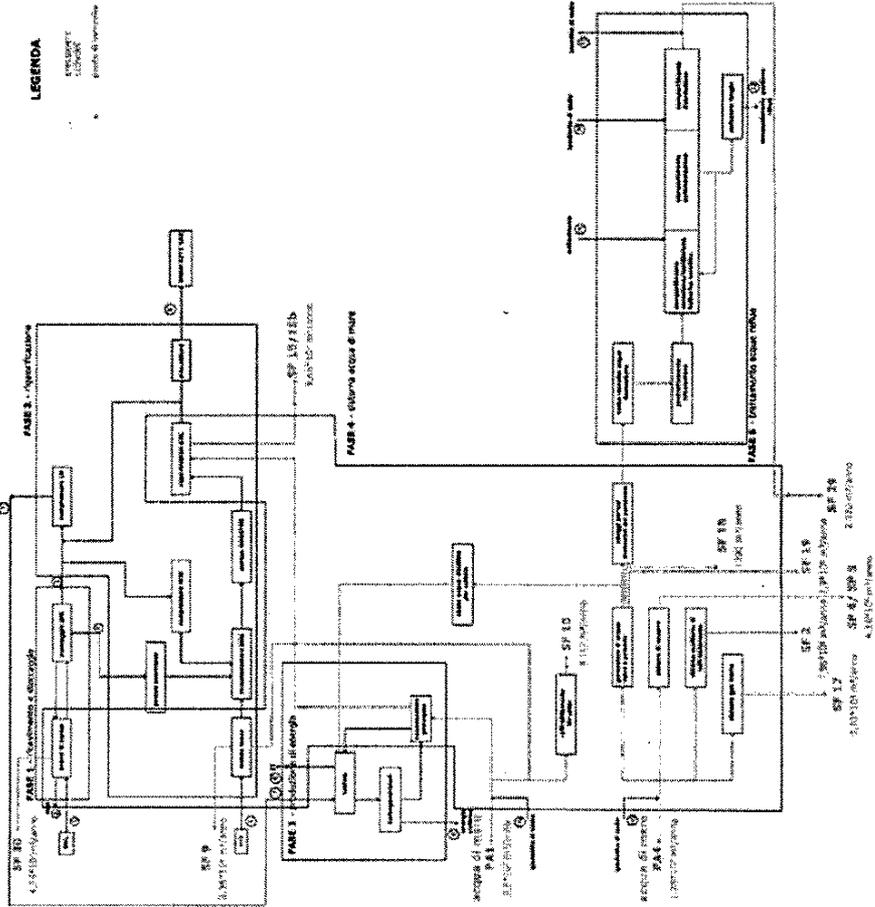
Per quanto riguarda gli scarichi in condizioni di normale funzionamento, la tabella seguente riporta l'elenco completo.

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

Risultano, inoltre, presenti ulteriori punti di scarico (SF1, SF3, SF6, SF7, SF8, SF11, SF12, SF13, SF14, SF16, SF20, SF21, SF22, SF23, SF24, SF25, SF26, SF27, SF28) con funzionamento raro (connesso ad es. all'esecuzione di test periodici delle apparecchiature o al drenaggio di particolari equipment), oppure impiegati in caso di emergenza, di guasti, in caso di evento meteorico o in fase manutentiva. In particolare, lo scarico SF8 è utilizzato in caso di manutenzione (rara) di uno o più vaporizzatori, per scaricare in mare l'eccesso di acqua rispetto alla portata di 10.800 m³/h, che deve essere comunque prelevata per alimentare il condensatore principale. Nello schema seguente è rappresentato il bilancio idrico.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana





PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

L'acqua di mare fredda proveniente dai vaporizzatori, che rappresenta la portata più consistente, viene convogliata in un collettore comune e scaricata in mare a prua in prossimità della mezzera del Terminale. Al fine di prevenire la crescita e la proliferazione di microrganismi marini incrostanti il sistema di circolazione dell'acqua di mare, è prevista l'iniezione di ipoclorito di sodio (autoprodotta mediante elettroclorazione) negli ingressi principali. Il gestore dichiara che la quantità di ipoclorito di sodio utilizzata è in accordo con i requisiti di legge (D. Lgs 152/06 e s.m.i.) per le acque che poi vengono scaricate in mare.

In relazione a tali scarichi i dati forniti dal gestore alla capacità produttiva sono:

B.9.2 Scarichi idrici (alla capacità produttiva)						
N° totale punti di scarico finale: 30						
n° scarico finale: SF2		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: $7,98 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Sistema ausiliario di raffreddamento	100%	Continuo	-	-	$\Delta T = + 6,1 \text{ }^\circ\text{C}$ tra ingresso ed uscita
n° scarico finale: SF4		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: $3,96 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Acque di zavorra	100%	Discontinuo	-	-	$\Delta T = + 1 \text{ }^\circ\text{C}$ tra ingresso ed uscita

n° scarico finale: SF5		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: $2,12 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Eiettori per zavorra	100%	Discontinuo	-	-	$\Delta T = + 1 \text{ }^\circ\text{C}$ tra ingresso ed uscita
n° scarico finale: SF9		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: $3,36 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Sistema di raffreddamento Wobbe Index	100%	Discontinuo	-	-	$\Delta T = + 5 \text{ }^\circ\text{C}$
n° scarico finale: SF10		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: $8,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Sistema di raffreddamento del thruster	100%	Discontinuo	-	-	$\Delta T = + 5 \text{ }^\circ\text{C}$ tra ingresso ed uscita



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

n° scarico finale: SF15/SF15b		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: 9,46 10 ⁷ m ³ /a	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Vaporizzatori/cortina acqua per spillamenti GNL	100%	Continuo	-	-	ΔT ≈ - 4,6 °C tra ingresso ed uscita
n° scarico finale: SF17		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: 2,33 10 ⁷ m ³ /a	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Sistema gas inerte	100%	Discontinuo	-	-	ΔT ≈ + 13 °C tra ingresso ed uscita
n° scarico finale: SF18		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: 1,2 10 ⁷ m ³ /a	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Unità di potabilizzazione acqua	100%	Discontinuo	-	-	ΔT ≈ 0 °C tra ingresso ed uscita
n° scarico finale: SF19		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: 7,9 10 ⁶ m ³ /a	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Impianto di distillazione	100%	Continuo	-	-	ΔT ≈ + 13 °C tra ingresso ed uscita
n° scarico finale: SF20		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: 2920 m ³ /a	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Reflui domestici	100%	Discontinuo	-	presente	-
n° scarico finale: SF30		Recettore : Mare Tirreno			Portata media annua: 4,74 10 ⁴ m ³ /a	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Scarico parziale	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura
-	Cortina bracci di carico	100%	Discontinuo	-	-	-

Nota:

Risultano, inoltre, presenti ulteriori punti di scarico (SF1, SF3, SF6, SF7, SF8, SF11, SF12, SF13, SF14, SF16, SF20, SF21, SF22, SF23, SF24, SF25, SF26, SF27, SF28) con funzionamento raro (connesso ad es. all'esecuzione di test periodici delle apparecchiature o al drenaggio di particolari equipment) oppure impiegati in caso di emergenza, di guasti, in caso di evento meteorico o in fase manutentiva.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)				
Scarichi Finali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa (g/h)	Concentrazione (mg/l)
SF2	Cloro attivo libero	NO	190	0,2
SF4	Cloro attivo libero	NO	1120	0,2
SF5	Cloro attivo libero	NO	60	0,2
SF9	Cloro attivo libero	NO	100	0,2
SF10	Cloro attivo libero	NO	4,6	0,2
SF15/SF16b	Cloro attivo libero	NO	0	0,05
SF17	Cloro attivo libero	NO	185,5	0,2
SF18	Cloro attivo libero	NO	0,6	0,2
SF19	Cloro attivo libero	NO	18	0,2
SF29	BOD ₅	NO	200	25
	COD	NO	1000	125
	Solidi sospesi totali	NO	280	35
	Cloro residuo	NO	4	0,5
	Coliformi totali	NO	-	MPN 100/100 ml
SF30	Cloro attivo libero	NO	13,4	0,2

Note
(1) Come da Provvedimento DVA-2011-0024915 dell'11 Ottobre 2011, la quantità massima consentita di cloro attivo libero allo scarico a mare dell'equo necessaria alla rigassificazione è pari a 10 kg/giorno.

Gli ulteriori punti di scarico presenti presso il terminale risultano a servizio di sistemi di emergenza/manutenzione o evento meteorico, per cui presentano un funzionamento discontinuo di bassa frequenza. Nella tabella seguente elenca tipologia e portata degli stessi.

Scarico	Origine	Quantitativo di picco (m ³ /h)
SF1	Condensatore ausiliario	4.500
SF3	Da condensatore principale - con esclusione di tutti i vaporizzatori	9.000
SF6	Eiettori per sala motori	150
SF7	Eiettori per spazi vuoti sala macchine	60
SF8	Bypass vaporizzatori	10.800
SF11	Eiettori per sentina spazi vuoti thruster	150
SF12	Eiettori per sentina spazi vuoti serbatoi LNG	150
SF13	Eiettori per sentina spazi vuoti serbatoi LNG	150
SF14	Eiettori per sentina spazi vuoti serbatoi LNG	150
SF16	Sala pompe antincendio di prua (bow thruster)	150



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

SF20	Drenaggi di raffreddamento Inert Gas Generator	non quantificabile
SF21	Acque meteoriche - ponte di coperta di poppa e ponti sovrastanti tramite ombrinale	non quantificabile
SF22	Acque meteoriche - ponte di coperta tramite ombrinale	non quantificabile
SF23	Acque meteoriche - ponte di coperta a poppa	non quantificabile
SF24	Svuotamento piscina	non quantificabile
SF25	By-pass pompa deluge	75
SF26	Drenaggi Wobbe Index package	discontinuo
SF27	By-pass pompa deluge	1.500
SF28	Acque meteoriche ed eventuali spillamenti di GNL - zona top side	non quantificabile

Ad integrazione delle informazioni fornite nella documentazione AIA trasmessa nel mese di Maggio 2012 in merito agli scarichi idrici del Terminale, si evidenzia la presenza di due ulteriori scarichi utilizzati per il blow down periodico delle due caldaie, denominati SF31 e SF32. Detti scarichi, di modesta entità e frequenza come meglio dettagliato in seguito, sono costituiti da acqua distillata e tracce di derivati del trattamento con i chemicals indicati nella scheda B.1.2, utilizzati come agenti di riaddolcimento e controllo dell'alcalinità dell'acqua delle caldaie stesse.

Nel seguito si riportano le caratteristiche principali degli scarichi in oggetto, che sono da intendersi integrative delle corrispettive schede AIA inerenti gli scarichi idrici:

- portata media annua (riferita a ciascuno scarico): 60 m³/anno;
- modalità di scarico: discontinuo;
- ubicazione: sotto il livello del mare, in corrispondenza del floor deck (el. 5.500). Per tali punti è possibile monitorare i quantitativi scaricati in modo indiretto mediante la registrazione dei livelli della cassa acqua distillata in servizio.

In merito alla gestione delle acque meteoriche il Gestore ha prodotto un approfondimento al fine di verificare il rispetto alla normativa vigente. (Allegato B.26.2 maggio 2012). Tale studio chiarisce che per il Terminale di Rigassificazione Galleggiante (FSRU), ottenuto con la modifica di una nave metaniera, si applica il quadro normativo del settore navale che, per quanto attiene le condizioni di rispetto delle norme ambientali, comporta l'adozione di "certificato di conformità" alle prescrizioni di cui all'allegato I della convenzione MARPOL 73/78 (Regulation for the prevention of pollution by oil). Secondo quanto dichiarato dal Gestore i dispositivi e le procedure adottate a tutela dell'ambiente nell'ambito del terminale galleggiante sono stati definiti e progettati in modo da corrispondere a quanto stabilito dalle norme e convenzioni proprie del settore navale.

Ciò detto, nell'ambito istruttorio, il Gestore ha verificato altresì la conformità con le modalità di gestione delle acque meteoriche sulla FSRU alla disciplina della Regione Toscana in materia di



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

gestione delle acque meteoriche e di lavaggio delle aree esterne (Legge Regionale n. 20 del 31 maggio 2006) ed al suo Regolamento di attuazione (D.P.G.R. 8 settembre 2008, n. 46/R).

La L.R. 20/2006, suddivide le acque derivanti da precipitazioni atmosferiche in:

- acque meteoriche dilavanti non contaminate (AMDNC);
- acque meteoriche dilavanti contaminate (AMC), comprendenti anche le cosiddette acque meteoriche di prima pioggia (AMPP), ovvero i primi cinque millimetri di pioggia di ciascun evento meteorico che cadono sull'intera superficie scolante.

Secondo quanto indicato nel Regolamento di attuazione della L.R. 20/2006, le acque meteoriche dilavanti connesse a tutte le attività di cui all'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 sono ritenute potenzialmente in grado di dare luogo ad acque meteoriche contaminate, sebbene si precisi nel medesimo Regolamento, che le stesse attività non ricadono nell'applicazione delle norme relative alla gestione delle acque meteoriche contaminate, qualora non diano oggettivo rischio di trascinarsi di sostanze inquinanti. La verifica effettuata dal Gestore sulla conformità alle prescrizioni della Regione Toscana ha comportato, dunque, un'analisi di tutte le attività sottoposte alle acque di pioggia e, fra queste, quelle che potenzialmente possono dar luogo a rischi di trascinarsi di inquinanti.

Nell'ambito di tale verifica, l'analisi della struttura della FSRU ha evidenziato che la maggior parte della superficie esposta alle acque meteoriche è costituita da coperture non interessate da attività che possono determinare rischi di trascinarsi, di sostanze inquinanti.

Le uniche attività che potrebbero presentare rischio di trascinarsi sono quelle relative a:

- zona verricelli idraulici;
- compressore BOG;
- compressori d'aria del modulo T20 del Wobbe Index;
- apparecchiature ed installazioni azionate da centraline idrauliche e/o che potrebbero causare perdite di olio idraulico.

La OLT S.p.a per queste zone, pur trattandosi di rischi relativamente contenuti e pur operando nel rispetto delle norme di gestione navi in ambito portuale, ovvero in condizioni normali con gli scarichi a mare sul ponte di coperta chiusi e sigillati in maniera da controllare visivamente tutte le acque meteoriche prima dell'eventuale scarico a mare, ha comunque previsto l'adozione di dispositivi di contenimento di eventuali stillicidi e piccole perdite di olio e glicole a seconda delle apparecchiature. La verifica di conformità conclude, pertanto, evidenziando un corretto approccio metodologico in materia di gestione delle acque meteoriche applicate sulla FSRU alle indicazioni stabilite dal quadro normativo vigente.

Il gestore fornisce nelle tabelle seguenti gli esiti delle valutazioni effettuate in merito alla pertinenza e significatività delle sostanze inquinanti di cui all'Allegato X – Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (ex Allegato III del D.Lgs. 59/05) contenute nei principali scarichi convogliati in ambiente idrico. Si evidenzia che:

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Sostanza	Pertinenza	Significatività	Monitoraggio	Note
Composti organoalogenati e sostanze che possono dar loro origine nell'ambiente idrico	Si	Si	Monitoraggio in continuo di cloro attivo libero allo scarico dei vaporizzatori (SF15) e monitoraggio periodico dello scarico dell'impianto di trattamento reflui civili (SF29)	La pertinenza è legata all'utilizzo dell'ipoclorito di sodio per finalità antiouling e processo di trattamento dei reflui civili attraverso impianto dedicato.
Composti organofosforici	No	-	-	-
Composti organici dello stagno	No	-	-	-
Sostanze e preparati di cui sono comprovate proprietà cancerogene, mutagene o tali da poter influire sulla riproduzione in ambiente idrico o con il concorso dello stagno	No	-	-	-
Idrocarburi persistenti e sostanze organiche tossiche persistenti e bioaccumulabili	Si	No	-	Gli idrocarburi sono considerati pertinenti in ragione dell'uso di oli lubrificanti. Tutte le acque oleose vengono comunque raccolte in una cassa dedicata per il successivo conferimento a terra a ditte autorizzate.
Cianuri	No	-	-	-
Metalli e loro composti	No	-	-	-
Arsenico e i suoi composti	No	-	-	-
Biocidi e prodotti fitofarmaceutici	No	-	-	-
Materiale in sospensione	Si	No	Monitoraggio periodico dei SST allo scarico (SF29) dell'impianto di trattamento dei reflui civili	La pertinenza è relativa alla presenza dei reflui civili, oggetto di trattamento in impianto dedicato
Sostanze che contribuiscono all'eutrofizzazione (nitrati e fosfati in particolare)	No	-	-	-
Sostanze che esercitano influenza sfavorevole sul bilancio di ossigeno (misurabili con parametri quali BOD, COD)	Si	No	Monitoraggio periodico di BOD ₅ e COD allo scarico (SF29) dell'impianto di trattamento dei reflui civili	La pertinenza è relativa alla presenza dei reflui civili, oggetto di trattamento in impianto dedicato

5.6 EMISSIONI DI TIPO CONVOGLIATO IN ARIA

All'interno del terminale sono presenti differenti fonti di emissione in atmosfera. Principalmente queste risultano poco significative in quanto a servizio dell'areazione di locali interni al terminale, delle casse di stoccaggio di acqua per differenti usi (antincendio, sistema zavorra, ...), dei sistemi di sicurezza presenti (al cui interno non risultano presenti sostanze cancerogene, tossiche per la



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

riproduzione o mutagene o sostanze di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata) e sistemi di emergenza. Sulla base dell'analisi delle tipologie e dei quantitativi delle sostanze emesse dai punti di emissione presenti è risultato come l'unica emissione significativa ai sensi del D.Lgs. 152/06 sia quella prodotta dalle caldaie utilizzate per la produzione di vapore, successivamente inviato alle turbine a vapore presenti per la produzione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento dell'intero ciclo produttivo; preme evidenziare come, sebbene tali emissioni risultino separate, sia presente un unico camino di emissione in atmosfera comune alle due caldaie. Il Terminale presenta due punti di emissione convogliate in atmosfera (E1 e E2) costituite dalle due linee di scarico fumi separate, una per ogni caldaia, convergenti in un unico camino dotato di setto centrale. Tali camini rappresentano una sorgente continua, in condizioni di normale funzionamento del Terminale. Le caratteristiche geometriche e le emissioni in uscita dai camini sono riportate nella tabella seguente.

Dato	Unità di misura	Valore
Altezza camino s.l.m.	m	50
Diametro camino	m	1.2

Dato	Unità di misura	Valore
Sezione semicircolare E1	m ²	0.56
Sezione semicircolare E2	m ²	0.56

B.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)						
Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
E1	31458	NOx	4,7	39637	150	3
		CO	1,95	16515	62,5	
		CO ₂	4464	37,5*10 ⁶	11%	
E2	31458	NOx	4,7	39637	150	3
		CO	1,95	16515	62,5	
		CO ₂	4464	37,5*10 ⁶	11%	

NOTA: In relazione alla normale operatività del Terminale, in cui è previsto l'utilizzo di gas naturale, le seguenti sostanze sono da considerarsi pertinenti ma non significative (si veda l'Allegato B.18 alla domanda AIA):

- Composti organici volatili;
- Polveri.

In conformità a quanto prescritto dal Provvedimento Prot. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010, OLT ha comunque previsto un monitoraggio in continuo anche per tali inquinanti.

Con riferimento al Terminale FSRU, l'emissione principale generata dal processo in oggetto risulta essere quella prodotta dalle caldaie alimentate a metano utilizzate per la produzione di vapore, successivamente inviato alle turbine a vapore per la produzione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento dell'intero ciclo produttivo. Tali ricadute, riconducibili all'emissione dei prodotti di combustione dai camini delle due caldaie utilizzate per la produzione di vapore necessario al funzionamento dell'impianto e dalle metaniere impiegate per l'approvvigionamento, sono



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

confrontate con i limiti di legge in vigore (D.Lgs. 13 Agosto 2010, No. 155 "Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa").

Il gestore dichiara che le caldaie, i bruciatori e il sistema di ventilazione verranno modificati per garantire basse emissioni di NOX come di seguito riportato.

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

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

L'implementazione di tali modifiche consentiranno di passare dal valore iniziale di concentrazione di NOx , pari a 307 mg/Nm^3 , ad un valore finale di 150 mg/Nm^3 . In particolare il sistema di ricircolo dei gas esausti consiste nel ricircolo dei gas freddi di scarico prodotti dal processo di combustione all'ingresso della caldaia. Tale operazione consente di ridurre la concentrazione di ossigeno nel vapore di combustione, riducendo in tal modo la percentuale di ossidazione e quindi la temperatura di combustione. Inoltre il gas di scarico freddo assorbe parte del calore di combustione che riduce la temperatura di combustione e conseguentemente la formazione di NOx .

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

Il Terminale presenta due punti di emissione convogliata in atmosfera, costituiti dalle due linee di scarico fumi separate, una per ogni caldaia, convergenti in un unico camino dotato di setto centrale.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Dato	Unità di misura	Valore
Altezza camino s.l.m.	m	50
Diametro camino	m	1,2
Sezione camino (sezione semicircolare E1 + sezione semicircolare E2)	m ²	1,13 (0,565+0,565)
Temperatura dei fumi	K	476
Portata totale	Nm ³ /h	62.916
Concentrazione NOx	mg/Nm ³	150
Flusso di massa NOx	g/s	2,62
Emissione annuale di NOx	t/anno	79,2

Tabella 1 - Terminale FSRU, Caratteristiche Tecniche ed Emissive

Per quanto concerne le navi metaniere, di capacità pari a 155.000 m³, si sono tenute in conto le emissioni convogliate ad un camino di caratteristiche simili a quelle del Terminale FSRU (ex nave metaniera di capacità pari a 137.500 m³). Nel seguito sono riportate le caratteristiche tecniche ed emissive. Sono state considerate le sole emissioni di NOx in quanto le navi metaniere, a meno di condizioni di emergenza o sicurezza, utilizzano gas naturale quale combustibile.

Dato	Unità di Misura	Valore
Altezza camino s.l.m.	m	50
Diametro camino	m	1,2
Sezione camino	m ²	1,13
Temperatura fumi	k	476
Fattore di emissione NOx	Kg/t fuel gas	3

Nella valutazione delle emissioni delle navi metaniere il gestore ha considerato le seguenti fasi principali dell'operazione di allibo, in cui la nave metaniera è affiancata al Terminale FSRU:

Dato	U.d.M.	Avvicinamento	Attracco	Attracco Senza Scarico	Scarico	Disormeggio e Allontanamento
Durata	h	0,25	0,75	9	12	1
Consumo gas naturale	t	0,44	0,37	4,50	12,30	2,20
Portata fumi	Nm ³ /h	27.200	7.800	7.800	15.900	33.900
Flusso di massa NOx	g/s	1,47	0,41	0,41	0,85	1,83

Metaniere, Caratteristiche Emissive per Fasi di Allibo

Rimorchiatori

Nelle tabelle seguenti sono riportate le caratteristiche tecniche ed emissive dei 2 rimorchiatori di supporto alle operazioni di allibo suddivise per fasi operative.

Dato	Unità di Misura	Valore
Altezza camino s.l.m.	m	8



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Diametro camino	m	0,4
Sezione camino	m ²	0,13
Temperatura fumi	k	673
Velocità	m/s	12

Rimorchiatori, Caratteristiche Tecniche ed Emissive

Dato	U.d.M.	Avvicinamento	Attracco + Disormeggio e Allontanamento	Scarico
Durata	h	0,25	1	22
Flusso di massa NOx	g/s	3,9	2,1	0,2

Rimorchiatori, Caratteristiche Emissive per Fasi di Allibio

Nave di Sorveglianza

Nell'area circostante il Terminale sarà posizionato in permanenza (24 ore/giorno, 365 giorni/anno) una nave di sorveglianza. Nelle tabelle seguenti sono riportate le caratteristiche tecniche ed emmissive della nave di sorveglianza suddivise per fasi operative.

Dato	Unità di Misura	Valore
Altezza camino s.l.m.	m	10
Diametro camino	m	0,4
Sezione camino	m ²	0,13
Temperatura fumi	k	673
Velocità	m/s	12

Nave Sorveglianza, Caratteristiche Tecniche ed Emissive

Dato	U.d.M.	Stand-by	Movimenti nella Zona di Esclusione
Durata	h	23	1
Flusso di massa NOx	g/s	0,1	3,8

Nave di Sorveglianza, Caratteristiche Emissive per Fasi Operative

SIMULAZIONI EFFETTUATE

Il gestore ha effettuato le seguenti simulazioni per gli Ossidi di Azoto (NOx) (cautelativamente ha ipotizzato che tutti gli Ossidi di Azoto ricadano sotto forma di NO₂):

- valore medio annuo;
- valore massimo orario.

Per effettuare le simulazioni si evidenzia che:

- per la media annua sono state considerate:
 - le emissioni della FSRU, nell'ipotesi di funzionamento dell'impianto di 8.400 ore,
 - le emissioni totali annuali di metaniere e rimorchiatori, con riferimento all'arrivo di 59 navi e considerando, per ogni arrivo della metaniera, le diverse fasi di avvicinamento, attracco, attracco senza scarico, scarico, disormeggio e uscita dalla zona di esclusione,
 - le emissioni totali annuali della nave di sorveglianza;
- per la stima del massimo orario sono state considerate:



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

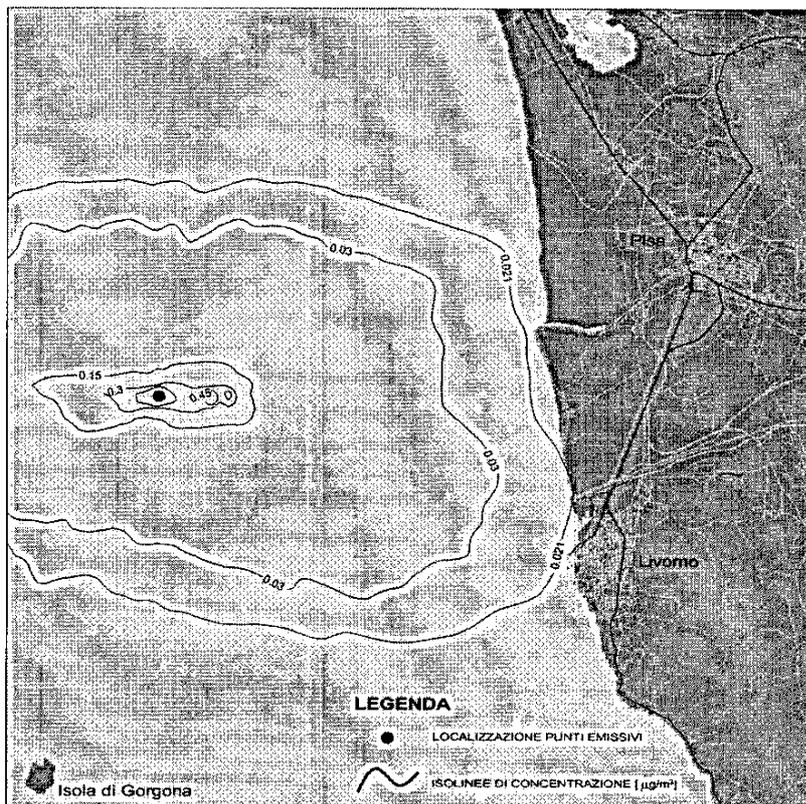
- le emissioni della FSRU, pari a 2,62 g/s,
- le emissioni dei mezzi navali nella fase più gravosa in termini emissivi (disormeggio e allontanamento),
- le condizioni meteorologiche più avverse per la dispersione di inquinanti.

ANALISI DEI RISULTATI

NO_x MEDIA ANNUA

Per quanto concerne la media annua delle ricadute di NO_x il gestore rileva che (si veda la Figura seguente):

- i valori massimi di ricaduta sono localizzati nei pressi dei punti emissivi;
- in corrispondenza delle località costiere le ricadute massime sono minori di 0,021 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, ossia inferiori di tre ordini di grandezza rispetto al limite normativo stabilito dal D.Lgs No. 155/2010 (si prende a riferimento il valore critico per la protezione della vegetazione di 30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$), dunque ritenute assolutamente trascurabili.



Mappa delle Isoconcentrazioni di NO_x, Media Annuale

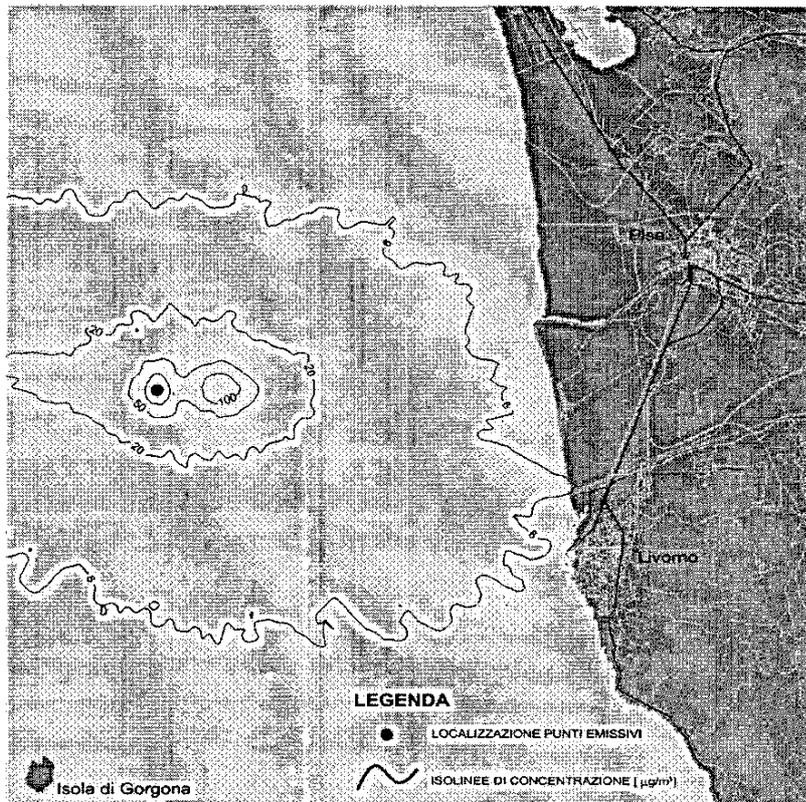


PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

NOx MASSIMO ORARIO (99.8° PERCENTILE)

Per quanto riguarda il 99.8° percentile delle concentrazioni orarie di NOx dall'esame della Figura fornita dal gestore, si osserva che:

- i valori massimi sono stimati in prossimità dei punti emissivi;
- in corrispondenza delle località costiere le ricadute massime sono di circa $6 \mu\text{g}/\text{m}^3$, dunque di gran lunga inferiori rispetto al limite normativo stabilito dal D.Lgs No. 155/2010 (si prende a riferimento il limite per l'NO2 di $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$).



Mapa delle Isoconcentrazioni di NOx, Massimo Orario (99.8° percentile)

CONCLUSIONI

Le simulazioni condotte con l'ausilio del sistema modellistico CALPUFF, in linea con gli approfondimenti presentati nell'ambito della procedura di Verifica di Assoggettabilità alla VIA ai sensi dell'art.20 del D.Lgs. No. 152/06 e ss.mm.ii. per l'aggiornamento riguardante la tipologia di navi metaniere compatibili con il Terminale FSRU Toscana ed il relativo numero di accosti che OLT ha presentato al MATTM, hanno consentito di valutare gli effetti ambientali associati all'emissione di sostanze inquinanti, in particolare degli Ossidi di Azoto (NOx), sia ad opera del Terminale galleggiante che delle unità navali (metaniere, rimorchiatori e nave di sorveglianza). Le simulazioni sono state condotte nelle condizioni meteorologiche più gravose ipotizzando i seguenti punti di emissione:

- Terminale FSRU (funzionamento continuo);



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

- Metaniera (presente durante le fasi di allibo);
- No. 2 Rimorchiatori (presente durante le fasi di allibo);
- Nave di Sorveglianza (presenza continua).

Sono stati simulati, in particolare, il valore massimo orario (99.8 percentile) e la media annua per gli NO₂ (cautelativamente si è ipotizzato che tutti gli Ossidi di Azoto ricadano sotto forma di NO₂). I risultati delle simulazioni modellistiche hanno evidenziato come le ricadute sulla costa dovute al sistema costituito dal Terminale FSRU e dalle unità navali (metaniere, rimorchiatori e nave di sorveglianza) siano inferiori di diversi ordini di grandezza ai limiti normativi di riferimento e determinino un contributo assolutamente trascurabile rispetto agli attuali livelli di qualità dell'aria nelle Province di Pisa e Livorno.

5.7 TORCIA FREDDA E COLD VENT SYSTEM

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

Le due colonne sono deputate:

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

In queste colonne vengono convogliati i gas dai serbatoi K.O. Drums (GNL/GN e Propano) che a loro volta raccolgono gli scarichi delle valvole di sicurezza delle linee ad alta e bassa pressione, delle valvole di sicurezza dei serbatoi di processo, dei vaporizzatori, delle pompe booster, del ricondensatore, nonché gli scarichi delle valvole di 'Blow down' (BDV). L'altezza della torretta è stata definita e verificata attraverso due studi:

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

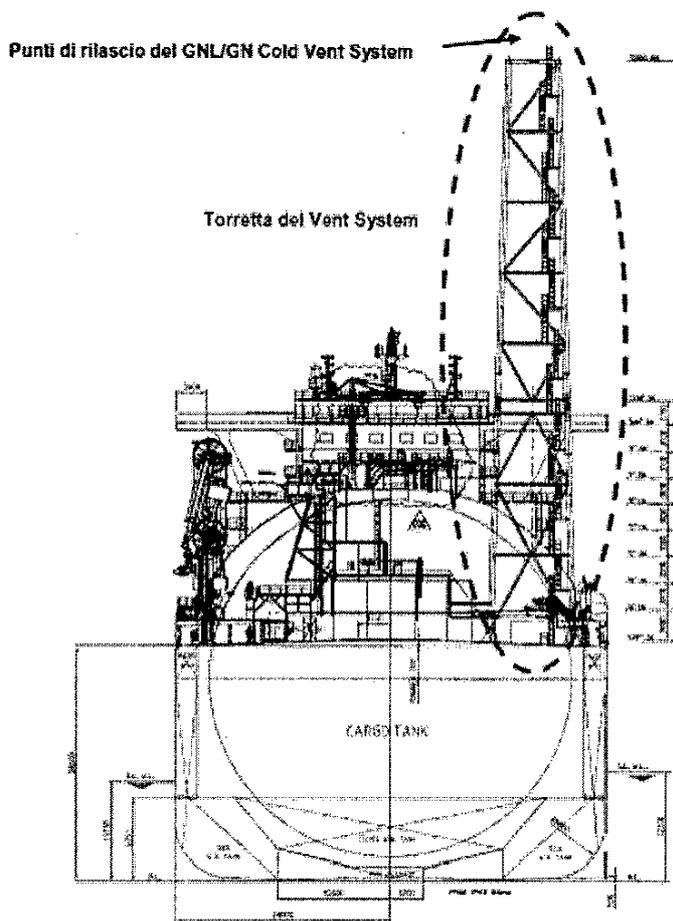
Questo studio ha individuato quale altezza idonea dei punti di rilascio, il valore di circa 70 m. Tale altezza è poi stata verificata dallo studio di dispersione dimostrandosi idonea anche sotto questo punto di vista.

Quali ulteriori elementi progettuali di interesse, si evidenzia che:

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana



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

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

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

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

Con tenori massimi attesi pari a:

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

tipi di GNL che è previsto siano trattati dal Terminale:

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

I sistemi di *venting* adottati nel terminale di rigassificazione sono del tipo a “torcia fredda”, non è pertanto presente fiamma pilota.

Il gestore dichiara che in condizioni di funzionamento ordinario del terminale di rigassificazione **non** sono previsti rilasci in atmosfera da parte dei sistemi di *venting*, salvo la portata di azoto immessa per l’inertizzazione dei sistemi stessi. Tale portata di azoto è valutabile complessivamente in 30 m³/h.

La logica di funzionamento dei sistemi di sicurezza, costituiti da valvole e da sistemi di depressurizzazione, prevede il loro intervento al raggiungimento di specifiche condizioni di pressione o temperatura che corrispondono a situazioni di anomalia/guasto e/o emergenza. Il gestore dichiara che non sono viceversa previsti rilasci in altre situazioni.

Il sistema di rilevamento dei livelli di pressione degli impianti è progettato in modo che le valvole di protezione intervengano al superamento di determinati valori di soglia, dando luogo a rilasci di Gas Naturale o Propano. Il raggiungimento di sovrappressioni può determinarsi in talune situazioni di emergenza, tipicamente rappresentate da incendi o rotture/anomalie degli impianti. Nelle tabelle seguenti sono riepilogati i potenziali rilasci dalle valvole di sicurezza che verrebbero inviati al GNL/GN Cold Vent System e Propane Vent System nel caso di emergenze.

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

TAG	EQUIPMENT PROTECTED	TYPE	SIZE	SET Press. (barg)	Discharge To	Overpressure (%)	FIRE				TUBE RUPTURE			
							Phase (LN)	TEMP. (°C)	MW	LOAD (kg/h)	Phase (LN)	TEMP. (°C)	MW	LOAD (kg/h)
905-PSV-101 A/B	BOG Compressor Suction Scrubber 905-VG-001	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	4	Cold Vent	10	V	-82	10,72	2260				
905-PSV-102 A/B	LNG Drain Drum 905-VA-001	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	13	Cold Vent	10	V	44,4	40,7	3630				
910-PSV-101 A/B	HP Gas To Recondenser	Balanced Bellow	3" X 4"	12	Cold Vent	10								
910-PSV-102 A/B	Recondenser 910-VB-001	Balanced Bellow	3" X 4"	12	Cold Vent	10	V	-86,8	17,03	14060				
915-PSV-113 A/B 915-PSV-123 A/B 915-PSV-133 A/B	Booster Pump 915-PS-001 A/B/C	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	12	Cold Vent	10	V	-86,8	17,03	3530				
920-PSV-110 A/B 920-PSV-120 A/B 920-PSV-130 A/B	IFV NG Outlet 920-HI-001/002/003	Balanced Bellow	3" X 6"	127	Cold Vent	10								
920-PSV-111 A/B 920-PSV-121 A/B 920-PSV-131 A/B	IFV Propane 920-HI-001/002/003	Balanced Bellow	3" X 4"	20	Prop. Vent	10	V	63,8	44,1	9660	V	-31	18,25	14700
935-PSV-103 A/B	Propane Drum 935-VD-001	Balanced Bellow	2" X 3"	20	Prop. Vent	10	V	63,8	44,1	13900				
925-PSV-117 A/B	HP Gas To Fuel Gas System	Balanced Bellow	3" X 4"	10	Cold Vent	10								
900-PSV-001 A/B	LNG Spillage Collection Drum 900-VL-001	Balanced Bellow	2" X 3"	13	Cold Vent	10	V	-85,4	17,03	8300				

TAG	EQUIPMENT PROTECTED	Discharge To	STARTING CONDITIONS		RESULTS		
			PRESSURE (barg)	TEMPERATURE (°C)	Pressure after 15 min (barg)	MW	Initial Flowrate (kg/h)
905-BDV-005	BOG Compressor and BOG Compr. Suction Scrubber	Cold Vent	12	44,4	6	19,5	830
910-BDV-002	Recondenser	Cold Vent	12	-117	6	17,1	33300
920-BDV-012	IFV 920-HI-001 LNGNG Side	Cold Vent	127	8	7	18,4	17840
920-BDV-022	IFV 920-HI-002 LNGNG Side	Cold Vent	127	8	7	18,4	17840
920-BDV-032	IFV 920-HI-003 LNGNG Side	Cold Vent	127	8	7	18,4	17240

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

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

TAG	EQUIPMENT PROTECTED	TYPE	SIZE	SET Press. (barg)	Discharge To	Overpressure (%)	RELIEF CONDITIONS										
							BLOCKED OUTLET				CONTROL VALVE FAILURE						
							Phase (L/V)	TEMP. (°C)	MW	LOAD (kg/h)	Phase (L/V)	TEMP. (°C)	MW	LOAD (kg/h)			
905-PSV-101 A/B	BOG Compressor Suction Scrubber 905-VG-001	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	4	Cold Vent	10											
905-PSV-102 A/B	LNG Drain Drum 905-VA-001	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	13	Cold Vent	10											
910-PSV-101 A/B	HP Gas To Recondenser	Balanced Bellow	3" X 4"	12	Cold Vent	10				V	27	17,03	8500				
910-PSV-102 A/B	Recondenser 910-VB-001	Balanced Bellow	3" X 4"	12	Cold Vent	10											
915-PSV-113 A/B 915-PSV-123 A/B 915-PSV-133 A/B	Booster Pump 915-PS-001 A/B/C	Balanced Bellow	1"1/2 X 3"	12	Cold Vent	10											
920-PSV-110 A/B 920-PSV-120 A/B 920-PSV-130 A/B	IFV NG Outlet 920-HI-001/002/003	Balanced Bellow	3" X 6"	127	Cold Vent	10	V	20	17,03	150300							
920-PSV-111 A/B 920-PSV-121 A/B 920-PSV-131 A/B	IFV Propane 920-HI-001/002/003	Balanced Bellow	3" X 4"	20	Prop. Vent	10											
935-PSV-103 A/B	Propane Drum 935-VD-001	Balanced Bellow	2" X 3"	20	Prop. Vent	10											
925-PSV-117 A/B	HP Gas To Fuel Gas System	Balanced Bellow	3" X 4"	10	Cold Vent	10				V	31	17,03	13400				
900-PSV-001 A/B	LNG Spillage Collection Drum 900-VL-001	Balanced Bellow	2" X 3"	13	Cold Vent	10											

5.8 EMISSIONI DI TIPO NON CONVOGLIATO IN ARIA

Il gestore dichiara che la valutazione delle emissioni fuggitive proprie del terminale è stata effettuata secondo le linee guida indicate dall'US-EPA (*United States Environmental Protection Agency*) nella pubblicazione n. EPA-453/R-95-017 "*Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*". Per quanto riguarda le emissioni non convogliate, alla capacità produttiva il gestore fornisce i seguenti dati riportati nella sottostante tabella.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

B.8.2 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (alla capacità produttiva)

Fase	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti	
			Tipologia	Quantità [tonn/anno]
F1 (Sistema di ricevimento e stoccaggio GNL)	<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Emissioni da raccordi, giunzioni e valvole	TOC	0,01
F2 (Rigassificazione GNL ed invio GN alla rete)	<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Emissioni da raccordi, giunzioni, pompe e compressori	TOC	0,50
F3 (Produzione di energia)	<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Emissioni da serbatoi lubrificanti e combustibile, raccordi e giunzioni	TOC	0,10
F4 (Sistema acqua mare)	<input type="checkbox"/> DIF <input type="checkbox"/> FUG	-	-	0
F5 (Trattamento acque reflue)	<input type="checkbox"/> DIF <input type="checkbox"/> FUG	-	-	0

Note

I valori delle emissioni fuggitive sono stati stimati con riferimento alla metodologia riportata nel "Protocol for Equipment Leak, Emission Estimate" pubblicato da EPA nel Novembre 2005

Nella tabella seguente si riportano i fattori di emissione utilizzati dal gestore per la stima all'interno del Terminale.

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

Fattori di emissione SOCFI - average emission factor approach

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

Emissioni fuggitive

5.9 RIFIUTI

La gestione del Terminale sarà affidata ad un Operatore che ricoprirà, in ottemperanza alle normative marittime ed in particolare al Codice della Navigazione, il ruolo di Armatore del Galleggiante. Tenuto conto di quanto sopra detto in riferimento all'inquadramento giuridico navale del Terminale, l'operatore "Armatore" provvederà a tutti gli adempimenti normativi e procedurali previsti a bordo del Terminale galleggiante per la raccolta, la gestione dei rifiuti ed il conferimento degli stessi al Concessionario del Porto di Livorno, in ottemperanza alla convenzione internazionale MARPOL 73/78 ratificata in Italia dalle leggi No. 662/80 (Marpol 73) e No. 438/82 (TSPP 78).

In particolare la gestione dei rifiuti dovrà comunque ottemperare alle disposizioni contenute nei seguenti annessi alla suddetta Convenzione:

- Annesso I: prevenzione dell'inquinamento da idrocarburi,
- Annesso IV: prevenzione dell'inquinamento da reflui domestici,
- Annesso V: prevenzione dell'inquinamento da rifiuti solidi.

Il Terminale galleggiante sarà in possesso dei certificati previsti da detta convenzione rilasciati dall'ente di classifica RINA (Registro navale italiano) per conto dello Stato di Bandiera. Detti certificati attestano la conformità alla convenzione stessa delle installazioni, delle procedure e delle registrazioni sui libri ufficiali di bordo previsti.

Data la posizione dell'Unità galleggiante e della base logistica, i rifiuti prodotti sul Terminale saranno conferiti, in ottemperanza alla normativa vigente (Ordinanza dell'Autorità Portuale di Livorno No. 15/20121, di seguito "Ordinanza"), al Concessionario per la gestione dei rifiuti in area portuale identificato in detta Ordinanza.

In particolare ai fini del D. Lgs. No. 152/06, come specificato nell'Ordinanza stessa all'art 6, commi 2 e 3 (Allegato 2):

- per "Produttore" deve intendersi la nave in sosta, in rada o in porto (nel caso specifico il Terminale galleggiante), e per "Detentore" il Concessionario del servizio;
- con il conferimento dei rifiuti al Concessionario del servizio da parte del Comando nave (nel caso specifico il Comando del Terminale galleggiante), si intendono assolti tutti gli obblighi previsti dal D. Lgs. No. 152/06 in capo ai Produttori.

Il Terminale galleggiante, ai fini della raccolta e della gestione dei rifiuti, da quanto dichiarato dal gestore, viene equiparato dalla normativa vigente ad una nave all'ancora e che conseguentemente tutti i rifiuti debbono essere raccolti e consegnati al Concessionario del Porto di Livorno.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

CLASSIFICAZIONE DEI RIFIUTI

I rifiuti che verranno prodotti dal Terminale, in conformità a quanto prescritto dalla normativa MARPOL, verranno classificati sulla base delle previsioni dei sopraccitati Annessi; in particolare, per quanto concerne i rifiuti solidi regolati dall'Annesso V, essi verranno distinti nelle Categorie MARPOL applicabili al caso del Terminale. Per ciascun rifiuto prodotto, come prescritto dall'Ordinanza stessa, a tale classificazione verrà associato dal personale di bordo competente anche un codice CER, di cui sarà data evidenza nel "Buono di Consegna" dei rifiuti predisposto dal Comando nave per ciascuno scarico a terra e sottoscritto per ricevuta dal Concessionario del Servizio di Gestione dei Rifiuti in Area Portuale. Ciò consente di facilitare sin dall'origine il percorso di avvio a smaltimento/recupero dei rifiuti ai sensi del D.Lgs. No. 152/06 e in particolare la loro decodifica dalla classificazione marittima a quella terrestre, che verrà adottata dal Concessionario.

B.11.2 Produzione di rifiuti							
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
20 01 39	Plastica	Solido	70 m ³	Tutte	SR1	Stoccati in sacchi gialli in contenitori dedicati.	Area portuale per successivo invio a impianti autorizzati
20 01 01	Carta e cartone	Solido	35 m ³	Tutte	SR1	Stoccati in sacchi gialli in contenitori dedicati.	
20 01 02	Vetro	Solido	20 m ³	Modulo alloggi	SR1	Stoccati in sacchi gialli in contenitori dedicati.	
05 01 06*	Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	Liquido	10 m ³	Tutte	SR9	Cassa	
08 01 21*	Vernici, pitture e diluenti	Liquido	100 kg	Tutte	SR4	In locale chiuso. I contenitori chiusi sono posti su pallet o scaffali	
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	N° area	Modalità	Destinazione
15 02 02*	Stracci, assorbenti e materiali filtranti contaminati da sostanze pericolose	Solido	1500 kg	Tutte	SR1	Contenitore a tenuta dedicato.	Area portuale per successivo invio a impianti autorizzati
20 01 40	Metalli	Solido	5.000 kg	Tutte	SR7/SR2	Stoccati in sacchi polietilene gialli in contenitori dedicati.	
18 01 01	Oggetti da taglio	Solido	3 kg	Infermeria	SR11	Scatole	
18 01 03*	Rifiuti da raccogliere e da smaltire con particolare attenzione	Solido	6 Kg	Infermeria	SR11	Scatole	
18 01 09	Medicinali non pericolosi	Solido	12 kg	Infermeria	SR11	Scatole	
20 01 25	Olio vegetale esausto da cucine e grassi commestibili	Liquido	300 kg	Modulo alloggi	SR1	Fustini chiusi.	
20 03 01	Rifiuti misti, ivi compresi gli scarti di prodotti vegetali e animali, o comunque quelli ad alto tasso di umidità (misti di camera e cucina)	Solido	20.000 kg	Modulo alloggi	SR2	Sacchi in polietilene di colore grigio in contenitori dedicati.	



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
20 01 38	Legno	Solido	5.000 kg	Tutte	SR2	Implato su pallet o in apposito contenitore.	Area portuale per successivo invio a impianti autorizzati
20 03 04 ¹⁾	Liquami	Liquido (Sludge)	1.500 kg	Modulo alloggi	SR6	Serbatoio dedicato.	
13 04 03*	Acque di sentina	Liquido	730 m ³	Locali macchine	SR5	Serbatoio dedicato.	
12 01 16*	Materiale abrasivo di scarto, contenente sostanze pericolose	Solido	1.200 kg	Manutenzione	SR2	Contenitori a tenuta.	
16 01 07*	Filtri dell'olio	Solido	250 kg	Manutenzione	SR2/SR8	Contenitori a tenuta.	
15 02 03	Rifiuti di macchina non contaminati da idrocarburi	Solido	1.000 kg	Tutte	SR2/SR7	Contenitori a tenuta.	

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta [kg]	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
16 02 13*	Apparecchiature elettroniche (monitori, tubi catodici in genere)	Solido	100 kg	Modulo alloggi	SR10	Sfusi ma integri, in contenitori open top.	Area portuale per successivo invio a impianti autorizzati
16 02 14	Apparecchiature elettroniche (unità centrali-stampanti-tastiere-fax e elettrodomestici)	Solido	1.000 kg	Modulo alloggi	SR10	Sfusi ma integri, in contenitori open top.	
08 03 17*	Toner per stampa esauriti, contenenti sostanze pericolose	Solido	150 Kg	Tutti	SR2	Contenitori a tenuta.	
16 05 04	Batterie alcaline	Solido	100 kg	Tutte	SR2	Contenitori in PVC, in area ventilata.	
16 05 05	Altre batterie e accumulatori	Solido	100 kg	Tutte	SR2/SR10	Contenitori in PVC, in area ventilata.	
20 01 21*	Tubi al neon	Solido	350 kg	Tutte	SR10	Scatole di cartone	
15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze (fusti ex olio e gasolio)	Solido	600 kg	Tutte	SR2	Imballaggi sfusi, integri e chiusi	

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta [kg]	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
16 03 04	Rifiuti inorganici non contenenti sostanze pericolose (cavi da ormeggio, materassi, etc.)	Solido	100 kg	Tutte	SR2	Sfusi	Area portuale per successivo invio a impianti autorizzati
14 05 03*	Altri solventi e miscele di solventi	Liquido	50 kg	Tutte	SR4	Fustini chiusi	

Note:

1) Il Terminale è dotato di un impianto di trattamento reflui domestici per le acque nere e grigie. Il quantitativo di fango sformato è riferito al residuo del trattamento. Si evidenzia che, in caso di non funzionamento del sistema di trattamento, le acque reflue saranno inviate a terra come rifiuto liquido per mezzo delle navi appoggio a disposizione del Terminale e successivamente smaltite dalla ditta concessionaria del servizio autorizzata con Ordinanza dell'Autorità portuale di Livorno No. 24/2009.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Descrizione	MARPOL (Annesso)	Codice CER	Quantità stimata	Stato Fisico	Confezionamento
Rifiuti misti, ivi compresi gli scarti di prodotti vegetali e animali, o comunque quelli ad alto tasso di umidità (misti di camera e cucinai)	V	200301	20.000 kg	Solido	Sacchi in polietilene di colore grigio
Olio vegetale esausto da cucine e grassi commestibili	V	200125	300 kg	Liquido	Fusti chiusi (oli)
Carta e cartone	V	200101	35 m ²	Solido	Sacchi in polietilene di colore giallo
Legno	V	200138	5.000 kg	Solido	Sacchi in polietilene di colore giallo
Vetro	V	200102	20 m ²	Solido	Sacchi in polietilene di colore giallo
Plastica	V	200139	70 m ²	Solido	Sacchi in polietilene di colore giallo
Metalli	V	200140	5.000 kg	Solido	Sacchi in polietilene di colore giallo
Acque di sentina	I	130403*	730 m ³	Liquido	Holding tank
Liquami ⁽¹⁾	IV	200304	1.500 kg	Liquido	Holding tank
Vernici, pitture e diluenti	V	080121*	100 kg	Liquido	Container
Materiale abrasivo di scarto, contenente sostanze pericolose	V	120116*	1.200 kg	Solido	Fusti open top 200 l cad. C.a.
Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze (fusti ex olio e gasolio)	V	150110*	600 kg	Solido	Fusti open top 200 l cad. C.a. Big bags con liner interno
Stracci, assorbenti e materiali filtranti contaminati da sostanze pericolose	V	150202*	1.500kg	Solido	Fusti open top 200 l cad. C.a. Big bags con liner interno
Filtri dell'olio	V	160107*	250 kg	Solido	Fusti open top 200 l cad. C.a. sigillati ermeticamente
Rifiuti di macchina non contaminati da idrocarburi	V	150203	1.000 Kg	Solido	Fusti
Apparecchiature elettroniche (monitors, tubi catodici in genere)	V	160213*	100 kg	Solido	Sfusi
Apparecchiature elettroniche (unità centrali-stampanti-tastiere-fax e elettrodomestici)	V	160214	1.000 kg	Solido	Sfusi
Rifiuti inorganici non contenenti sostanze pericolose (ravi da	V	160304	100 kg	Solido	Sfusi
ormeggio, materassi, etc.)					
Toner per stampa esauriti, contenenti sostanze pericolose	V	080317*	150 kg	Solido	Contenitore a tenuta dedicata.
Batterie alcaline	V	160604	100 kg	Solido	Casse di PVC o su pallets
Altre batterie e accumulatori	V	160605	100 kg	Solido	Casse di PVC o su pallets
Tubi al neon	V	200121*	350 kg	Solido	Scatole cartone
Rifiuti sanitari	V	180101 (3 Kg) 180103* (6 Kg) 180109 (12 kg)	21 kg	Solido	(1)
Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	I	050106*	10 m ³	Liquido	Oily barge tank ⁽²⁾
Altri solventi e miscele di solventi	V	140603*	50 kg	Liquido	(3)



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Note:

(1) Si evidenzia che, in caso di non funzionamento del sistema di trattamento, le acque reflue saranno inviate a terra come rifiuto liquido per mezzo delle navi appoggio a disposizione del Terminale e successivamente smaltite dalla ditta concessionaria del servizio autorizzata con Ordinanza dell'Autorità portuale di Livorno No. 15/2012.

(2) Da definire (allo stato attuale l'Ordinanza No. 15/2012 non definisce per il rifiuto la tipologia di confezionamento). Verranno ad ogni modo selezionati contenitori idonei e compatibili.

Il Gestore dichiara che le fasi di installazione/pre-collaudo/esercizio provvisorio, prevedono sostanzialmente la messa in esercizio del Terminale; data la natura delle attività da eseguire, il numero dei lavoratori presenti a bordo sarà sensibilmente soggetto a variazioni. Nella Tabella seguente il gestore, fornisce una stima della produzione dei rifiuti che si prevede verranno prodotti.

Descrizione	MARPOL (Annesso)	Codice CER	Quantità stimata	Stato Fisico	Confezionamento
Rifiuti misti, ivi compresi gli scarti di prodotti vegetali e animali, o comunque quelli ad alto tasso di umidità (misti di camera e cucina)	V	200301	15.000 kg	Solido	Sacchi in polietilene di colore grigio
Olio vegetale	V	200125	240 kg	Solido	Fusti chiusi (oli)
esaurito da cucine					
Carta e cartone	V	200101	10 m ³	Solido	Sacchi in polietilene di colore giallo
Legno	V	200138	15.000 kg	Solido	Impilato su pallet o in apposito contenitore.
Vetro	V	200102	45 m ³	Solido	Contenitore dedicato
Plastica	V	200139	100 m ³	Solido	Sacchi in polietilene di colore giallo
Metalli	V	200140	20.000 kg	Solido	Fusti open top o sfusi
Acque di sentina	I	130403	360 m ³	Liquido	Sfusi
Liquami	IV	200304*	460.000 kg	Liquido	Sfusi
Vernici, pitture e diluenti	V	080121*	200 kg	Liquido	Barattoli su pallets
Materiale abrasivo di scarto, contenente sostanze pericolose	V	120116*	500 kg	Solido	Fusti open top 200 l cad. C.a.
Sbracci, assorbenti e materiali filtranti contaminati da sostanze pericolose	V	150202*	1.000 kg	Solido	Contenitore a tenuta dedicato.
Filtri dell'olio	V	160107*	120 kg	Solido	Fusti open top 200 l cad. C.a. sigillati ermeticamente
Rifiuti di macchina non contaminati da idrocarburi	V	150203	600 kg	Solido	Fusti
Apparecchiature elettroniche (monitori, tubi catodici in genere)	V	160213*	50 kg	Solido	Sfusi
Apparecchiature elettroniche (unità centrali-stampanti-tastiere-fax e elettrodomestici)	V	160214	500 kg	Solido	Sfusi
Toner per stampa esauriti, contenenti sostanze pericolose	V	08 0317*	150 kg	Solido	Contenitore a tenuta dedicato.
Batterie alcaline	V	160604	300 kg	Solido	Cassa di PVC o su pallets
Altre batterie e accumulatori	V	160605	200 kg	Solido	Casse di PVC o su pallets
Tubi al neon	V	200121*	600 kg	Solido	Scatole cartone
Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	I	050106*	240 m ³	Liquido	Sfusi
Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze (fusti ex olio e gasolio)	V	150110*	15 (200 l) 25 (25 l)	Solido	Sfusi



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

RACCOLTA E CONFEZIONAMENTO DEI RIFIUTI

Analogamente a quanto previsto dal D.Lgs. No. 152/06, il gestore dichiara che rifiuti prodotti verranno raccolti in maniera differenziata come previsto dall'articolo 5, comma 1 dell'Ordinanza, e riposti, evitando mescolamenti, in appositi contenitori compatibili suddivisi per tipologie, in conformità a quanto previsto dalla MARPOL e dall'Ordinanza all'art. 5, comma 2.

Essendo il Terminale un'unità galleggiante e quindi soggetta a possibili movimenti dovuti alle condizioni ambientali, tutti i contenitori dei rifiuti non verranno mai impilati ed inoltre verranno rizzati (bloccati con appositi cavi alle strutture principali) onde evitare rischi di caduta dei colli. I contenitori verranno debitamente etichettati, identificando chiaramente il tipo di rifiuto in essi stoccato (come richiesto anche dal D. Lgs. No. 152/06).

STOCCAGGIO DEI RIFIUTI

AREE DI STOCCAGGIO

Il Terminale galleggiante, in conformità a quanto previsto dalla MARPOL, sarà in possesso:

- di un Oil Record Book (Registro degli Idrocarburi) secondo quanto previsto dall'Annesso I della Marpol per la registrazione degli scarichi a terra delle acque di sentina;
- di un Piano di gestione dei rifiuti solidi (secondo quanto previsto dall'Annesso V della Marpol) certificato dall'Ente di classifica e approvato dall'Autorità Competente che prevede:
 - l'identificazione di specifiche aree di stoccaggio dei rifiuti solidi in base alla tipologia e caratteristiche degli stessi (pericolosità e compatibilità);
 - la compilazione del Garbage Record Book (Registro di scarico dei rifiuti solidi) dove verranno registrati i rifiuti inviati a terra per lo smaltimento/recupero.

Tutte le aree di stoccaggio dei rifiuti saranno ben delimitate e contrassegnate.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

B.12 Aree di stoccaggio di rifiuti

Il complesso intende avvalersi delle disposizioni sul deposito temporaneo previste dall'art. 6 del D.Lgs. 22/97?

no ¹⁵ si

Indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m³):¹²

- rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento
- rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento
- rifiuti pericolosi destinati al recupero
- rifiuti non pericolosi destinati al recupero
- rifiuti pericolosi e non pericolosi destinati al recupero interno

N° area	Identificazione area	Cap. di stocc.	Superf.	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
SR1	Ponte coperta fra osteriggio macchina e modulo alloggi. Poppa.	7 m ³	8 m ²	Zona semicoperta su ponte principale, dedicata al posizionamento di contenitori standard per rifiuti.	CER non pericolosi (vetro, lattine, carta, stracci, plastica) e CER pericolosi
SR2 ⁽³⁾	Ponte coperta, starboard side. Poppa. Posta fra osteriggio macchina e modulo alloggi.	10-12 m ³	12 m ²	Zona semicoperta su ponte principale, dedicata al posizionamento di contenitori standard per rifiuti.	CER non pericolosi (metalli, rifiuti alimentari, batterie, legno, etc.) e CER pericolosi.
SR3	Ponte A, modulo alloggi. Poppa. Deposito rifiuti. (garbage store)	1 m ³	8.8 m ²	Locale adibito al compattatore rifiuti dotato anche di tre contenitori metallici.	CER non pericolosi
SR4	Ponte coperta, port side. Poppa. Deposito vernici (paint store).	2.8 m ³	21 m ²	Locale adibito allo stoccaggio delle vernici e dei contenitori vuoti. Dotato di 4 scaffali metallici, ciascuno di 3 ripiani.	CER pericolosi (fusti vuoti di vernice e altri solventi).
SR5	Doppio fondo quota 0-4100, aft side.	203.9 m ³	N.A.	Cisterne metalliche strutturali per raccolta e stoccaggio acque oleose di sentina.	CER pericolosi.
SR6	Terzo ponte, port side, poppa.	92 m ³	N.A.	Cassa strutturale per la raccolta dei liquami.	CER non pericolosi.
SR7	Terzo ponte, starboard side, poppa. (mechanical workshop)	50 l	90 m ²	Officina meccanica con possibilità di stoccaggio piccole quantità di rifiuto metallico.	CER non pericolosi (metalli).
SR8	Terzo ponte, port side, poppa. (oil store)	50 l	15 m ²	Deposito dedicato allo stoccaggio dei prodotti lubrificanti.	CER pericolosi.
SR9	Quarto ponte, starboard side, poppa.	4.4 m ³	N.A.	Cisterna dedicata allo stoccaggio fanghi oleosi	CER pericolosi.
SR10	Terzo ponte, starboard side, poppa. (Electrical Workshop).	100 l	27 m ²	Locale chiuso dedicato alla riparazione di attrezzature elettriche/ elettroniche con relativo deposito ricambi.	CER non pericolosi (stampanti, tastiere, etc.) e pericolosi (neon, monitors).
SR11	Ponte B, modulo alloggi, poppa, dispensary	0.5 m ³	6.8 m ²	Spazio dedicato alla raccolta dei rifiuti sanitari	CER non pericolosi e pericolosi

Note

(1) I depositi dei rifiuti di bordo saranno gestiti in accordo alla Convenzione Internazionale MARPOL, interamente recepita dalla normativa Italiana. Per ulteriori dettagli sulla normativa applicabile alla gestione dei rifiuti del Terminale si rimanda all'Allegato D9.

(2) Il destino finale dei rifiuti verrà stabilito dal Concessionario del servizio di Gestione degli stessi in area portuale, così come individuato dall'Ordinanza dell'Autorità Portuale di Livorno No. 15/2012.

(3) In caso di necessità di stoccaggio di materiali sfusi (es. fusti, legno, metalli), essi potranno essere allocati in prossimità dell'area SR2. In particolare i fusti chiusi verranno collocati in modo sfuso, mentre metalli, legno o in pallets coperti o in cassoni.

Per i dettagli inerenti le capacità di stoccaggio, le caratteristiche e le tipologie di rifiuti destinate alle No. 11 aree di stoccaggio individuate, nonché per la loro ubicazione si rimanda alla Planimetria B.22 della documentazione AIA.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Le aree di stoccaggio, così come chiarito nella scheda B.12, sono suddivisibili in tre macrocategorie:

- Locali chiusi con aree dedicate: i rifiuti all'interno dei locali sono ubicati in base alla loro pericolosità in appositi contenitori chiusi, fusti chiusi o cassoni;
- Aree esterne semicoperte: i rifiuti in base alla categoria e quindi pericolosità vengono ubicati in appositi fusti o contenitori chiusi a tenuta, cassoni chiusi (all'interno dei quali i rifiuti sono raccolti mediante sacchetti) ed in cassoni o pallet debitamente coperti con nylon (in caso di rifiuti sfusi solidi, es legno);
- Casse strutturali dell'unità galleggiante debitamente certificate dall'ente di classifica seguendo le direttive SOLAS.

In caso di sversamento accidentale di rifiuti verranno o attivate le procedure antinquinamento previste dal SOPEP2 se il rifiuto è un idrocarburo oppure attivate le procedure interne dell'Armatore/Operatore in caso rifiuti di altra natura. Ad ogni modo le ghiotte di contenimento per le aree esterne e per le casse strutturali, e lo strutturale contenimento dei locali interni (porte con battente rialzato) garantiscono il contenimento del materiale eventualmente sversato evitando qualsiasi spandimento e versamento in mare. Ad ogni modo, anche in caso di sversamenti, non è possibile che vengano a contatto rifiuti incompatibili perché, come già precedentemente descritto, i rifiuti incompatibili, analogamente a quanto richiesto dalla normativa terrestre, non vengono posti nella medesima area di stoccaggio e inoltre vengono rizzati (vincolati) in modo tale da mantenere la loro posizione anche in caso di rollio (movimenti oscillatori) del Terminale.

Tempi di stoccaggio

Il gestore dichiara che in maniera del tutto analoga a quanto avverrebbe in un'area di deposito temporaneo gestita ai sensi del DLgs. No. 152/06, in ragione della natura navale del Terminale i tempi di permanenza a bordo dei rifiuti nelle aree di stoccaggio dedicate saranno limitati al minimo indispensabile ed il conferimento dei rifiuti avverrà, condizioni meteo permettendo, con cadenza settimanale. Si ritiene pertanto pienamente assolto il limite massimo di deposito temporaneo dei rifiuti previsto dalla normativa terrestre.

Cisterne e casse

Le casse (cisterne stagne) dedicate alla raccolta dei liquami e delle acque di sentina sono di tipo "strutturale" rispondenti ai criteri costruttivi e ai requisiti previsti dalla SOLAS (74). In particolare tali casse sono dotate di sfiati con relative ghiotte di contenimento per evitare i possibili sversamenti, ed inoltre le tubazioni per il riempimento e lo svuotamento sono di tipo fisso per cui garantiscono una miglior tenuta del sistema, riducendo i rischi di perdite.

Movimentazione rifiuti

Il gestore dichiara inoltre che analogamente a quanto richiesto dal D. Lgs No. 152/06, la raccolta e movimentazione del rifiuto avverrà in modo tale da evitare ogni contaminazione degli ambienti circostanti. Le aree di stoccaggio sul Terminale Galleggiante devono, infatti, sottostare alla Normativa Marittima (MARPOL) specifica per la prevenzione dell'inquinamento in mare. In particolare lo scarico dei rifiuti liquidi dalle casse strutturali avverrà mediante tubazioni dedicate; sulla base delle procedure operative relative ed in ottemperanza alle ordinanze emesse dalle Autorità Competenti, tale operazione avverrà sempre mantenendo gli ombrinali (aperture munite di



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

tappo sul ponte di coperta che servono per la discarica delle acque piovane) chiusi in modo da non trasferire i contaminanti al corpo idrico recettore in caso di una ipotetica perdita. Si sottolinea che tutte le casse sono stagne e provviste di dispositivi che consentono di effettuare in condizioni di sicurezza le operazioni di riempimento, travaso e svuotamento (es. misuratori di livello).

Manutenzione

Il Terminale, essendo soggetto alla normativa marittima ed in particolare in possesso di un certificato di classe rilasciato dall'ente di classifica (RINA), è tenuto ad effettuare le manutenzioni previste dalla normativa stessa. La non ottemperanza equivale alla perdita del certificato con conseguente cessazione dell'attività. Il gestore dichiara che verrà pertanto tenuto aggiornato apposito registro ove verranno annotati gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata.

Conclusioni

Il gestore dichiara da quanto descritto che i requisiti di una corretta gestione rifiuti previsti dalla normativa terrestre vengono sostanzialmente soddisfatti dagli adempimenti previsti dalla normativa marittima in termini di tempi e modalità di deposito, di classificazione, di confezionamento e etichettatura del rifiuto. La caratterizzazione analitica del rifiuto non verrà effettuata dal Terminale, analogamente a quanto avviene a bordo di una qualsiasi nave, data la chiara identificazione a priori e la natura dei rifiuti che vengono prodotti; ad ogni modo la caratterizzazione analitica del rifiuto, in conformità a quanto previsto dal D.Lgs. No. 152/06, è a carico del Concessionario del servizio e viene effettuata pertanto appena il rifiuto giunge in banchina. Il Terminale sarà dotato (come descritto nell'Allegato E.3 e scheda A.2 della documentazione AIA inviata a Maggio 2012) di un Sistema di Gestione Ambientale in conformità alla norma ISO 14001 ed in seguito al Regolamento EMAS III. Tale Sistema prevederà fra l'altro la corretta conservazione/archiviazione di tutta la documentazione inerente la gestione dei rifiuti (da esibire in caso di controlli).

5.10 RUMORE

In sede di domanda di pronuncia del parere di compatibilità ambientale, al fine di valutare l'impatto acustico dello stabilimento, il gestore ha condotto un apposito studio nel quale sono state inserite le informazioni relative alla rumorosità delle singole apparecchiature e la struttura del terminale di rigassificazione. I risultati di tale studio, redatto da tecnico competente in acustica ambientale, evidenziano i dati di emissione sonora riferiti alle singole sezioni di impianto.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

B.14 Rumore

- Classe acustica riferita alla zona interessata dall'impianto: nessuna
- Limiti di emissione stabiliti dalla classificazione acustica per la zona interessata dall'impianto:
nessuno (giorno) / nessuno (notte)

Impianto a ciclo produttivo continuo: Sì No

Sorgenti di rumore	Localizzazione	Pressione sonora massima (dB _A) ad 1 m dalla sorgente		Sistemi di contenimento nella sorgente	Capacità di abbattimento (dB _A)
		giorno	notte		
Sea water process pumps [384-PA-001A/B/C/D]	Vessel-floor deck, elevation - 5500	85 globale		-	-
Sea water cooling pumps [384-PA-002A/B]	Vessel-floor deck, elevation - 5500	85 globale		-	-
Hypochlorite dosing system [723-XQ-001]	Vessel-floor deck, elevation - 5500	80 globale		-	-
New TG system [714-CS-001A/B] [601-DC-001A/B]	Vessel- 3rd deck, elevation - 14750	80 Globale		-	-
Sanitary discharge pumps [582-PX-001A/B]	Vessel- 3rd deck, elevation - 14750	85 globale		-	-
N2 generator [37-XY-001]	Vessel-2nd deck, elevation 22850	85		-	-
N2 compressor [377-KC-001]	Vessel-2nd deck, elevation 22850	85		-	-
Propane pump [935-PA-001]	Modulo di rigassificazione-T16-lower level, -1100	85		-	-
Booster pumps [915-PS-001A/B/C]	Modulo di rigassificazione-T16-intermediate deck, elevation -5100	95		-	-
BOG Compressor [905-KA-001]	Modulo di rigassificazione-T16-lower level, -1100	75		-	-
PSA nitrogen ads [900-XC-101A/1, 900-XC-101A/2, 900-XC-101B/1, 900-XC-101B/2, 900-XC-01C/1, 900-XC-01C/2]	T20, unità per la generazione dell'azoto per la correzione dell'indice di Wobbe lower level, -3630	87		-	-
Compressor 900-KC-001-2-3-4-5	T20 upper level, - 11130	77		-	-
Cooling water unit (900-HB-001-2-3-4-5)	T20 upper level, - 11130	77		-	-
Food air dryer 900 (900-VZ-001-2-3-4-5 air)	T20 upper level, - 11130	76		-	-

Nota
Ubicandosi a 12 miglia dalla costa non è prevista la classificazione acustica nella zona interessata dal terminale.

I valori di pressione sonora riportati sono stati estrapolati a partire dai dati di potenza sonora delle principali sorgenti fornite dal progettista. In particolare, essendo l'installazione nel suo complesso non ancora completata e pertanto non essendo disponibili i dati misurati attraverso analisi fonometriche delle singole sorgenti sonore, è stata predisposta una simulazione modellistica a



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

partire dai suddetti valori di potenza sonora, nell'ipotesi di sorgenti puntuali. I risultati di tale simulazione con l'elenco delle sorgenti simulate è riportato nell'Allegato D8. A partire, quindi, da una analisi dettagliata delle mappe derivanti dalle simulazioni (curve isofone) sono stati estrapolati i valori di pressione sonora in prossimità delle singole sorgenti o gruppi di sorgenti.

La valutazione di impatto acustico sono state condotte per mezzo del software previsionale IMMI 5.1.5a nel quale sono state inserite le informazioni relative alla rumorosità delle singole apparecchiature e la struttura del terminale di rigassificazione. Dal punto di vista legislativo i piani di classificazione acustica sono cogenti esclusivamente sui territori comunali di pertinenza mentre gli specchi di mari antistanti alle coste non risultano classificati. Nello studio si è provveduto, quindi, a realizzare un modello che fornisse informazioni sui livelli di rumore immesso in prossimità delle aree con presenza umana meno distanti. Il modello di calcolo implementato per valutare la propagazione del rumore in ambiente esterno ha mostrato che ad una distanza di circa 1 km è già rispettato il limite di emissione notturno di Classe I pari a 35 dB(A) a fronte di una distanza dell'isola più vicina pari a 25 km.

Misure di livello acustico negli ambienti lavorativi, volte alla classificazione delle aree a tutela dei lavoratori presenti, saranno svolte in accordo e conformemente alla normativa di settore vigente

I valori sopra elencati risultano superiori dal confrontato con i limiti previsti per la classe acustica VI-Aree esclusivamente industriali (DM 14/11/1997), tuttavia la normativa di settore non è applicabile al caso in esame in quanto trattasi di impianto offshore localizzato in mare aperto.

Relativamente alla Valutazione di Impatto Acustico sulla fauna marina il gestore, in sede di GI del 20/04/2011, riferisce che le indagini condotte sulle attività del terminale mostrano valori inferiori alle potenziali soglie di danno per i cetacei.

5.11 SUOLO E SOTTOSUOLO

Si rimanda a quanto descritto nel paragrafo 4.2.4

5.12 ODORI

In merito all'analisi di emissioni odorigene, il gestore non da evidenza di sorgenti emmissive.

5.13 ALTRE FORME DI INQUINAMENTO

Il Gestore dichiara che le sorgenti luminose presenti sul Terminale sono concentrate nelle zone di lavorazione e forniscono nel periodo notturno livello di illuminazione adeguato per poter svolgere in sicurezza le attività previste. Non sono prevedibili disturbi significativi sulle aree limitrofe, sulle aree costiere e sulle specie animali dell' area, considerato il fatto che il Terminale è posto a 12 miglia della costa. Il terminale è dotato delle segnalazioni luminose necessarie per rilevare la presenza e la posizione del terminale sia nei confronti del traffico marittimo sia rispetto a quello aereo. Per quanto riguarda l'impatto visivo, il gestore dichiara che il terminale non è percettibile dalla costa anche nei giorni di buona visibilità. Non è previsto l'impiego di PCB o Amianto per lo



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

svolgimento delle attività sul terminale. Gli effetti dovuti all' inquinamento elettromagnetico ed alle vibrazioni si ritengono trascurabili.

6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA

La ditta OLT Offshore LNG Toscana richiede il rilascio dell'Autorizzazione A.I.A. per il nuovo impianto di che trattasi nel suo assetto previsto al momento della presentazione della relativa domanda. Il Gestore non ha infatti presentato nella domanda di A.I.A. la scheda C relativa alle eventuali proposte di miglioramento o potenziamento dell' impianto. Conseguentemente l'assetto impiantistico da autorizzare coincide con quanto richiesto nella domanda di A.I.A. nelle schede A e B ed analizzata nel presente documento.

7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC

Le MTD – Migliori Tecniche Disponibili sono state ricavate dai documenti:

- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);
- Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);
- Grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili – ultima revisione disponibile: 28 Giugno 2006;
- il Decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare “Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (G.U. n. 51 del 3-3.2009 – S.O. n.29) “1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW”;
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006;
- Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) - Luglio 2007;
- Reference Document on General Principles of Monitoring - Luglio 2003;
- Reference Document on Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001;
- Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage (Luglio 2006);
- Reference Document on Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector – Febbraio 2003.

Nota Bene: con la dicitura di Stato “Applicata”, trattandosi di nuovo impianto, si è inteso che il gestore, nella documentazione allegata alla domanda, ha indicato un impegno preciso alla sua realizzazione futura.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

7.1 GESTIONE AMBIENTALE

MTD (§ 4.2.): *Sistemi di gestione ambientale*

Documento di riferimento: "Waste Water and Waste Gas Treatment"

MTD (§ 4.2.): Implementare ed aderire a sistemi di gestione ambientale:

- o EMAS;
- o ISO 14001.

STATO: Applicata parziale

Nel Terminale sarà adottato un Sistema di Gestione Ambientale certificato conforme alla norma UNI EN ISO 14001:2004 (già acquisito da OLT Offshore per la sede Legale ed operativa). Sarà inoltre conseguita la Registrazione EMAS.

MTD (§ 4.2.): *Sistemi di gestione ambientale*

Documento di riferimento: "Waste Water and Waste Gas Treatment"

MTD (§ 4.2.): Implementare ed aderire a sistemi di gestione reflui/effluenti gassosi:

STATO: Applicata

Il gestore dichiara che la gestione dei reflui e degli effluenti gassosi sarà ricompresa all'interno del SGA di cui al punto precedente. Sarà inoltre presente, ai sensi della normativa vigente, il piano di gestione rifiuti relativo al terminale.

MTD (§ 5.1.1.3) "*prevenzione degli incidenti*"

Documento di riferimento: "emissions from storage"

MTD (§ 5.1.1.3)

- Gestione della sicurezza – implementare un sistema di gestione della sicurezza;
- Procedure e formazione – implementare adeguate misure organizzative e formazione specifica per responsabilizzare gli operatori circa la sicurezza;
- Perdite per corrosione – prevenire la corrosione dei serbatoi (attraverso l'uso di particolari metalli o tipi di protezione);
- Procedure e strumenti per la prevenzione dello sversamento – implementare apposite procedure per prevenire il sovra riempimento;
- Strumentazione per la rilevazione delle perdite – applicare appositi metodi e strumentazioni per rilevare eventuali perdite dai serbatoi;
- Approccio basato sul rischio – raggiungere 'rischio trascurabile' per il caso di sversamento dal serbatoio;
- Contenimento degli sversamenti – provvedere ad introdurre un contenimento secondario per prevenire gli sversamenti sul suolo.

STATO: Applicata

Sarà implementato un sistema di gestione ambientale che permetterà di valutare anche gli aspetti di sicurezza. All'interno di tale sistema saranno presenti apposite procedure (operative e gestionali) che permetteranno di gestire in sicurezza il terminale.

Perdite per corrosione – prevenire la corrosione dei serbatoi (attraverso l'uso di particolari metalli o tipi di protezione) –

I serbatoi di stoccaggio sono di Alluminio. Nella parte interna la presenza di GNL o vapori di esso e la totale mancanza di ossigeno, evitano totalmente che si manifestino corrosioni. Nella parte esterna i serbatoi sono coibentati con 250 mm di polistirene ed un flusso continuo di azoto lambisce la superficie esterna. Comunque, Nell'ambito del piano di manutenzione dei serbatoi, sono previsti specifici controlli per prevenirne la corrosione, sulla base delle loro criticità. Il sistema di zavorra prevede la protezione da corrosione mediante pitturazione e sistema di anodi di zinco.

Procedure e strumenti per la prevenzione dello sversamento – implementare apposite procedure per prevenire il



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

sovra riempimento-

L'approvvigionamento del GNL sarà effettuato tramite apposite procedure e controlli a IAS che permetteranno di garantire sia la sicurezza del terminale che gli aspetti ambientali associati a tale fase. Per quanto riguarda i dispositivi per evitare il sovra riempimento, in ogni serbatoio sono previsti due livelli stati, completamente indipendenti tra loro. Quando il livello del GNL raggiunge il primo livello stato, viene attivato un allarme acustico e visivo sia nella centrale operativa, sia sul ponte. Tale allarme inoltre chiude automaticamente le valvole di riempimento del serbatoio interessato. Nel caso che con il suddetto allarme le valvole di riempimento non fossero completamente chiuse, interviene il secondo livello stato, posto leggermente più in alto del primo. Tale secondo livello stato attiva un altro allarme ottico ed acustico e provoca la fermata totale dell'imbarco di GNL, chiudendo le valvole sui manifolds ed inviando un segnale alla nave rifornitrice e conseguente fermata delle pompe di trasferimento del carico. E' possibile provare il corretto funzionamento di ambedue i livello stati intervenendo manualmente su un sistema che ne provoca il movimento fino al punto di renderli attivi. Generalmente prima della carica si eseguono prove di funzionamento.

Strumentazione per la rilevazione delle perdite – applicare appositi metodi e strumentazioni per rilevare eventuali perdite dai serbatoi –

Gas detector posizionati nella zona dell'equatore del serbatoio e nella vasca indicano eventuali perdite.

Contenimento degli sversamenti – provvedere ad introdurre un contenimento secondario per prevenire gli sversamenti sul suolo-

I serbatoi di stoccaggio di GNL sono di tipo Moss a doppio contenimento. Nella progettazione dei serbatoi è stato adottato il concetto "leak before failure". Il sistema "leak before failure" consente, in caso di formazione di fessura, che la stessa si propaghi lentamente senza arrivare immediatamente ad una rottura critica. Nella zona sottostante ogni serbatoio è presente una vasca di acciaio inossidabile idonea a contenere le eventuali perdite. Gas detector posizionati nella zona dell'equatore del serbatoio e nella vasca indicano eventuali perdite.

Nella vasca sono inoltre previsti i seguenti strumenti con invio di segnalazione nella Centrale operativa :

- 1 livello stato
- Sensori per rilievo bassa temperatura

Nel caso di colaggio di carico ambedue i suddetti sensori provocano allarme.

Nel caso invece che nella vasca si sia riversato dell'acqua di zavorra a seguito da una perdita da un compartimento zavorra adiacente, solamente il livello stato provoca allarme. Sempre nella vasca è previsto un eiettore per l'esaurimento dell'acqua, mentre per i colaggi di GNL vengono esauriti mediante evaporazione del GNL. Le sistemazioni sono idonee a contenere i colaggi per un periodo di almeno 15 giorni.

MTD (§ 5.1) Sistemi gestionale

Documento di riferimento: "Waste Treatment"

MTD (§ 5.1):

Implementare un sistemi di gestione ambientale (EAMS);

Predisporre tutti i dettagli sulle attività: descrizione dei trattamenti dei rifiuti, sulle reazioni chimiche, sulla filosofia di sistemi di controllo, manuale di istruzione;

Procedure e formazione – adeguate misure organizzative e formazione specifica.

STATO: Applicata

Il gestore dichiara che nel terminale sarà adottato un Sistema di Gestione Ambientale certificato conforme alla norma UNI EN ISO 14001:2004. All'interno di tale sistema verranno definite tutte le attività del terminale (di processo e di gestione), le relative responsabilità, la struttura organizzativa e verrà effettuata la necessaria formazione specifica. Sarà inoltre conseguita la Certificazione EMAS.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

7.2 USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA

MTD (§ 4.2.1) "Gestione dell'efficienza energetica"

Documento di riferimento: "Energy efficiency"

MTD (§ 4.2.1)

Implementare ed aderire ad un sistema di gestione energetica.

STATO: Applicata

L'adozione di un Sistema di Gestione Ambientale consentirà di procedere ad una corretta analisi e gestione dell'efficienza energetica e di perseguire, nell'ottica del miglioramento continuo, performance ottimali in tale senso.

MTD (§ 4.2.4) "incrementare l'interazione tra i processi"

Documento di riferimento: "Energy efficiency"

MTD (§ 4.2.4)

Ottimizzare l'uso di energia tra più di un processo o sistema dell'installazione o con una terza parte.

STATO: Applicata

All'interno del terminale viene effettuato il recupero termico dei fluidi; in particolare la corrente "calda" del processo utilizzata per la vaporizzazione del GNL, l'acqua di mare, viene ulteriormente scaldata, attraverso il recupero delle frigorie presenti al suo ingresso nel ciclo produttivo, mediante scambi termici intermedi che permettono un più efficiente rendimento energetico.

MTD (§ 4.2.7) "controllo effettivo del processo"

Documento di riferimento: "Energy efficiency"

MTD (§ 4.2.7)

Assicurare un controllo effettivo del processo.

STATO: Applicata

Il processo è interamente controllato tramite DCS in modo da garantire l'efficienza energetica del terminale.

MTD (§ 4.2.8) "manutenzione"

Documento di riferimento: "Energy efficiency"

MTD (§ 4.2.8)

1. Fare manutenzioni all'impianto in modo da ottimizzare l'efficienza energetica;
2. Stabilire e mantenere documentate procedure di monitoraggio e misura delle operazioni e attività chiave che possono avere un impatto significativo sull'efficienza energetica.

STATO: Applicata

1. A bordo del terminale verrà implementato un piano di manutenzione di tutti i sistemi presenti in modo da assicurare l'efficienza energetica del sistema;
2. All'interno del sistema di gestione saranno presenti procedure di gestione del terminale in grado di garantire l'efficienza energetica del terminale

MTD (§ 4.3.2) "identified reduction techniques within the BAT - approach"

Documento di riferimento: "industrial cooling system"

MTD (§ 4.3.2)

Riduzione del consumo di energia tramite sistemi di raffreddamento a passaggio singolo.

STATO: Applicata



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Condensatore principale e condensatore ausiliario dispongono di sistemi di raffreddamento a passaggio singolo.

MTD (§ 4.5.2) "Identified reduction techniques within the BAT – approach"

Documento di riferimento: "industrial cooling system"

MTD (§ 4.5.2)

Riduzione del trasporto di organismi:

- Posizione e progetto delle prese d'acqua mare adeguati e selezione della tecnica di protezione;
- Ottimizzare la velocità nei canali d'ingresso per limitare la sedimentazione e verifica dell'occorrenza di fenomeni stagionali di macroincrostazione.

STATO: Applicata

L'acqua di mare per il condensatore principale è introdotta nel sistema attraverso una presa, indicata come "SCOOP", posizionata nella carena della nave. Esistono ulteriori prese di acqua mare:

- 1 a prora per pompa incendio di emergenza;
- 2 in App. Motore (alta e bassa) per le esistenti pompe acqua mare ai condensatori principale ed ausiliario;
- 2 in App. motore (alta e bassa) per sistema raffreddamento ausiliario, pompe zavorra, pompe acqua spruzzata, pompe antincendio, pompe evaporatori ed altri servizi secondari;
- 1 (nuova) nel compartimento poppiero del thruster per la motopompa acqua spruzzata.

Tutte le prese a mare, con esclusione della prodiera e di quella del compartimento thruster poppiero sono interessate dall'iniezione di ipoclorito di sodio con finalità di antifouling.

MTD (§ CAP 3) "Common processes and techniques to reduce emissions from large combustion plants"

Documento di riferimento: *Large Combustion Plants*

MTD (§ CAP 3)

Le migliori tecniche per il trattamento di combustibili gassosi possono essere ricondotte a:

- Espansione in turbina per il recupero di energia;
- Controllo del gas.

STATO: non applicabile

Non essendo presenti turbine a gas nel Terminale, ma solo turbine a vapore, l'espansione in turbina del gas per il recupero di energia non risulta pertinente. Inoltre, per quanto concerne il controllo del gas si evidenzia che il Terminale non ha adduzione di gas da tubazioni o metanodotti, ma per la combustione viene utilizzato il gas derivante dal GNL stoccato. Ad ogni modo, poiché il Sistema di Gestione integrato del Terminale prevede che siano identificati e sottoposti a manutenzione tutti i sistemi critici, il Terminale si è dotato di un PMS (Planned Maintenance System) e di procedure interne atte a salvaguardare e supervisionare tutte le apparecchiature ed i sistemi dello stesso, ivi comprese le tubazioni di adduzione del gas al sistema di combustione.

MTD (Cap 7.4.2) "Common processes and techniques to reduce emissions from large combustion plants"

Documento di riferimento: *Large Combustion Plants*

MTD (CAP 7.4.2)

Tra le tecniche per garantire l'aumento dell'efficienza di boiler che utilizzano combustibili gassosi è incluso il controllo della combustione mediante sistemi computerizzati

STATO: Applicata

All'interno dell'impianto è effettuato un idoneo controllo della combustione mediante sistemi computerizzati.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

MTD (Cap 7.4.2) "Common processes and techniques to reduce emissions from large combustion plants"

Documento di riferimento: *Large Combustion Plants*

MTD (CAP 7.4.2)

Ottimizzazione efficienza energetica tramite:

- Controllo avanzato di combustione;
- Utilizzo di materiale adeguato per ottenere alte temperature operative

STATO: Applicata

A bordo del Terminale di rigassificazione il controllo continuo del rapporto aria/combustibile consente di monitorare le performance delle caldaie e di ridurre le emissioni di inquinanti. L'utilizzo di materiale adeguato (coibentazioni) permette di raggiungere alte temperature operative con conseguente aumento dell'efficienza delle turbine a vapore.

7.3 UTILIZZO DI MATERIE PRIME

Approvvigionamento e movimentazione di combustibili gassosi ed additivi

Documento di riferimento: *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006*

MTD (§ 6.4.1): Per ridurre il rischio di contaminazione del suolo e sottosuolo, le superfici su cui sono poste linee ed apparecchiature che contengono oli e combustibili liquidi devono essere pavimentate e devono convogliare le acque potenzialmente oleose verso un sistema di trattamento delle acque.

Stato: Applicata (parziale)

Le superfici su cui insistono le apparecchiature sono provviste di ghiotte di contenimento per la raccolta di stillicidi. La pulizia delle ghiotte è regolamentata tramite idonea procedura. Le acque che interessano la zona del compressore BOG sono convogliate alla cassa di raccolta delle acque oleose di sentina e conferite a terra al Concessionario per il loro successivo avvio a smaltimento. Anche i depositi contenenti combustibili liquidi e lubrificanti e le zone di imbarco sono dotate di ghiotte. Le ghiotte attorno alle casse (idonee per piccoli stillicidi) scaricano nella cassa acque oleose. Sarà presente una ghiotta che colleterà tutte le acque meteoriche che interesseranno il BOG Compressor. Gli scarichi derivanti saranno collegati ai pozzetti di sentina nei locali prodieri e successivamente pompate nelle casse delle acque oleose ubicate nel locale macchine.

Rifornimento o movimentazione di combustibili gassosi ed additivi

Documento di riferimento: *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006*

MTD (§ 7.5.1): Prevenire rilasci di combustibile gassoso durante le operazioni di rifornimento e movimentazione. Per il gas naturale è considerata BAT l'implementazione di un sistema di rilevamento perdite e di allarmi.

Stato: Applicata

Al fine di prevenire rilasci di combustibile gassoso in fase di trasferimento, sono presenti quattro gas detectors lineari in prossimità dei bracci di carico. Esiste un sistema di rilevamento perdite e allarme sul modulo di rigassificazione, nel locale compressori e nel locale motori. Esistono gas detectors nella zona alloggi. Il Terminale dispone inoltre di diversi sistemi di rilevamento perdite (nuovo e vecchio gas detector systems, gas sampling system, vecchi cold detectors sulle sfere, nuovi cold detectors sui drip trays. Esistono gas detector anche sugli scarichi dei venting dell'impianto di rigassificazione e sugli scarichi delle valvole di sicurezza dei serbatoi di stoccaggio.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Rifornimento o movimentazione di combustibili gassosi ed additivi

Documento di riferimento: *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006*

MTD (§ 7.5.1): Utilizzo efficiente del combustibile gassoso mediante le seguenti tecniche:

- utilizzo di turbine ad espansione per recuperare il contenuto di energia dal gas pressurizzato;
- preriscaldamento del combustibile gassoso mediante streams termici provenienti dalle caldaie o dalle turbine a gas.

Stato: *Applicata*

Viene effettuato il preriscaldamento del combustibile gassoso prima dell'invio in caldaia.

7.4 ARIA

Emissione polveri ed SO₂

Documento di riferimento: *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006*

MTD (§ 7.5.3): le emissioni di polveri e SO₂ prodotte da impianti a combustione di gas naturale sono solitamente basse e contenute entro:

- polveri: < 5 mg/Nm³, anche in assenza di eventuali misure primarie; tenore di O₂: 15%;
- SO₂: <10 mg/Nm³, anche in assenza di eventuali misure primarie; tenore di O₂: 15%.

In caso di superamento, è BAT il pretrattamento del gas con appositi filtri.

Stato: *Applicata*

Le emissioni di polveri (tenore di O₂: 3%) sono pressoché trascurabili e sensibilmente inferiori a 1 mg/Nm³.

Le emissioni di SO₂ sono considerate anch'esse non rilevanti data la ridottissima concentrazione di zolfo presente nel gas naturale che si prevede di approvvigionare.

MTD (§ CAP 4) "individuazione delle MTD"

Documento di riferimento: *LG "grandi impianti di combustione"*

MTD (§ CAP 4)

Riduzione delle emissioni di NO_x e CO all'interno di una caldaia a gas:

Brucciatori a basso NO_x: introducono l'aria e il combustibile in modo da ritardare la miscelazione, diminuire la disponibilità dell'ossigeno e il picco di temperatura nella fiamma; tali bruciatori inoltre rallentano la conversione dell'azoto presente nel combustibile a NO_x, garantendo comunque un'alta efficienza di combustione.

STATO: *Applicata*

A servizio della caldaia presente sul terminale di rigassificazione viene impiegato un bruciatore a bassa produzione di NO_x

MTD (§ 5.1.1.1) "principi generali per prevenire e ridurre le emissioni"

Documento di riferimento: *"emissions from storage"*

MTD (§ 5.1.1.1)

Forma del serbatoio – occorre considerare le caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze presenti, come viene effettuato lo stoccaggio, di che strumentazioni necessita, come devono rispondere gli operatori ad eventuali allarmi, gli strumenti di sicurezza introdotti, le strumentazioni installate, la manutenzione richiesta, il comportamento in caso di emergenza (distanza dagli altri serbatoi, sistemi di protezione antincendio).

STATO: *Applicata*

I serbatoi di stoccaggio di GNL sono sferici e presentano tutti quegli accorgimenti necessari a garantire l'utilizzo in sicurezza (doppio rivestimento, valvole di sicurezza, controlli a DCS, idoneo sistema antincendio).



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

MTD (§ 5.1.1.1) "principi generali per prevenire e ridurre le emissioni"

Documento di riferimento: "emissions from storage"

MTD (§ 5.1.1.1)

Ispezione e manutenzione – implementare un programma di manutenzione periodica basato sulla criticità delle apparecchiature.

STATO: Applicata

All'interno del Terminale viene fatta manutenzione periodica delle apparecchiature presenti (serbatoi inclusi) secondo un apposito piano di manutenzione interno che tiene conto anche del livello di criticità delle apparecchiature stesse.

MTD (§ 5.1.1.1) "principi generali per prevenire e ridurre le emissioni"

Documento di riferimento: "emissions from storage"

MTD (§ 5.1.1.1)

Minimizzazione delle emissioni – abbattere le emissioni dai serbatoi di stoccaggio che hanno impatti significativi sull'ambiente.

STATO: Applicata

L'approvvigionamento di GNL viene effettuato a ciclo chiuso per prevenire l'emissione in atmosfera; solo in caso di emergenza si potrà avere emissione dal sistema denominato torcia fredda. Emissioni di gas in atmosfera si possono avere durante il primo raffreddamento dei serbatoi, la prima carica dei serbatoi e in caso di decommissioning di uno o più serbatoi. L'approvvigionamento di GNL viene effettuato a ciclo chiuso per prevenire l'emissione in atmosfera; solo in caso di emergenza si può avere l'emissione dal sistema denominato torcia fredda.

Piano di controllo e sistema di monitoraggio emissioni

Documento di riferimento: "Linee Guida in Materia di Sistemi di Monitoraggio"

Piano di controllo e sistema di monitoraggio: valutazione di conformità rispetto ai limiti emissivi prescritti, raccolta dati ambientali richiesti ai fini delle periodiche comunicazioni alle autorità competenti.

STATO: Applicata

E' stato predisposto un Piano di Monitoraggio e Controllo delle emissioni. I dati ambientali derivanti da tali attività di monitoraggio saranno gestiti e archiviati nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale nonché raccolti in un Report annuale da consegnare alle Autorità.

MTD (§ CAP 4) "individuazione delle MTD"

Documento di riferimento: LG "grandi impianti di combustione"

MTD (§ CAP 4)

Riduzione delle emissioni di NOx e CO all'interno di una caldaia a gas:

Ricircolo fumi: porta alla riduzione dell'ossigeno disponibile nella zona di combustione e ad una diminuzione della temperatura di fiamma; ne consegue che si riducono la conversione a NOx dell'azoto presente nel combustibile e la formazione di NOx termici.

STATO: Applicata

Il Terminale dispone di un sistema di ricircolo dei fumi.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

7.5 SERBATOI

MTD (§ 5.1.1.2) "considerazioni specifiche sui serbatoi"

Documento di riferimento: "emissions from storage"

MTD (§ 5.1.1.2)

Serbatoi a tetto fisso – necessitano di sistema di trattamento dei vapori.

STATO: Applicata

L'approvvigionamento di GNL viene effettuato a ciclo chiuso per prevenire l'emissione in atmosfera; solo in caso di emergenza si può avere l'emissione dal sistema denominato torcia fredda.

7.6 ACQUA

Principi di monitoraggio

Documento di riferimento: "Linee Guida in Materia di Sistemi di Monitoraggio"

Principi del monitoraggio degli inquinanti nelle emissioni in acqua:

1. Principi del monitoraggio degli inquinanti nelle emissioni in aria;
Principi del monitoraggio in discontinuo: metodi elaborati dagli organismi scientifici UNI, CEN, ISO, ASTM e EPA e metodi previsti dalla normativa italiana.

STATO: Applicata

A bordo del Terminale le emissioni in aria verranno monitorate mediante strumentazione in continuo; verranno utilizzati metodi analitici riconducibili a metodologie nazionali e/o internazionali.

Principi di monitoraggio

Documento di riferimento: "Linee Guida in Materia di Sistemi di Monitoraggio"

Principi del monitoraggio degli inquinanti nelle emissioni in acqua:

1. Principio di monitoraggio degli inquinanti nelle emissioni in acqua.

Principi di misura per il monitoraggio continuo.

STATO: Applicata

Nel Terminale verrà effettuato il monitoraggio in continuo della principale emissioni in mare, costituita dallo scarico delle acque di rigassificazione, sulla base di principi internazionalmente riconosciuti.

Principi di monitoraggio

Documento di riferimento: "Linee Guida in Materia di Sistemi di Monitoraggio"

Principi del monitoraggio degli inquinanti nelle emissioni in acqua:

2. Principio di monitoraggio degli inquinanti nelle emissioni in acqua.

Principi di misura per il monitoraggio discontinuo: metodi di analisi standardizzati e metodi riconosciuti a livello nazionale.

STATO: Applicata

Le emissioni in acqua relativamente ai reflui civili verranno monitorate periodicamente con l'utilizzo di metodiche riconosciute a livello nazionale/internazionale



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

MTD (§ 4.4.2) "identified reduction techniques within the BAT – approach"

Documento di riferimento: "industrial cooling system"

MTD (§ 4.4.2)

Riduzione dell'utilizzo dell'acqua tramite sistemi di ricircolo, adozione di sistemi di raffreddamento ibridi.

STATO: Applicata

Sono presenti sistemi di ricircolo dell'acqua al fine di ridurre/minimizzare i quantitativi di acqua necessari.

Emissioni in acqua

Documento di riferimento: Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006

MTD (§ 7.5.4.1 e 7.4.4): Sottoporre le acque di lavaggio delle caldaie, delle turbine a gas, dei preriscaldatori dell'aria e dei precipitatori a trattamento di neutralizzazione e svolgere tali operazioni in ciclo chiuso.

Stato: non Applicabile

Si sottolinea che il Terminale non è dotato di turbine a gas, preriscaldatori dell'aria e precipitatori. Con riferimento alle caldaie, si evidenzia che il lavaggio delle stesse non è previsto normalmente a bordo del Terminale in quanto esse utilizzano combustibile "pulito" (Gas naturale o Marine Gas Oil con S<0.1%). Nel caso in cui venga eccezionalmente eseguito il lavaggio, l'acqua derivante è raccolta e inviata al sistema di sentina, e quindi trasportata a terra per il successivo avvio a smaltimento. Non essendo, inoltre, presente zolfo nel combustibile in percentuali significative (si veda anche la tabella riportante le sostanze pertinenti/rilevanti nell'Allegato B.18), non risulta necessario alcun trattamento di neutralizzazione.

Emissioni in acqua

Documento di riferimento: Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006

MTD (§ 7.5.4.1 e 7.4.4): Sottoporre le acque di dilavamento dello stabilimento a trattamenti di sedimentazione o chimici per consentire il riutilizzo interno.

Stato: Non Applicabile

Data la natura navale del Terminale e lo sviluppo prevalentemente "verticale" dello stesso, le superfici che possono essere sottoposte a dilavamento da parte delle acque meteoriche o eventualmente da operazioni di lavaggio dei ponti, sono molto ridotte rispetto a quelle di un comune impianto "terrestre". Ciò comporta che la creazione di un sistema ad hoc di recupero delle stesse e di un impianto di trattamento chimicofisico eventuale finalizzato al loro riutilizzo sia non percorribile sia in termini di analisi costi-benefici, sia in ragione delle importanti limitazioni spaziali imposte dal sistema nave. Per dettagli inerenti la gestione delle acque meteoriche effettuata a bordo del Terminale si rimanda alla sezione dedicata (Allegato B.26).

MTD (§ 4.31): Sezione reflui

Documento di riferimento: "Waste Water and Waste Gas Treatment"

MTD (§ 4.31): Misure integrate per prevenire e ridurre la quantità di contaminanti e dei reflui; utilizzare riciclo di acqua di processo, evitare diretto contatto con sistemi di raffreddamento.

STATO: Applicata

Il gestore dichiara che nel terminale i sistemi di raffreddamento sono progettati in modo da evitare il contatto diretto tra il fluido da raffreddare e l'acqua di raffreddamento.

MTD (§ 4.31): Raccolta reflui: separazione delle acque di processo dall'acqua piovana e dalle altre acque non contaminate.

STATO: Applicata

È presente un sistema di raccolta differenziato delle acque.

MTD (§ 4.31): Trattamenti effluenti liquidi - sono presenti quattro strategie: trattamento finale in un WWTP



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

biologico, trattamento finale in un WWTP comunale, trattamento chimico dei reflui inorganici e trattamento decentralizzato.

STATO: Applicata

Il Terminale è dotato di un sistema di trattamento dei reflui civili. Gli altri effluenti liquidi o non necessitano di specifico trattamento o sono raccolti e conferiti a terra al concessionario del servizio di gestione rifiuti in area portuale autorizzato dall'Ordinanza dell'Autorità Portuale di Livorno N.15/2012 per il tramite di navi appoggio dedicate.

MTD (§ 4.6.3.1) "prevention by design and maintenance"

Documento di riferimento: "industrial cooling system"

MTD (§ 4.6.3.1)

Riduzione delle emissioni in acqua e tecniche di manutenzione:

- Sistemi di raffreddamento: utilizzo di materiali poco corrosivi e riduzione della corrosione;
- Scambiatori di calore: progettazione di scambiatori facilmente pulibili;
- Condensatori: riduzione della sensibilità alla corrosione e pulizia meccanica;
- Condensatori e scambiatori di calore: riduzione dello sporco;
- Sistemi a singolo passaggio: riduzione della sensibilità alla corrosione.

STATO: Applicata

I materiali sono stati selezionati tenendo conto della corrosione esterna; tutti i materiali sono stati scelti con lo scopo di resistere alla corrosione.

Le apparecchiature sono state progettate per garantire una semplice pulizia dei componenti. Condensatore principale e condensatore ausiliario dispongono di sistemi a passaggio singolo.

Riduzione emissioni in acqua

Documento di riferimento: Reference Document on Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001

MTD (§ 4.6.3.2): Monitoraggio e controllo chimico delle acque di raffreddamento.

Stato: Applicata

Il PMC prevede:

- il monitoraggio in continuo di portata, temperatura e cloro attivo libero per lo scarico delle acque utilizzate per il raffreddamento del condensatore e successivo utilizzo nei vaporizzatori (SF15+SF15b);
- il monitoraggio in continuo della portata e mensile della temperatura per lo scarico (SF2) del sistema ausiliario di raffreddamento

7.7 SUOLO E SOTTOSUOLO

Principi di monitoraggio

Documento di riferimento: "Linee Guida in Materia di Sistemi di Monitoraggio"

Principi del monitoraggio del suolo: fornire un flusso costante di dati omogenei comparabili delle principali caratteristiche fisiche chimiche e biologiche dei suoli.

STATO: Applicata

Si prevede il monitoraggio periodico dei sedimenti posti sul fondale marino nell'area circostante il Terminale.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

7.8 RIFIUTI

MTD (§ 5.1) *Stoccaggio*

Documento di riferimento: "Waste Treatment"

MTD (§ 5.1):

Utilizzare aree fornite di misure necessarie per i rischi specifici sui rifiuti.

STATO: Applicata

A bordo del Terminale sono presenti aree destinate allo stoccaggio dei rifiuti in base alla relativa tipologia. Sarà inoltre presente un piano di gestione dei rifiuti che fornirà le procedure per tutte le attività ad esse connesse.

MTD (§ E.5.1.1) *"Criteri generali e sistemi di monitoraggio"*

Documento di riferimento: *Linee guida "Gestione rifiuti"*

MTD (§ E.5.1.1):

È MTD:

- dotare l'impianto di un piano di gestione delle emergenze e di un registro degli incidenti;
- garantire un adeguato livello di affidabilità del sistema impiantistico affinché siano raggiunte le prestazioni richieste nelle diverse condizioni operative;
- garantire la presenza di personale qualificato, adeguatamente addestrato alla gestione degli specifici rifiuti trattati nell'impianto ed in grado di adottare tempestivamente procedure di emergenza in caso di incidenti.

STATO: Applicata

- Il Terminale sarà dotato di un Piano di Gestione delle Emergenze e di un registro degli incidenti;
- Il sistema sarà progettato e dimensionato in maniera tale da garantire elevati livelli di affidabilità;
- Il personale sarà adeguatamente addestrato alla gestione degli specifici rifiuti che saranno trattati nell'impianto

MTD (§ E.5.1.2) *"Attività di formazione"*

Documento di riferimento: *Linee guida "Gestione rifiuti"*

MTD (§ E.5.1.2):

Prevedere la pianificazione delle attività di formazione, informazione ed aggiornamento del personale dell'impianto in modo da fornire tutte le informazioni di carattere generale in materia di qualità, sicurezza ed ambiente nonché indicazioni relative ad ogni specifico reparto.

STATO: Applicata

In conformità alle indicazioni del Sistema di Gestione Ambientale, si provvederà alla formazione del personale.

MTD (§ E.5.1.5) *"gestione dei rifiuti prodotti nell'impianto"*

Documento di riferimento: *Linee guida "Gestione rifiuti"*

MTD (§ E.5.1.5):

Riduzione dell'utilizzo e minimizzazione della contaminazione dell'acqua mediante impermeabilizzazione del sito.

STATO: Applicata

Il terminale risulta interamente impermeabilizzato.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

MTD (§ E.5.1.5) "gestione dei rifiuti prodotti nell'impianto"

Documento di riferimento: *Linee guida "Gestione rifiuti"*

MTD (§ E.5.1.5):

Esecuzioni di controlli giornalieri all'interno del sistema di gestione degli effluenti e compilazione e conservazione di un apposito registro.

STATO: Applicata

A bordo del terminale verrà implementato un piano di manutenzione di tutti i sistemi presenti (mediante anche checklist di controllo delle apparecchiature/linee).

MTD (§ E.5.1.5) "gestione dei rifiuti prodotti nell'impianto"

Documento di riferimento: *Linee guida "Gestione rifiuti"*

MTD (§ E.5.1.5):

Presenza di idonee strutture di accumulo dei reflui a valle delle sezioni di pretrattamento e trattamento.

STATO: Applicata

L'impianto di trattamento delle acque reflue civili è dotato di cassa idonea alla raccolta dei fanghi derivanti dal processo.

MTD (§ E.5.2.1) "Trattamenti chimico fisici - Criteri generali"

Documento di riferimento: *Linee guida "Gestione rifiuti"*

MTD (§ E.5.2.1):

Rispetto alle diverse caratteristiche dei reflui da trattare sono da prevedere in via indicativa i seguenti processi usualmente praticati anche secondo schemi integrati:

- neutralizzazione per correggere il pH;
- ossidazione e riduzione chimica per la trasformazione di sostanze tossiche (es.: cianuri, fenoli, cromati);
- coagulazione e precipitazione chimica per la rimozione degli inquinanti, sotto forma di composti insolubili, e dei solidi sospesi;
- sedimentazione, filtrazione adsorbimento su carboni attivi o resine;
- processi a membrana e scambio ionico;
- disidratazione dei fanghi;
- rottura delle emulsioni oleose;
- distillazione, evaporazione e strippaggio dei solventi.

STATO: Applicata

L'impianto di trattamento, convogliante i soli reflui civili, include:

- Compartimento di aerazione: rimozione delle sostanze organiche tramite ossidazione batterica aerobica;
- Compartimento di sedimentazione;
- Compartimento di disinfezione.

MTD (§ E.5.2.2) "tecniche specifiche per categoria di inquinanti"

Documento di riferimento: *Linee guida "Gestione rifiuti"*

MTD (§ E.5.2.2):

Solidi sospesi totali: rimozione tramite sedimentazione/flottazione, filtrazione meccanica, operazioni di microfiltrazione o ultrafiltrazione

STATO: Applicata

Il sistema di trattamento dei reflui civili è dotato di un compartimento di sedimentazione in grado di far precipitare tutta la materia solida



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Principi di monitoraggio

Documento di riferimento: "Linee Guida in Materia di Sistemi di Monitoraggio"

Principio del monitoraggio dei rifiuti solidi e fanghi: impiego di metodiche standardizzate o riconosciute a livello nazionale e/o internazionale.

STATO: Applicata (parziale)

Come descritto nell'Allegato E4 (PMC) e nell'Allegato D.9, in conformità con la normativa nazionale e internazionale vigente, è previsto sia il controllo della quantità dei rifiuti prodotti a bordo del Terminale (registri dei rifiuti di bordo), per cui anche dei rifiuti solidi e fanghi, che il controllo delle aree di stoccaggio degli stessi. In particolare, per ogni rifiuto CER, verrà fornita la categoria, la descrizione, la frequenza di monitoraggio e la modalità di rilevamento, mentre per ogni area di stoccaggio verrà fornito l'identificativo dell'area stessa, la data di controllo, lo stato ed il quantitativo di rifiuti presenti.

MTD (§ E.5.3.2) "tecniche specifiche per alcune tipologie di sostanze ed impianti di trattamento"

Documento di riferimento: Linee guida "Gestione rifiuti"

MTD (§ E.5.3.2):

Sostanze biodegradabili: rimozione tramite trattamento aerobico a fanghi attivi;
Impianti centralizzati di trattamento biologico: evitare l'introduzione nell'impianto di rifiuti non biodegradabili o non idonei ad essere adeguatamente trattati; trattare il rifiuto utilizzando una combinazione dei seguenti trattamenti:
- Chiarificatore primario a valle di una stazione di miscelamento;
- Aerazione ad uno stadio con successiva chiarificazione;
- Flottazione ad aria di primo e secondo livello.

STATO: Applicata

L'impianto di trattamento, convogliante i soli reflui civili, è diviso in tre compartimenti:
- Compartimento di aerazione: rimozione delle sostanze organiche tramite ossidazione batterica aerobica;
- Compartimento di sedimentazione: è progettato per far precipitare tutta la materia solida sul fondo del fango attivo, il quale è rinviato al compartimento di aerazione dove viene mischiato con i liquami non trattati. Il liquame soprannatante è poi inviato al compartimento di disinfezione;
- Compartimento di disinfezione: in questa sezione il disinfettante è assorbito per l'effluente in modo tale da eliminare la batterica residua.

7.9 RUMORE

Riduzione emissioni di rumore

Documento di riferimento: Reference Document on Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001

MTD (§ 4.8.2): Ridurre il rumore dei ventilatori, applicando:

- ventilatori con diametro elevato o a ridotta velocità periferica (<40m/s);
- ottimizzazione della progettazione del diffusore;
- installazione di sistemi di attenuazione sia in ingresso che in uscita.

Stato: Applicata

I ventilatori applicati, che presentano elevato diametro, sono a bassa rumorosità. Sono inoltre presenti anti noise wall sui fan del boiler.

8. CONSIDERAZIONI FINALI

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, nella sua composizione descritta in premessa, sulla base della documentazione relativa alla domanda di A.I.A. e dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, con l'ausilio della documentazione descritta al paragrafo "Atti ed attività



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

istruttorie”, motiva le proprie scelte prescrittive basandosi sull’opportunità di correlare l’esercizio dell’impianto all’evoluzione del progresso tecnologico in modo tale da garantire, anche successivamente, i più elevati livelli di protezione dell’ambiente che le migliori tecnologie via via disponibili permetteranno di conseguire in futuro, attraverso l’istituto del periodico rinnovo, nel rispetto della direttiva IPPC 96/61/CE (oggi 2008/01/CE).

La fissazione dei valori limite di emissione e le relative prescrizioni, basate in primo luogo sul rispetto dei criteri IPPC, non possono prescindere dai valori limite fissati dalla normativa vigente per l’impianto in virtù delle disposizioni di cui al D.Lgs 152/2006.

8.1 FASI DI AVVIAMENTO E FUNZIONAMENTO DELL’IMPIANTO

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

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

Il gestore precisa che nel momento dell’immissione di gas in rete il Terminale entrerà in esercizio provvisorio. L’entrata in esercizio definitivo avverrà una volta ottenuto il collaudo amministrativo da parte della Commissione di cui all’Art. 5 comma 2 del D.M. 23 Febbraio 2006 e della Commissione di cui all’Art. 6 comma 1 del medesimo Decreto. Nel seguito sono descritte le attività previste durante tali fasi, con particolare riferimento al combustibile impiegato ed alle emissioni connesse.

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

All’arrivo sul sito (offshore Livorno) e prima dell’inizio delle attività di installazione e pre collaudo è previsto che il Terminale operi per un breve periodo di tempo (qualche giorno) con il generatore diesel da 3,35 MW al fine di fornire l’energia necessaria per il funzionamento dei servizi a bordo e per l’accensione delle caldaie. Detto generatore sarà alimentato da gasolio marino con basso contenuto di zolfo (MGO) in accordo con la Direttiva Europea sui combustibili per uso marittimo (EU Directive 2005/33/EC). Nel momento in cui il sistema di produzione del vapore è attivato, l’energia elettrica può essere prodotta sia dai preesistenti turbogeneratori da 3.35 MW, sia dai nuovi due turbogeneratori da 10 MW. Il gestore evidenzia che durante le fasi di installazione e pre-collaudo ed esercizio provvisorio l’utilizzo dei combustibili per alimentare le caldaie dei turbogeneratori sarà il seguente:

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Il gestore ricorda in proposito che l'impianto di produzione energetica appena richiamato deve assicurare che il Terminale abbia sempre la disponibilità dell'energia necessaria, garantendo nel contempo il rispetto di tutti requisiti di sicurezza richiesti dal codice IGC (International Gas Carrier) Code per le navi metaniere. Per quanto attiene le emissioni in atmosfera generate dalle caldaie, i valori attesi di concentrazione degli inquinanti al camino per condizioni di massimo carico sono indicati nella Tabella seguente in funzione del combustibile. Tali valori sono da considerarsi riferiti ad una media giornaliera anziché oraria per avere la necessaria flessibilità durante tali fasi.

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

*expected value

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

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

Installazione e Introduzione di Gas Naturale/Raffreddamento

La durata di questa fase è pari a circa 4 mesi. Durante questa fase le caldaie per la produzione di vapore sono inizialmente alimentate con gasolio marino con basso contenuto di zolfo. Per la produzione dell'energia elettrica è previsto, in via prioritaria, l'impiego dei nuovi turbogeneratori da 10 MW. Nel momento in cui il Terminale sarà pronto a ricevere il primo carico di GNL la prima nave metaniera affiancherà il Terminale fornendo le piccole quantità di GNL richieste dai vaporizzatori. Il risultante gas naturale viene usato per spiazzare l'azoto nei serbatoi di carico. A seconda della percentuale di gas naturale/azoto presente, la miscela può essere rilasciata in atmosfera o mandata alle caldaie per essere bruciata unitamente al combustibile liquido per produrre energia. Nel momento in cui i serbatoi sono completamente pieni di gas naturale, il processo di raffreddamento può iniziare con il GNL alimentato dalla nave carrier. Tanto maggiore è la percentuale della miscela azoto/gas naturale tanto meno gasolio marino a basso contenuto di zolfo viene usato come combustibile. Quando i serbatoi di stoccaggio sono raffreddati, la rimanente parte del carico di raffreddamento può essere trasferito dalla nave metaniera al Terminale. Verranno effettuati test e prove sull'impianto per assicurare che una volta raffreddato, tutto il sistema di contenimento non manifesti perdite e che tutti i sistemi di sicurezza siano operativi. Poiché in



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

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

Test dell'impianto

Nel corso della seconda fase di installazione e collaudo, la cui durata prevista essere di circa di 2 mesi, vengono condotte una serie di prove sull'impianto di vaporizzazione per assicurarne l'efficienza e la sicurezza al variare dei livelli di invio di gas a terra. Il GNL viene alimentato dalle navi metaniere con scarico di GNL monitorato. Durante questo periodo di test, il gas naturale è il combustibile primario, mentre il gasolio marino viene utilizzato come combustibile secondario per alimentare le caldaie. Il vapore da queste generato è finalizzato alla produzione di energia elettrica attraverso i turbogeneratori da 10 MW. Nel caso in cui, una volta terminati con successo i test, sia presente gas naturale in quantitativi eccedenti rispetto a quelli richiesti dalle caldaie, esso verrà ricondensato mediante il flusso di GNL che attraversa il ricondensatore.

Prove di impianto

Durante questa fase, la cui durata è prevista essere di circa 2 mesi, vengono condotte una serie ulteriore di prove finalizzate alla verifica delle prestazioni del Terminale secondo i termini contrattuali. Tali verifiche si riferiscono in particolare alla portata di carico, di boil off gas e di invio a terra. Il GNL viene caricato dalle navi metaniere. Come già visto nella precedente fase, nel caso in cui sia prodotto gas naturale in quantitativi eccedenti rispetto a quelli richiesti come combustibile alle caldaie, può essere sia ricondensato mediante il flusso di GNL che attraversa il ricondensatore, sia avviato ai bruciatori delle caldaie. Non si prevede al momento che ci sia rilascio in atmosfera di gas naturale in questa fase.

Altre emissioni di inquinanti durante le attività di installazione e pre-collaudo ed esercizio provvisorio

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

Scarichi Idrici

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

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

8.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI ESERCIZIO DEFINITIVO

L'entrata in esercizio definitivo avverrà una volta ottenuto il collaudo amministrativo da parte della Commissione di cui all'Art. 5 comma 2 del D.M. 23 Febbraio 2006 e della Commissione di cui all'Art. 6 comma 1 del medesimo Decreto. Durante l'esercizio definitivo dell'impianto la produzione di energia avverrà con le modalità descritte nel precedente Paragrafo 3.3 e nel rispetto dei limiti di normativa riportati nella tabella seguente.

Inquinante	Valori Limite		
	Autorizzato	Nazionale	
EMISSIONI IN ATMOSFERA			
NO _x (come NO ₂)	150 mg/Nm ³⁽¹⁾	150 mg/Nm ³⁽²⁾	
EMISSIONI IN ACQUA			
SF15	Delta T	-4,6°C (3 vaporizzatori) -2,3°C (2 vaporizzatori)	
SF15b	Cloro Attivo Libero	0,05 mg/l ⁽³⁾	0,2 mg/l ⁽⁴⁾
SF2, SF4, SF5, SF9, SF10, SF17,	Cloro Attivo Libero	-	0,2 mg/l ⁽⁴⁾
SF18, SF19, SF30			
SF29	pH	-	6 - 8,5 ⁽⁵⁾
	BOD5	-	25 mg/l ⁽⁵⁾⁽⁶⁾
	COD	-	125 mg/l ⁽⁵⁾⁽⁶⁾
	Cloro Residuo	-	< 0,5 mg/l ⁽⁵⁾
	Coliformi totali	-	< MPN 100/100 ml ⁽⁵⁾
	Solidi Sospesi Totali	-	35 mg/l ⁽⁵⁾⁽⁶⁾

Note

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



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

8.4 PERIODI TRANSITORI

Con riferimento ai periodi transitori di funzionamento dell'impianto essendo il Terminale una nuova realizzazione non esistono dati storici a cui fare riferimento; pertanto non risulta possibile effettuare valutazioni realistiche a priori. A titolo indicativo e sulla base di impianti navali assimilabili si trasmettono sull'argomento le informazioni seguenti. Dopo la fase di start-up del Terminale, si prevede che il sistema di produzione di vapore e di energia elettrica sia sempre in esercizio, salvo durante le visite richieste periodicamente dall'Istituto di classifica (RINA). Nel caso di fermata per le attività manutentive i tempi di arresto stimati sono quelli consigliati da costruttore delle caldaie e sono funzionali al tipo di manutenzione /intervento tecnico necessari. Essi potranno variare da un minimo di 12 ore (intervento ridotto) ad un massimo di 5-7 giorni (interventi più complessi, nel caso di accesso alla camera di combustione delle caldaie) necessari per l'accesso in sicurezza. Nel caso di riavvio del sistema, i tempi necessari potranno variare in funzione delle temperature ambientali che si riscontrano al momento dell'inizio delle operazioni e potranno raggiungere un massimo di circa 36 ore. Il numero di riavviamenti, data la tipologia di installazione, il servizio svolto dalla FSRU nonché il tipo di combustibile utilizzato, sono da considerarsi rari.

9. PRESCRIZIONI

Tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolati ai sensi della presente autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica. Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'AC, ogni altra modifica dovrà anch'essa essere comunicata all'AC.

9.1 CAPACITÀ PRODUTTIVA

Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di AIA (Produzione massima di gas annua autorizzata: 3.750.000.000 Sm³/anno).

9.2 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME

A partire dalla data di rilascio dell'AIA, il Gestore è autorizzato all'utilizzo delle seguenti tipologie di combustibili ("materie prime grezze"):

<i>Gas naturale</i>	<ul style="list-style-type: none">• per l'alimentazione delle caldaie dei turbogeneratori a vapore;
<i>Gasolio marino</i>	<ul style="list-style-type: none">• Se ne prevede l'utilizzo per alimentare i generatori diesel e le caldaie in condizioni di non normale operatività tra cui: malfunzionamento, emergenza, manutenzione e in assenza di GNL a bordo per mancato arrivo di navi metaniere di approvvigionamento.• motopompa di emergenza con motore diesel demandata all'azionamento dell'impianto antincendio.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Il Gestore è inoltre autorizzato a utilizzare, oltre ai combustibili di cui sopra, le materie prime ("ausiliarie") riportate in sede di domanda di AIA e necessarie per la gestione e l'esercizio dell'impianto. L'utilizzo di materie differenti da quelle riportate nella domanda di AIA è possibile previa comunicazione scritta all'AC nella quale siano definite le motivazioni alla base della decisione e siano trasmesse le caratteristiche chimico - fisiche delle nuove materie prime utilizzate.

9.3 EMISSIONI IN ARIA CONVOGLIATE

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

In considerazione dei valori di prestazione del Bref, delle indicazioni fornite dal Gestore in merito alle emissioni dell'impianto con particolare riferimento alla possibilità di esclusione e di deroga ai limiti emissivi, si ritiene in ogni caso rappresentare l'adozione dei limiti riportati nella tabella seguente, con l'avvertenza che tutti i possibili limiti alle emissioni in aria sono da intendersi riferiti alle ore di normale funzionamento (numero delle ore in cui l'impianto è in funzione, con l'esclusione dei periodi di funzionamento transitorio e dei periodi di guasto) con carico superiore al minimo tecnico. *I valori si riferiscono a medie orarie.*

Camino	Parametro	Limite autorizzato	Limite di legge (DLgs 152/2006)	Prestazioni Bref	limite dichiarato alla capacità produttiva	Limiti AIA Transitorio (primi 59 mesi)*	Limiti AIA (dal 59esimo mese sino a scadenza)	% O ₂
		[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
E1	NOx	-	150	50 - 100	150	150	100	3
	CO	-		30 - 100	62,5	70	70	3
E2	NOx	-	150	50 - 100	150	150	100	3
	CO	-		30 - 100	62,5	70	70	3

NOTA: In relazione alla normale operatività del Terminale, in cui è previsto l'utilizzo di gas naturale, le seguenti sostanze sono da considerarsi pertinenti ma non significative (si veda l'Allegato B.18 alla domanda AIA):

- Composti organici volatili;
- Polveri.

In conformità a quanto prescritto dal Provvedimento Prot. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010, OLT ha comunque previsto un monitoraggio in continuo anche per tali inquinanti.

*Entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore dovrà predisporre uno studio di fattibilità allo scopo di tragaruardare i limiti emissivi di cui al *Bref* di riferimento che prenda in considerazione i monitoraggi delle emissioni effettuati almeno nei primi 24 mesi di esercizio, ciò anche nel rispetto



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

di quanto previsto dalla prescrizione n. 6 del provvedimento di esclusione di assoggettabilità alla procedura di VIA Prot. DVA-2010-0025280 del 20 Ottobre 2010.

In caso di attivazione di nuove attività, e/o nuovi punti di emissione il gestore dovrà inoltrare una comunicazione all'autorità competente ai sensi dell'art.269 comma 15 DLgs.152/06.

Transitori

Il gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori entro 8 mesi dal rilascio dell'AIA, nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di calore ausiliario relativo ai due punti emissivi E1 ed E2; tali informazioni dovranno essere inserite nelle informazioni di reporting.

Ai fini dell'efficienza energetica e della riduzione delle emissioni derivanti dall'esercizio dell'impianto, entro tre mesi dal rilascio dell'AIA la società dovrà produrre all'Autorità Competente uno studio finalizzato all'individuazione ed adozione delle migliori tecnologie per il recupero energetico anche dal processo di rigassificazione del GNL.

9.4 EMISSIONI IN ARIA NON CONVOGLIATE

Al fine di prevenire le emissioni fuggitive che eventualmente potrebbero verificarsi a stabilimento completamente implementato ed a regime e/o quindi durante tutta la fase di esercizio dello stesso, il Gestore dovrà stabilire un opportuno programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle eventuali perdite ed alla loro conseguente riparazione (*L.D.A.R - Leak Detection and Repair*). In particolare il GI prescrive che il programma sia predisposto entro sei mesi dal rilascio dell'AIA e poi reso operativo nei successivi sei mesi. Tale programma, compreso nelle attività previste nel PMC, ed i suoi risultati dovrà essere reso disponibile all'Autorità di Controllo.

9.5 EMISSIONI IN ACQUA

Sullo scarico SF2 delle acque di raffreddamento si prescrive l'esecuzione di misurazioni di incremento di temperatura come previsto dal DLgs 152/06 per almeno 4 volte l'anno in accordo con il piano di monitoraggio marino;

9.6 EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI

Il Gestore ha l'obbligo di mettere in essere ogni provvedimento utile ad evitare di trasferire qualsiasi forma di inquinamento alla terra ferma ed ai ricettori ivi presenti, fatto salvo ciò che è espressamente autorizzato in questa autorizzazione.

9.7 RIFIUTI



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Considerata l'equiparabilità del Terminale ad una "nave" così come definita dall'art 2 comma 1 lett d) del D. Lgs 202 del 2007, in materia di "rifiuti" si ritiene applicabile il D.Lgs. No. 152/06 e s.m.i. al suddetto galleggiante compatibilmente con la natura marittima dell'impianto, che impone l'applicazione della normativa Marpol [MARPOL 73/78 ratificata in Italia dalle leggi No. 662/80 (Marpol 73) e No. 438/82 (TSPP 78)] per la gestione dei rifiuti prodotti a bordo delle navi e delle unità galleggianti minori, che ne impone la raccolta e consegna al Concessionario del Porto di Livorno secondo le prescrizioni dell'Ordinanza dell'Autorità Portuale di Livorno No. 15/20121.

Tenuto conto di quanto sopra detto in riferimento all'inquadramento giuridico navale del Terminale, l'operatore "Armatore" provvederà a tutti gli adempimenti normativi e procedurali previsti a bordo del Terminale galleggiante per la raccolta, la gestione dei rifiuti ed il conferimento degli stessi al Concessionario del Porto di Livorno, in ottemperanza alla convenzione internazionale MARPOL 73/78 ratificata in Italia dalle leggi No. 662/80 (Marpol 73) e No. 438/82 (TSPP 78).

In particolare la gestione dei rifiuti dovrà comunque ottemperare alle disposizioni contenute nei seguenti annessi alla suddetta Convenzione:

- Annesso I: prevenzione dell'inquinamento da idrocarburi,
- Annesso IV: prevenzione dell'inquinamento da reflui domestici,
- Annesso V: prevenzione dell'inquinamento da rifiuti solidi.

I rifiuti che verranno prodotti dal Terminale, in conformità a quanto prescritto dalla normativa MARPOL, verranno classificati sulla base delle previsioni dei sopracitati Annessi; in particolare, per quanto concerne i rifiuti solidi regolati dall'Annesso V, essi verranno distinti nelle Categorie MARPOL applicabili al caso del Terminale. Per ciascun rifiuto prodotto, come prescritto dall'Ordinanza stessa, a tale classificazione verrà associato dal personale di bordo competente **anche** un codice CER, di cui sarà data evidenza nel "Buono di Consegna" dei rifiuti predisposto dal Comando nave per ciascuno scarico a terra e sottoscritto per ricevuta dal Concessionario del Servizio di Gestione dei Rifiuti in Area Portuale. Ciò consentirà di facilitare sin dall'origine il percorso di avvio a smaltimento/recupero dei rifiuti ai sensi del D.Lgs. No. 152/06 e in particolare la loro decodifica dalla classificazione marittima a quella terrestre, che verrà adottata dal Concessionario. Il Gestore deve eseguire la codifica in occasione del primo conferimento al Concessionario del servizio e successivamente ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti (vedi tabelle B.11.2 § 5.9)

Le aree di stoccaggio SR1 e SR2 devono essere dotate di un opportuno sistema di copertura.

Deve essere assicurato che le infrastrutture 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 sversamento accidentale.

Lo stoccaggio preliminare deve avvenire, per tipologie distinte di rifiuti con modalità tali da non compromettere il successivo trattamento ed evitare pericoli per gli addetti oltre che evitare ulteriori deterioramenti che compromettano situazioni igienico-sanitarie ed ambientali preesistenti (vedi tabella B.12 § 5.9).

I contenitori ed i serbatoi devono essere provvisti di sistema di chiusura, accessori e dispositivi per effettuare in condizioni di sicurezza le operazioni di riempimento, travaso e svuotamento. Gli sfiati dei serbatoi che contengono sostanze volatili e/o rifiuti liquidi devono essere captati ed inviati ad apposito sistema di abbattimento.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

La movimentazione e lo stoccaggio dei rifiuti deve avvenire in modo da evitare ogni contaminazione dei corpi idrici ricettori, nonché la formazione di polveri nell'ambiente circostante. Le aree di stoccaggio sul Terminale Galleggiante dovranno, sottostare alla Normativa Marittima (MARPOL) specifica per la prevenzione dell'inquinamento in mare. Presso l'impianto dovrà essere tenuto apposito registro di manutenzione sul quale devono essere annotati gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata.

9.8 MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI

Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo.

A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti e una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.

A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.

Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di annotazione su registro, secondo le eventuali modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, messo a disposizione per eventuali verifiche da parte dell'Autorità Competente e dell'Ente di Controllo.

In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore inoltre deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

Sono fatte salve tutte le prescrizioni, oneri e obblighi derivanti dalla normativa in vigore.



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

10. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

Restano a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni non sostituite dall'autorizzazione integrata ambientale. In particolare si fa riferimento alla prescrizione n. 26 contenuta nel DEC/DSA/01256 del 15 dicembre 2004.

11. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

Il rilascio dell'AIA – Autorizzazione Integrata Ambientale comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura finanziaria. Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministro per lo sviluppo Economico e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti. Inoltre, le prescrizioni in materia di rifiuti possono comportare l'obbligo di fidejussioni a carico del gestore, regolamentate dalle amministrazioni regionali. L'Autorità Competente, in sede di rilascio dell'AIA stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria. Il quadro sanzionatorio è altresì definito dal Decreto Legislativo numero 152/2006 e dalle norme ambientali vigenti e applicabili all'esercizio dell'impianto.

12. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

L'autorizzazione integrata ambientale in oggetto è relativa a un nuovo impianto e pertanto non sostituisce nessuna autorizzazione

13. DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 29 *octies del DLgs 128/2010*, stabilisce la durata dell'AIA - Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA.	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al Decreto Legislativo 59/05
5 anni	Casi comuni	Comma 1, articolo 9
6 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 3, articolo 9
8 anni	Impianto registrato ai sensi del Regolamento CE 1221/2009	Comma 2, articolo 9



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO OLT Offshore LNG Toscana

Rilevato che il gestore ha certificato la società secondo la norma UNI EN ISO 14001/2004 e Regolamento CE n. 761/2001 (oggi Regolamento CE 1221/2009), ma non ancora il proprio impianto, l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 5 anni.

In virtù del comma 1 dell'articolo 9 del Decreto Legislativo 59/2005 il Gestore prende atto che l'AC durante la procedura di rinnovo potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'articolo 9 del Decreto Legislativo 59/2005 il Gestore prende atto che l'AC può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

- a) l'inquinamento provocato dall'impianto è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite;
- b) le MTD hanno subito modifiche sostanziali che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi aggiuntivi;
- c) la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;
- d) nuove disposizioni comunitarie o nazionali lo esigono.

14. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Il giorno venerdì 8 ottobre 2010 è stato pubblicato sul Corriere della Sera, un avviso pubblico di avvio del procedimento di rilascio di AIA con riferimenti al sito web del MATTM per la consultazione della documentazione. Non ci sono informazioni disponibili sulle eventuali osservazioni del pubblico, che non risultano pervenute né pubblicate sul sito AIA del MATTM.

15. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA, già individuato quale Ente di controllo dal MATTM - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell'AIA per l'impianto oggetto della presente relazione.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e all'Autorità Competente;
- comunicazione all'Autorità Competente e ad ISPRA circa l'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva comunicazione all'Autorità Competente e ad ISPRA relativa a eventuali malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.

Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel PMC. Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO
Articolo 7, comma 6, del D.lgs 59/05

GESTORE	OLT OFFSHORE LNG TOSCANA SITO LOCALIZZATO 12 MIGLIA NAUTICHE AL LARGO DEL LITORALE TRA LIVORNO E LA FOCE DELL'ARNO (MARINA DI PISA), COORDINATE 43°38'40"N E 9°59'20"E (WGS 84) / LIVORNO (LI)
LOCALITÀ	
DATA DI EMISSIONE	18/12/2012
NUMERO TOTALE DI PAGINE	23



INDICE

PREMESSA.....	4
1. FINALITÀ DEL PIANO.....	4
2. PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....	4
Obbligo di esecuzione del piano.....	4
Divieto di miscelazione.....	4
Funzionamento dei sistemi.....	5
3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME.....	6
Consumi/Utilizzi di materie prime.....	6
Per quanto concerne il GNL approvvigionato al Terminale saranno registrate le specifiche indicate nella tabella seguente.....	6
Controlli sui serbatoi e sugli altri contenitori di stoccaggio.....	6
Aree di stoccaggio e bacini di contenimento.....	7
Consumi idrici.....	7
Consumi energetici.....	7
4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	8
Identificazione dei punti di emissioni in aria.....	8
Controlli previsti per i punti di emissione.....	9
Monitoraggio dei transitori.....	10
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi.....	11
Identificazione e monitoraggio degli scarichi idrici.....	12
6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	13
7. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	14
8. ATTIVITÀ DI QA/QC.....	15
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio dei campioni.....	15
Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità.....	16
Controllo di impianti e apparecchiature.....	16
9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	16
Definizioni.....	16
Formule di calcolo.....	17
Validazione dei dati.....	18
Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....	18
Eventuali non conformità.....	18
Obbligo di comunicazione annuale.....	18
<i>Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.....</i>	19
<i>Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale.....</i>	19
<i>Consumi.....</i>	19
<i>Consumi specifici per MWhg generato su base annuale.....</i>	19
<i>Caratteristiche dei combustibili.....</i>	19
<i>Emissioni per l'intero impianto: ARIA.....</i>	19
<i>Emissioni per l'intero impianto: ACQUA.....</i>	19
<i>Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI.....</i>	20
<i>Emissioni per l'intero impianto: RUMORE.....</i>	20
<i>Eventuali problemi gestione del piano.....</i>	20
Gestione e presentazione dei dati.....	20



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA DI CONTROLLO	21
Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione)	22



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo (di seguito PMC) rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni della Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio" che costituisce l'Allegato II del decreto 31 gennaio 2005 recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372" (Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 Giugno 2005).

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

1. FINALITÀ DEL PIANO

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente PMC ha la finalità principale della pianificazione degli autocontrolli e delle verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

2. PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

Obbligo di esecuzione del piano

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.

Divieto di miscelazione

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Funzionamento dei sistemi

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio, si stabilisce inoltre che la strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo.

¹ Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati i consumi di combustibile e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate; per ciascuno di questi devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella 1.

Tabella 1: Consumi di materie prime

Tipologia	Codice Identificativo	Fase di utilizzo	Frequenza Monitoraggio	Metodo di misura	U.M.	Modalità di registrazione	Report
GNL	(1)	F1 F2 F3	Ogni arrivo	Differenza di volume nella metaniera	Sm ³	Database elettronico	Annuale
Marine Gas Oil	(1)	F3	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale
Propano	(1)	F2	Ogni arrivo		m ³	Database elettronico	Annuale
Ipoclorito di Sodio	(1)	F5	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale
Bisolfito di Sodio	(1)	F5	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale
Antischiuma	(1)	F5	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale
Prodotti chimici ausiliari per la manutenzione delle apparecchiature	(1)	Tutte	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale

⁽¹⁾ Il codice identificativo sarà registrato sulla base di quanto riportato nella scheda tecnica del materiale

Per quanto concerne il GNL approvvigionato al Terminale saranno registrate le specifiche indicate nella tabella seguente.

Tabella 2: Parametri caratteristici del GNL

Parametri	U. M.	Formato di registrazione	Report
Potere calorifico superiore	Kcal/kg	Database elettronico	Annuale
Quantitativo di zolfo presente	%p	Database elettronico	Annuale

Eventuali altre materie prime in ingresso saranno monitorate con le stesse modalità.

Controlli sui serbatoi e sugli altri contenitori di stoccaggio

Il Gestore dovrà verificare, tramite ispezioni annuali e in caso di eventi incidentali od anomali, lo stato dei contenitori delle materie ausiliarie (oli) stoccate in fusti e dei serbatoi di oli esausti al fine di prevenire fenomeni di contaminazione in mare.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Per i serbatoi e le linee di distribuzione deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo.

Aree di stoccaggio e bacini di contenimento

Il Gestore dovrà trimestralmente effettuare controlli e pulizia delle aree di stoccaggio e dei bacini di contenimento annotando l'esito delle attività e informando tempestivamente l'Autorità di Controllo nel caso di anomalie riscontrate.

Consumi idrici

Devono essere registrati i consumi idrici, indirettamente tramite la stima dell'operatività delle pompe ad esso collegate, con le modalità riportate nella tabella sottostante.

Tabella 3: Consumi idrici

Tipologia	Punto di prelievo	Fase di utilizzo	Parametro	U.M.	Frequenza monitoraggio	Modalità di registrazione	Report
Acqua di mare	PA1	F2 F3 F4	Portata	m ³ /h	Sulla base dell'utilizzo delle pompe di prelievo	Database elettronico	Annuale
			temperatura	°C	Continuo		
Acqua di mare	PA4	F3 F4	Portata	m ³ /h	Sulla base dell'utilizzo delle pompe di prelievo	Database elettronico	Annuale

Consumi energetici

Devono essere registrati i consumi di energia e deve essere compilata la seguente tabella 4 riepilogativa con un Rapporto con cadenza annuale.

Tabella 4: Consumi di energia

Parametro	U. M.	Metodo Monitoraggio	Frequenza Monitoraggio	Modalità di registrazione	Report
Produzione di vapore	t	Calcolo	Mensile	Database elettronico	Annuale
Produzione di vapore per quantitativo di GNL in ingresso	t/m ³ _{GNL}	Calcolo	Mensile	Database elettronico	Annuale
Produzione energia elettrica	MWh	Contatore	Settimanale	Database elettronico	Annuale
Produzione di energia elettrica per quantitativo di vapore verso turbina	MWh/t _{vapore}	Calcolo	Mensile	Database elettronico	Annuale
Consumi di vapore	t	Calcolo	Mensile	Database elettronico	Annuale
Consumi di vapore per quantitativo di energia elettrica prodotta	t/MWh	Calcolo	Mensile	Database elettronico	Annuale



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Consumi energia elettrica	MWh	Contatore	Mensile	Database elettronico	Annuale
---------------------------	-----	-----------	---------	----------------------	---------

Combustibili

Devono essere registrati i consumi dei combustibili utilizzati e deve essere compilata la seguente tabella 5 riepilogativa con un Rapporto con cadenza annuale

Tabella 5: Combustibili

Parametro	Fase di utilizzo	Metodo di misura	Frequenza Monitoraggio	U.M.	Modalità di registrazione	Report
Gas Naturale	F3	Contatore	Mensile	m ³	Database elettronico	Annuale
Marine Gas Oil	F3	Contatore	Mensile	t	Database elettronico	Annuale

Gestione delle casse di gasolio marino

Essendo presenti casse di gasolio a bordo del Terminale ed essendo tale sostanza classificata pericolosa (anche per gli organismi acquatici) dovrà essere prevista una manutenzione mirata e una procedura al fine di minimizzare il rischio di sversamenti accidentali e di emissioni fuggitive ad essi correlate, secondo quanto riportato nella tabella 6.

Tabella 6: Gestione delle casse di MGO

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Registrazione Dati	Frequenza Autocontrollo
Sversamenti accidentali	Manutenzione procedurizzata delle strumentazioni per il controllo dei livelli e dei relativi allarmi, delle casse di stoccaggio, degli allarmi e blocchi delle pompe e valvole per il trasferimento, ottemperanza alle linee guida internazionali durante gli imbarchi	Ispezione visiva e calibrazione	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione	Test reali di funzionamento periodici
Emissioni in aria	Manutenzione procedurizzata dei sistemi di spurgo all'atmosfera dei dispositivi	Ispezione visiva	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrazione dei dispositivi ispezionati, dei risultati, delle eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate con le date.	Periodica

4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

Emissioni convogliate

La selezione dei punti di emissione significativi e delle sostanze con obbligo di monitoraggio, con le relative frequenze, derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge. Sono in particolare da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivanti dal D.lgs. 152/2006.

Identificazione dei punti di emissioni in aria

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella 7 (X e Y del Sistema di Riferimento delle coordinate UTM/WGS84).



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 7: Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione ²	Latitudine	Longitudine	Altezza ¹ [m]	diametro [m]
E1	Camino della linea di scarico fumi caldaia	da comunicare	da comunicare	50	1.2
E2	Camino della linea di scarico fumi caldaia	da comunicare	da comunicare	50	1.2

¹ Il valore è riferito al livello del mare

² Il sistema è costituito da due linee di scarico fumi separate, una per ogni caldaia, convergenti in un unico camino dotato di setto centrale.

Controlli previsti per i punti di emissione

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nella successiva tabella 8.

Tabella 8: Parametri da misurare per le emissioni convogliate

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (Autorità competente)	U.M.	Frequenza Monitoraggio	Metodo di misura ⁽¹⁾	Modalità Registrazione	Report
condotti E1 e E2 (camino dotato di setto centrale)	Numero di accensioni e tempo di utilizzo	Parametro operativo	numero	Continuo		Database elettronico	Annuale
	Temperatura	Parametri operativi	°C	Continuo		Database elettronico	Annuale
	Pressione	Parametri operativi	mbar	Continuo		Database elettronico	Annuale
	Portata	Parametri operativi	Nm ³ /h	Continuo	UNI EN 10169:2001 ⁽²⁾	Database elettronico	Annuale
	Ossigeno	Parametri operativi	%	Continuo	UNI EN 14789:2006	Database elettronico	Annuale
	Umidità	Parametri operativi	%	Continuo	Metodo differenziale	Database elettronico	Annuale



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

NO _x	Come da autorizzazione	mg/Nm ³	Continuo	UNI 10878:2000 UNI 14792:2006	Database elettronico	Annuale
NO ₂	Parametri operativi	mg/Nm ³	Continuo	UNI 10878:2000	Database elettronico	Annuale
PM	Parametri operativi	mg/Nm ³	Continuo	UNI EN 13284-2:2005 US EPA method 210 US EPA method 202	Database elettronico	Annuale
COV (come TOC)	Parametri operativi	mg/Nm ³	Continuo	UNI EN 12619:2002	Database elettronico	Annuale
CO	Come da autorizzazione	mg/Nm ³	Continuo	UNI EN 15058:2006	Database elettronico	Annuale
CO ₂	Parametri operativi	%	Continuo	EPA 3A: 2006 (NDIR)	Database elettronico	Annuale

(1) laddove indicato più di un metodo di misura, la scelta del metodo dovrà essere concordata con l'Ente di controllo in occasione della definizione iniziale del crono programma.

(2) Si evidenzia che la localizzazione del punto di prelievo è fortemente vincolata dalle limitazioni dettate dalla geometria del camino già esistente sulla nave; la posizione finale scelta rappresenta pertanto la soluzione che più si avvicina ai requisiti dettati dalla norma citata.

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con l'Autorità di Controllo.

Monitoraggio dei transitori

Oltre a quanto già espressamente indicato nelle tabelle 7, il gestore deve predisporre entro 8 mesi, un piano di monitoraggio dei transitori. Il piano è volto a determinare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti indicati nelle tabelle 8, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero di avviamenti e spegnimenti e i relativi tempi di durata; tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse con la prevista cadenza all'Autorità Competente.

Per quanto sopra nel dettaglio, è necessario compilare la seguente tabella 9 per ciascuna caldaia

Tabella 9: Parametri relativi ai transitori

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
NO _x , CO e polveri		Misura/stima delle quantità emesse in kg/transitorio	Registrazione su file



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Numero di accensioni e spegnimenti		Calcolo del numero di accensioni e spegnimenti annui	Registrazione su file
Durata dei transitori		Misura della durata dei transitori	Registrazione su file

La determinazione delle emissioni deve essere avvalorata da una misura semestrale effettuata durante un transitorio; tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati. Il gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti.

Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento da utilizzare per le analisi e i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

Il Gestore può proporre all'Autorità di Controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni dodici mesi.

Allegato 1 al decreto ministeriale 25 agosto 2000 "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n. 203" (supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223) per il rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂.

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14790:2006 per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 15058:2006 per CO in flussi gassosi convogliati.

Norma US EPA method 210 per la determinazione del PM₁₀ filtrabile.

Norma US EPA method 202 per la determinazione del PM₁₀ condensabile.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita, con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo Piano di monitoraggio e controllo, purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Emissioni non convogliate

Al fine di prevenire le emissioni fuggitive che eventualmente potrebbero verificarsi a stabilimento completamente implementato ed a regime e/o quindi durante tutta la fase di esercizio dello stesso, il Gestore dovrà stabilire un opportuno programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle eventuali perdite ed alla loro conseguente riparazione (L.D.A.R - Leak Detection and Repair). In particolare il GI prescrive che il programma sia predisposto entro sei mesi



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

dal rilascio dell'AIA e poi reso operativo nei successivi sei mesi. Tale programma, compreso nelle attività previste nel PMC, ed i suoi risultati dovrà essere reso disponibile all'Autorità di Controllo.

5. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Identificazione e monitoraggio degli scarichi idrici

Dovranno essere monitorati i differenti punti di scarico idrico sia continui che discontinui, di cui è dotato il terminale riportati in Tabella 9 con le relative frequenze.

Tabella 9: Emissioni in Acqua: parametri monitorati

Punto di Emissione	Parametro	Frequenza di Monitoraggio	U.M.	Limiti/prescrizioni	Modalità di registrazione	Report
SF2	Portata	Continuo	m ³ /h		Database elettronico	Annuale
	Temperatura	Mensile	°C		Database elettronico	Annuale
SF4	Portata	Mensile (sulla base del funzionamento delle pompe)	m ³ /h	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
SF9	Portata	Mensile (sulla base del funzionamento delle pompe)	m ³ /h	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	Temperatura	Continuo	°C		Database elettronico	Annuale
SF15 + SF15b ¹	Portata	Continuo	°C		Database elettronico	Annuale
SF15	Temperatura	Continuo	°C		Database elettronico	Annuale
SF15b ²	Cloro attivo libero	Continuo	mg/l	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
SF17	Temperatura	Continuo	°C	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
SF19	Temperatura	Continuo	°C	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
SF29	Cloro residuo totale	Semestrale	mg/l	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	pH	Semestrale	-	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	BOD ₅	Semestrale	mg/l	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	COD	Semestrale	mg/l	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	Coliformi totali	Semestrale	> MPN 100/100 ml	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	Solidi totali sospesi	Semestrale	mg/l	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale



Tabella 10: Emissioni in Acqua: metodi di misura

Parametro	Metodo di misura
Cloro attivo libero	Metodo ORP
Temperatura	EN/IEC 60751 DIN 43760
Portata	ISO 9104 ISO 13359 ISO 6817

I risultati dei controlli riportati nella tabella 9 dovranno essere contenuti nel Rapporto con cadenza annuale.

6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Essendo il Terminale posizionato a 12 miglia nautiche dalla costa e non essendo emersi particolari problematiche di impatto acustico in fase di Valutazione di Clima Acustico (si veda Allegato D8) non si prevedono attività di monitoraggio ambientale per le emissioni sonore, fatte salve quelle previste per l'ambiente subacqueo dal sopracitato Piano di monitoraggio, attualmente in approvazione da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Una volta avviato l'impianto dovrà essere attuato il monitoraggio del rumore negli ambienti di lavoro in conformità alle normative vigenti in materia. Tale monitoraggio dovrà essere predisposto secondo procedura definita preventivamente ed effettuato misurando periodicamente i livelli acustici negli ambienti di lavoro. Le misurazioni saranno effettuate da personale qualificato e con strumentazione conforme alla normativa vigente, sottoposta a taratura periodica. Così come previsto dalla normativa vigente dovrà essere previsto di effettuare nuovi controlli in occasione di modifiche tecniche/impiantistiche significative ai fini dell'impatto acustico.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

7. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

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

Tabella 10: Monitoraggio e controllo della quantità dei rifiuti prodotti

Categoria MARPOL/ CER	Descrizione	U.M.	Frequenza Monitoraggio	Modalità Rilevamento	Modalità di registrazione	Report
Vari	Vari	Kg/m ³ /l	Ogni consegna	Buono Consegna Rifiuti di Bordo	Registro degli Idrocarburi e Registro per i Rifiuti Solidi	Annuale

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali e territoriali devono essere adempiute, conformemente a quanto previsto nel PIC.

Controllo tipologia

La raccolta e la separazione dei rifiuti dovranno essere effettuate a partire dalla loro tipologia, in conformità a quanto previsto dalle vigenti normative nazionali ed internazionali e dall'Ordinanza dell'Autorità Portuale di Livorno No. 24/2009 "Regolamento relativo all'Organizzazione della Raccolta e Gestione dei Rifiuti prodotti dalle Navi e dei Residui del Carico nel Porto di Livorno. In particolare i rifiuti prodotti dovranno essere raccolti e suddivisi per tipologie in idonei contenitori, chiaramente identificabili, e posti nelle aree di stoccaggio dedicate; successivamente i rifiuti dovranno essere inviati a terra, per mezzo delle navi appoggio a disposizione del Terminale, e consegnati alla ditta portuale concessionaria, autorizzata alla ricezione ed all'avvio a smaltimento/recupero degli stessi. Per garantire la corretta gestione dei rifiuti, le aree di raccolta rifiuti del Terminale verranno monitorate secondo quanto riportato nella seguente tabella:

Tabella 11: Gestione depositi dei rifiuti di bordo

Categoria MARPOL/ CER	ID Area di Deposito	U.M.	Data del controllo	Stato del deposito	Quantità Presente nel Deposito	Modalità di Registrazione
	SR1-SR11					Registrazione su file



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Fondale Marino

Per tutta la durata dell'esercizio del Terminale e per l'anno successivo alla sua dismissione, l'ambiente marino interessato dalla presenza del Terminale stesso dovrà essere sottoposto ad un Piano di monitoraggio, prescritto nell'ambito della procedura di V.I.A. (Prescrizione n. 26 del Decreto VIA DEC/DSA/01256 del 15/12/2004 e successiva Prescrizione n. 7 del Provvedimento di Esclusione dalla VIA n. DVA-2010-0025280 del 20/10/2010).

Tale Piano prevede, tra le varie attività, la caratterizzazione ante-operam del fondale marino sottostante il Terminale. Le analisi del fondale dovranno essere ripetute poi ripetute con cadenza periodica. Il Piano dovrà prevedere, le seguenti indagini rivolte ai diversi comparti ambientali:

	Fasi di indagine	Piano di Monitoraggio proposto		
		Bianco	Esercizio	Post - esercizio (1 anno)
Colonna d'acqua	Caratteristiche chimico-fisiche	X	X	X
	Profili Idrologici	X	X	X
	Parametri oceanografici e correntometrici	X	X	X
	Modello dispersione	-	X	X
	Plancton (fitoplancton, zooplancton)	X	X	X
	Saggi ecotossicologici	X	X	X
Sedimenti	Caratteristiche chimico-fisiche	X	X	X
	Saggi ecotossicologici	X	X	X
Biota	Macrozoobenthos	X	X	X
	Melozobenthos	X	X	X
	Bioaccumulo (Mitili)	-	X	X
	Biomarkers (Mitili)	-	X	X
	Fauna ittica	X	X	X
	Cetacei e tartarughe marine	X	X	X
Indagini generali	Misura del rumore	X	X	X
	Bioacustica	X	X	X
	Batimetria - Morfologia	-	X	X

8. ATTIVITÀ DI QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere svolte in strutture accreditate per le specifiche operazioni di interesse. All'atto del primo rilascio di AIA è fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000. Qualora il Gestore utilizzi strutture interne è concesso un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000.

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio dei campioni

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione. Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano mantenute con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte. Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento. All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte dell'autorità di controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano. Il gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti. Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro. Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a due anni, per assicurarne la traccia. Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio dovrà essere data comunicazione preventiva all'autorità di controllo. La notifica dovrà essere corredata di una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

Controllo di impianti e apparecchiature

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di sistemi quali, sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., sistemi di abbattimento e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA) di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale. Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguali a zero nel caso di medie per misure continue.

Media oraria è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

Media giornaliera è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Nel caso di misure settimanali agli scarichi è la media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore.

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili

Megawattora generato mese. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo. È il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Numero di cifre significative, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0);
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0).

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

$$T_{\text{anno}} = \sum H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) H \times 10^{-9}$$

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm^3 ;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm^3/mese ;

H = n° di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

$$K_{\text{anno}} = (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-6}$$

K_{mese} = chilogrammi emessi anno

C_{misurato} = Media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro .

F_{misurato} = volume annuale scaricato in litri/anno

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.

Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del Rapporto annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il gestore deve dare comunicazione preventiva ad ISPRA della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità Competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.

Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Valutazioni Ambientali), all'Autorità di controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto

- Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto.
- N° di ore di effettivo funzionamento di ogni gruppo.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo.
- Energia generata in MW_h, su base temporale mensile, da ogni gruppo.

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale

- Il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale.
- Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA).
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA).

Consumi

- Consumo di materie ausiliarie nell'anno.
- Consumo idrico nell'anno.
- Consumo di gasolio nell'anno suddiviso per le varie utenze.
- Consumo di GNL
- Energia importata da rete esterna, energia prodotta, energia prodotta da gruppo elettrogeno, energia immessa in rete, energia auto-consumata, su base temporale annuale.

Consumi specifici per MWhg generato su base annuale

- Acqua (m³/MWhg), gasolio (kg/MWhg), energia elettrica auto-consumata (kWh/MWhg)

Caratteristiche dei combustibili

- Schede tecniche del gasolio utilizzato nell'anno, con annotazione delle caratteristiche chimico-fisiche eventualmente determinate tramite campionamento e analisi.

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

- Tonnellate emesse per anno NO_x, CO, polveri, e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Concentrazione media trimestrale in mg/Nm³ di NO_x, CO, polveri, e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di NO_x, CO, polveri, (in kg/MWhg)
- Emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato di NO_x e CO, polveri, (in kg/1000 t)
- N° di accensioni e spegnimenti annui di ciascun gruppo.
- Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento di NO_x e CO, polveri.

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

- Quantità emessa per anno di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti come previsto dal PMC



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/1000 t di gasolio ed in kg/MWh generato.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

- Risultanze delle campagne di misura per la salute dei lavoratori.

Eventuali problemi gestione del piano

- Indicare le problematiche che afferiscono al periodo di comunicazione.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni, pertinenti, che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

Gestione e presentazione dei dati

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati. I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di Controllo. Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi. Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Combustibili e altre sostanze	Ogni arrivo	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Sulla base dell'utilizzo delle pompe di prelievo	Annuale			
Energia	mensile	Annuale			
Aria					
Emissioni	continuo	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Continuo/mensile/ semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti	biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Verifica depositi di bordo	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO (5 anni)
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte	5
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte	2
Campionamenti e analisi	Biennale	<u>Emissioni in atmosfera</u> Campionamento ed analisi degli inquinanti emessi dai camini autorizzati con priorità per quelli ritenuti significativi dall'Ente di Controllo (criterio di rotazione del controllo ai camini)	2
	Biennale	<u>Scarichi idrici</u> Campionamento ed analisi degli inquinanti relativi agli scarichi idrici autorizzati con priorità per quelli ritenuti significativi dall'Ente di Controllo (criterio di rotazione del controllo degli scarichi)	2



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Verifica dello stato dei luoghi (sorgenti e recettori) e valutazione documentale delle misurazioni effettuate dal Gestore	Biennale	<u>Rumore</u> Misurazione e valutazione a discrezione dell'Ente di Controllo	2
Verifica dello stato dei depositi di bordo e delle prescrizioni tecniche e gestionali	Biennale	<u>Rifiuti</u> Campionamento ed analisi a discrezione dell'Ente di Controllo	2
Verifica dei registri di manutenzione ed ispezione	Biennale	Valutazione autocontrolli	2