

Terminale GNL Adriatico S.r.l.

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022



Marzo 2023

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi, per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di Terminale GNL Adriatico srl

INDICE

	Pag.
APPENDICE A - AGGIORNAMENTO SCHEDE A:	3
✓ A.1– IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE	3
✓ A.3.1 - INFORMAZIONI SULL'ATTIVITÀ PRINCIPALE IPPC	3
✓ A.3.2 - INFORMAZIONI SULLE ALTRE ATTIVITÀ IPPC DELL'INSTALLAZIONE	3
✓ A.6 – ALTRE AUTORIZZAZIONI VIGENTI	3
APPENDICE B - AGGIORNAMENTO SCHEDE B:	3
✓ SCHEDA B.1.2 CONSUMO DI MATERIE PRIME (ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA)	3
✓ SCHEDA B.4.2 CONSUMO DI ENERGIA (ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA)	3
APPENDICE C - SINTESI DELLE MODIFICHE PREVISTE AL FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO	3
APPENDICE D - DETERMINA NO. PROT. 0021377 DEL 15/2/2023 - VALUTAZIONE PRELIMINARE AI SENSI DELL'ART. 6, C. 9, DEL D.LGS. 152/2006 COMUNICAZIONE ESITO VALUTAZIONE	3
1 INTRODUZIONE	4
1.1 L'INSTALLAZIONE	4
1.2 FINALITÀ DEL PROGETTO	5
1.3 L'ITER AUTORIZZATIVO IN CORSO	5
1.4 SINTESI DEL QUADRO AUTORIZZATIVO DEL TERMINALE IN AMBITO AIA	6
1.5 CONTENUTI DEL DOCUMENTO E AGGIORNAMENTI ALLA MODULISTICA AIA	6
2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO AUTORIZZATO	8
2.1 RIGASSIFICAZIONE GNL	8
2.2 PRODUZIONE DI ENERGIA	9
2.3 SISTEMA ACQUA MARE	10
3 DESCRIZIONE DELLE MODIFICHE AL REGIME DI FUNZIONAMENTO	11
3.1 SISTEMA DI RICEZIONE E STOCCAGGIO GNL	11
3.2 RIGASSIFICAZIONE DEL GNL	11
3.3 PRODUZIONE DI ENERGIA	11
3.4 SISTEMA ACQUA MARE	12
4 NUOVE ISTANZE PRESENTATE PER L'INSTALLAZIONE	13
4.1 NORMATIVA IN MATERIA DI PREVENZIONE DAI RISCHI DI INCIDENTE RILEVANTE	13
4.2 NORMATIVA IN MATERIA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	13
5 CONCLUSIONI	15
ATTI DI RIFERIMENTO	16

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

APPENDICE A - AGGIORNAMENTO SCHEDE A:

- ✓ A.1– IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE
- ✓ A.3.1 - INFORMAZIONI SULL'ATTIVITÀ PRINCIPALE IPPC
- ✓ A.3.2 - INFORMAZIONI SULLE ALTRE ATTIVITÀ IPPC DELL'INSTALLAZIONE
- ✓ A.6 – ALTRE AUTORIZZAZIONI VIGENTI

APPENDICE B - AGGIORNAMENTO SCHEDE B:

- ✓ SCHEDA B.1.2 CONSUMO DI MATERIE PRIME (ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA)
- ✓ SCHEDA B.4.2 CONSUMO DI ENERGIA (ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA)

APPENDICE C - SINTESI DELLE MODIFICHE PREVISTE AL FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO

APPENDICE D - DETERMINA NO. PROT. 0021377 DEL 15/2/2023 - VALUTAZIONE PRELIMINARE AI SENSI DELL'ART. 6, C. 9, DEL D.LGS. 152/2006 COMUNICAZIONE ESITO VALUTAZIONE

1 INTRODUZIONE

1.1 L'INSTALLAZIONE

Terminale GNL Adriatico S.r.l. (nel seguito "Società" o "ALNG") ha realizzato ed esercisce il primo terminale offshore al mondo in cemento armato della tipologia a gravità ("Gravity Based Structure" o "GBS" o "Terminale") per lo stoccaggio e la rigassificazione di gas naturale liquefatto ("GNL").

Localizzato nel Mar Adriatico settentrionale, il Terminale è appoggiato sul fondale marino ad una profondità di 29 m, ad una distanza di circa 15 km dal punto di approdo a terra della condotta e a una distanza minima di circa 12 km dalla costa, a Nord-Est di Porto Levante, nel Comune di Porto Viro (RO), come mostra la figura seguente.



Localizzazione del Terminale

La struttura in cemento armato alloggia al suo interno due serbatoi per il GNL da 125.000 m³ ciascuno e, sulla copertura, i moduli di rigassificazione e dei servizi, necessari per il corretto funzionamento e gestione dell'impianto. Il GNL, trasportato a pressione atmosferica e ad una temperatura di circa -162 °C da navi metaniere, viene inviato alla rete di terra una volta riportato in fase gassosa (gas naturale). Durante il normale funzionamento, il fabbisogno energetico è soddisfatto dall'esercizio a rotazione di due delle tre turbine a gas installate ("Gas Turbine Generators" o "GTGs").

Il gas naturale è inviato, per mezzo di un gasdotto di diametro 30" e di lunghezza pari a circa 40 km, alla stazione di misura ubicata nel Comune di Cavarzere, in provincia di Venezia, punto di entrata della rete nazionale gasdotti gestita da Snam.

Il Terminale ha avviato il servizio di rigassificazione nel novembre 2009, contribuendo sensibilmente alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale per il sistema energetico nazionale ed è inserito nell'elenco delle infrastrutture energetiche di interesse comune europeo, nonché nel primo elenco degli interventi di interesse strategico nazionale ai sensi dell'art. 1 della legge No. 443 del 2001 (Deliberazione CIPE No. 121 del 2001, Allegato 4).

1.2 FINALITÀ DEL PROGETTO

La Società intende ottimizzare l'utilizzo della capacità tecnica di rigassificazione già esistente (pari a 9,6 miliardi di Sm³ di gas naturale annui), lasciando inalterato il send-out giornaliero già autorizzato (pari a 26,3 milioni di Sm³), estendendo tale regime operativo anche a periodi diversi da quelli di volta in volta precedentemente programmati per raggiungere l'attuale limite operativo autorizzato, in considerazione delle condizioni operative e grazie alla costante ottimizzazione delle attività manutentive tenuto conto dell'esperienza maturata negli oltre 10 anni di esercizio dell'impianto.

In particolare, l'attuale assetto impiantistico sarà mantenuto invariato e l'implementazione dell'iniziativa non comporterà alcuna modifica strutturale, impiantistica o di processo all'attuale configurazione del Terminale, né tantomeno attività di cantiere, essendo tale capacità addizionale già esistente.

In tal modo, la disponibilità di capacità addizionale (da 0,1 a un massimo di 0,6 miliardi di Sm³ di gas naturale annui – “Capacità Non Costante”) potrà essere estesa su base non costante anche a periodi diversi da quelli inizialmente programmati.

1.3 L'ITER AUTORIZZATIVO IN CORSO

Con nota ALNG 197/2022 del 20 dicembre u.s., la Società presentava al Dipartimento Energia – Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza – Divisione III – Sicurezza Approvvigionamenti del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (“MASE”) un'istanza ai sensi dell'art. 46 d.l. n. 159/2007 per l'incremento della capacità di rigassificazione autorizzata.

Con nota del 29/12/2022, il Dipartimento Energia – Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza – Divisione III – Sicurezza Approvvigionamenti del MASE comunicava l'avvio del relativo procedimento autorizzativo tuttora in corso precisando che *«con separato e autonomo procedimento verrà inoltre aggiornata l'Autorizzazione Integrata Ambientale»*.

Nel più ampio contesto di tale procedimento:

- con Determina n. prot. 21377 del 15/02/23 il MASE ha escluso, a seguito di Valutazione Preliminare ai sensi dell'art. 6, c. 9 e 9-bis del D.Lgs. 152/2006, la sottoposizione a successive procedure di VIA della iniziativa in esame in quanto la stessa non costituisce una modifica strutturale, impiantistica o di processo rispetto all'attuale configurazione, dal momento che tale valore di capacità massima è già congruo con le caratteristiche tecnico-operative dell'impianto e non determina impatti ambientali significativi e negativi rispetto a quanto già valutato nell'ambito della procedura di VIA nel 2004;
- con comunicazione U.0004865 del 03/03/23, il Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile – Direzione Interregionale Veneto e Trentino-Alto Adige ha trasmesso il verbale della riunione del CTR del 28/02/2023 con il quale è stata recepita la proposta del Gruppo di Lavoro di prendere atto della dichiarazione di non aggravio del rischio presentata dalla Società.

L'iniziativa in esame fa seguito a una procedura avviata da Adriatic LNG nel 2020 e positivamente conclusasi a dicembre 2021, all'esito della quale il MASE autorizzava l'incremento della capacità di rigassificazione annua di Adriatic LNG da 8 a 9 miliardi di Sm³.

Nell'ambito della stessa e con specifico riferimento all'AIA rilasciata alla Società, all'esito del procedimento ID 150/11867 veniva confermata la non sostanzialità della modifica ai sensi dell'art. 29-nonies comma 1 del D.Lgs.152/2006.

Rispetto a quanto esaminato in quella sede, considerato che il regime operativo giornaliero rimarrà invariato e conforme a quanto già autorizzato, i soli aggiornamenti che si segnalano sono quelli relativi all'aggiornamento compilativo del valore della capacità di produzione e dei parametri ad essa correlati.

Resta inteso, pertanto, che l'implementazione della ottimizzazione in esame manterrà inalterati i livelli e le metodologie applicate in termini di sicurezza, che negli anni hanno garantito gli elevati standard attualmente

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

raggiunti e presenti sul Terminale, e non comporterà alcun effetto sull'ambiente né tantomeno alcun contrasto con le prescrizioni esplicitamente già fissate nell'autorizzazione integrata ambientale in vigore.

1.4 SINTESI DEL QUADRO AUTORIZZATIVO DEL TERMINALE IN AMBITO AIA

Il progetto definitivo del Terminale offshore con capacità di rigassificazione di 8 miliardi di Sm³ di gas naturale annui otteneva il Decreto di Compatibilità Ambientale in data 8 Ottobre 2004 (DEC/DSA/2004/0866) [A1] e, successivamente, il Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (decreto DSA-DEC-2009-0000039 del 21 Gennaio 2009) [A2] rilasciati da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ("MATTM", oggi MASE).

Nel 2016 il MATTM rilasciava il Decreto Ministeriale No. 265 del 6 Ottobre 2016 [A3] di riesame con valenza di rinnovo del precedente Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale. Il decreto di riesame veniva pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 27 Ottobre 2016.

Con Decreto Direttoriale DVA/DEC/430 del 22 Novembre 2018, il MATTM disponeva il riesame complessivo con valenza di rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale DM 265 del 6/10/2016, a seguito della pubblicazione della Decisione di Esecuzione della Commissione dell'Unione Europea (UE) 2017/1442 del 31 Luglio 2017, concernente le conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione.

In data 27 Settembre 2019 il Gestore depositava la documentazione necessaria per procedere al riesame ai sensi dell'articolo 29-octies, comma 3, lettera a) del D.Lgs. 152/06, con nota prot. ALNG-0165/19. Con nota prot. 27152 del 16/10/2019 la Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali del MATTM comunicava al Gestore l'avvio del procedimento di riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con D.M. 265 del 06/10/2016.

In data 27 Maggio 2021 il Ministero della Transizione Ecologica ("MiTE", oggi MASE) trasmetteva al Gestore la Nota Prot. No 56637 del 27 Maggio 2021 ad oggetto "Trasmissione Richiesta integrazioni documentali al gestore Terminale LNG Adriatico S.r.l. - Procedimento ID 150/10428" con la quale richiedeva al Gestore, alla luce di quanto espresso dalla Commissione AIA-IPPC con Nota del 26 Maggio 2021 prot. CIPPC/1047, di fornire le integrazioni documentali necessarie alla valutazione del riesame complessivo, secondo quanto riportato nell'allegato alla nota.

Il Gestore provvedeva, con nota prot. ALNG-0102/21 trasmessa in data 23/06/2021, a fornire gli opportuni riscontri alle richieste di integrazione di cui sopra.

Nel più ampio contesto della Procedura Unica promossa dal Gestore avanti al MiTE per l'incremento della capacità di rigassificazione autorizzata a 9 miliardi Sm³/anno, con comunicazione n. prot. ALNG-0130/21 del 14/09/21, il Gestore trasmetteva comunicazione di aggiornamento e, per quanto occorrer possa, di modifica non sostanziale ai sensi della disciplina AIA.

In data 22/12/2021 il MiTE trasmetteva il parere istruttorio conclusivo del procedimento ID 150/11867 confermando la non sostanzialità della modifica ai sensi dell'art. 29-nonies comma 1 del D.Lgs. 152/2006.

In data 25 Febbraio 2022 (con comunicazione No. prot. 0024140) il MiTE trasmetteva al Gestore il Decreto D.M. No. 96 del 22 Febbraio 2022 di riesame del Decreto dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, rilasciata con provvedimento No. 265 del 6 Ottobre 2016. Il Decreto richiamato regola l'esercizio del Terminale con la capacità massima di 9 miliardi Sm³/anno.

1.5 CONTENUTI DEL DOCUMENTO E AGGIORNAMENTI ALLA MODULISTICA AIA

Il presente rapporto, redatto conformemente a quanto indicato nella nota del MATTM "DVA-2011-0031502" del 19 Dicembre 2011 (Contenuti minimi delle istanze di modifica non sostanziali alle autorizzazioni integrate ambientali rilasciate – Chiarimenti), riporta:

- La descrizione delle fasi del processo di rigassificazione interessate dal progetto, nella loro configurazione attuale autorizzata (Par. 2);
- La descrizione degli aggiornamenti che non danno luogo a variazioni al regime operativo/produttivo del Terminale rispetto alla configurazione di cui al punto precedente (Par. 3).

L'ottimizzazione della capacità produttiva fino a 9,6 miliardi di Sm³/anno comporta l'aggiornamento compilativo di alcune schede relative alla modulistica AIA limitatamente all'aumento del valore della capacità di produzione e dei parametri correlati.

Le modifiche apportate alla modulistica AIA, per le sole Schede interessate dall'iniziativa in oggetto, sono state riportate in colore "azzurro" per facilitarne l'identificazione; le Schede soggette ad aggiornamento sono riportate nella loro completezza nelle appendici al presente documento, come dettagliato di seguito:

- Appendice A: Aggiornamento delle Schede A, contenente in particolare:
 - scheda A.1 – Identificazione dell'Installazione,
 - scheda A.3.1 - Informazioni sull'attività principale IPPC,
 - scheda A.3.2 - Informazioni sulle altre attività IPPC dell'installazione
 - scheda A.6 – Altre Autorizzazioni Vigenti;
- Appendice B: Aggiornamento delle Schede B, contenente in particolare:
 - scheda B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva),
 - scheda B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva).

Le planimetrie presentate nel 2019 per l'istanza di riesame con valenza di rinnovo AIA non vengono in alcun modo interessate dalla presente istanza ai sensi dell'Art. 29-nonies del D.Lgs. 152/2006 e, pertanto, non sono soggette ad aggiornamento.

Si precisa inoltre che, in ragione della mera ottimizzazione proposta, non vi è alcuna modifica ai limiti previsti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale dell'installazione in termini di concentrazioni di inquinanti nei fumi di scarico delle turbine e di concentrazioni di cloro e delta termico degli scarichi idrici delle acque di rigassificazione. Il Terminale sarà pertanto in grado di garantire il rispetto delle relative previsioni contenute nel Decreto AIA n. 96 del 22/2/2022 anche nella configurazione al regime proposto di 9,6 miliardi di Sm³/anno.

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO AUTORIZZATO

Nel presente capitolo si riportano le seguenti principali informazioni riguardanti le fasi di processo del ciclo produttivo del Terminale nell'assetto autorizzato (pari a 26,3 milioni di Sm³/giorno con capacità massima autorizzata limitata a 9 miliardi di Sm³/anno).

Come evidenziato in precedenza, le strutture del Terminale non subiranno alcuna modifica e pertanto il sistema di ricevimento e stoccaggio del GNL resterà invariato.

Per completezza di informazione, l'unica differenza tra il quadro progettuale già autorizzato e quello di cui all'iniziativa in esame è costituita dal modesto incremento del numero di navi metaniere in arrivo per garantire il maggiore approvvigionamento di GNL.

Si tratta di tematica che, non rientrando nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, è stata preventivamente e opportunamente trattata e valutata in sede di procedura di valutazione preliminare (c.d. "pre-screening") ai sensi del D.Lgs. 152/2006, art. 6, comma 9 e comma 9 bis conclusasi con il parere positivo del MiTE di esclusione dalla procedura di VIA (Determina n. prot. 21377 del 15/02/23), che ha confermato l'assenza di potenziali impatti negativi e significativi sull'ambiente.

2.1 RIGASSIFICAZIONE GNL

Ognuno dei due serbatoi per lo stoccaggio del GNL (serbatoi prismatici con rinforzi trasversali con una capacità netta di 125.000 m³ ciascuno) è dotato di tre pozzi, due destinati all'alloggiamento delle due pompe di rilancio GNL (in-tank pump), il terzo destinato alla pompa per il sistema spray GNL ad ugelli (spray pump) per il raffreddamento dello spazio vapore del serbatoio nel caso in cui le pompe di rilancio non siano in funzione.

Le pompe di mandata ad alta pressione hanno lo scopo di incrementare la pressione del GNL al valore di pressione previsto dal sistema di vaporizzazione e tale da consentire l'invio in rete del gas naturale prodotto dalla rigassificazione. Sul Terminale sono installate in totale cinque pompe ad alta pressione, di cui quattro normalmente in funzione e una di riserva.

La rigassificazione del GNL sul Terminale è effettuata mediante:

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

Gli ORV operano alla pressione necessaria per l'invio del gas alla rete nazionale (≈ 72 barg) e vaporizzano circa 280.000 Sm³/ora di gas naturale (GN) ciascuno, utilizzando fino a circa 7.250 m³/ora di acqua di mare ciascuno. Questa portata d'acqua di vaporizzazione consente di mantenere il delta termico medio annuo tra acqua prelevata e acqua scaricata all'interno del valore previsto nelle condizioni di progetto ed autorizzato di $-4,6$ °C.

Il WHRV, che consente di recuperare il calore dei fumi esausti delle turbine e migliorare l'efficienza energetica del processo di rigassificazione, vaporizza il GNL utilizzando come mezzo di scambio termico un fluido intermedio (acqua e glicole) in circuito chiuso, che viene riscaldato dai fumi esausti in uscita dalle GTG in apposite unità di scambio termico (waste heat recovery unit - WHRU), situate nei camini primari delle turbine stesse.

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

La condotta è dotata di valvole di blocco SDV (Shut Down Valve) che permettono il sezionamento della condotta in condizioni di emergenza.

2.2 PRODUZIONE DI ENERGIA

Il fabbisogno energetico del Terminale è garantito da tre turbine a gas, di tipo Dry Low NOx ("DLN"), aventi potenza termica complessiva pari a circa 113 MW (circa 38 MW ciascuna) e accoppiate ad altrettanti generatori elettrici (Gas Turbine Generators – GTG) aventi una potenza elettrica complessiva pari a circa 32 MWe (circa 10,7 MWe ciascuna). È previsto il funzionamento in continuo di due gruppi, mentre il terzo è di riserva. Solo durante la fase di cambio macchina e di test di carico le tre turbine operano in contemporanea¹.

Le turbine sono alimentate a gas naturale proveniente dal processo di rigassificazione. La sola turbina GTG2 è dotata di doppio sistema di alimentazione (dual fuel) che consente anche l'utilizzo di gasolio solo nei seguenti casi:

- fermate prolungate;
- manutenzione programmata;
- interventi straordinari;
- situazioni di emergenza.

I bruciatori delle turbine sono di tipo DLN per garantire la minimizzazione delle emissioni di inquinanti al camino, in linea con le migliori tecnologie applicabili.

Ogni turbina è dotata di due camini per il rilascio delle emissioni in atmosfera: un camino principale, sede del sistema a recupero di calore WHRU, e uno di bypass.

Su ciascuno dei tre camini principali collegati ai turbogas è installato un Sistema di Monitoraggio in Continuo delle Emissioni (SME) per la misura e verifica in continuo dei parametri emissivi in conformità ai limiti prescritti su CO ed NO_x in condizioni di normale funzionamento.

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

Principali Caratteristiche Geometriche ed Emissive dei Camini – come da Decreto AIA in vigore

CARATTERISTICHE GEOMETRICHE ED EMISSIVE DEI CAMINI DEI TURBOGRUPPI		
Parametro	U.d.M.	Valore
Numero complessivo di turbogruppi		3
Quota sbocco camini	m s.l.m.	40.1
Diametro camini	m	2.33
Portata dei fumi di un turbogruppo alla sezione di controllo	Nm ³ /h	~60,000 ¹⁾
Limite di Concentrazione autorizzato di NO _x al camino principale	mg/Nm ³	50 ²⁾
Limite di Concentrazione autorizzato di CO al camino principale	mg/Nm ³	40 ²⁾
Limite di Concentrazione autorizzato di NO _x al camino di By-pass GTG2 alimentata a gasolio	mg/Nm ³	250 ²⁾

¹ Per completezza di informazione, con comunicazione n. prot. ALNG-0028/23 inviata in data 6/2/2023, è stata trasmessa la comunicazione di modifica non sostanziale ai sensi dell'art. 29 nonies del D.Lgs. 152/2006 per l'installazione temporanea di generatori a gasolio (back-up) come sistema ausiliario di produzione energetica. In data 03/03/2023, Codesto Spettabile Ministero ha confermato la non sostanzialità della modifica e ha trasmesso il relativo PIC con prescrizioni.

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

CARATTERISTICHE GEOMETRICHE ED EMISSIVE DEI CAMINI DEI TURBOGRUPPI		
Parametro	U.d.M.	Valore
Limite di Concentrazione autorizzato di CO al camino di By-pass GTG2 alimentata a gasolio	mg/Nm ³	50 ²⁾
Limite di Concentrazione autorizzato di Polveri al camino di By-pass GTG2 alimentata a gasolio	mg/Nm ³	50 ²⁾

Note:

- 1) Valore stimato per singola turbina con funzionamento alla capacità produttiva (fumi secchi, 15% O₂).
- 2) Solo nel caso che la turbina si trovi nella fase di funzionamento normale con un carico superiore al 50%.

2.3 SISTEMA ACQUA MARE

Il Terminale è dotato di tre sistemi acqua mare:

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

Per l'approvvigionamento di acqua necessario al sistema di rigassificazione (sea water ORV system), il Terminale è dotato di quattro bacini di entrata per l'acqua di mare (seawater ORV basins), le cui prese sono localizzate sulla parete Ovest del GBS, due a Nord e due a Sud della linea di mezzeria (PA1), ad una quota di 15,2 m rispetto al fondale.

In ciascun bacino è alloggiata una pompa per il prelievo dell'acqua mare per il processo di rigassificazione.

L'acqua di mare viene, poi, fatta scorrere sulle superfici alettate dei fasci tubieri degli ORV e viene raccolta in appositi bacini alla base dei fasci stessi; da qui fluisce per gravità fino al compartimento di scarico all'interno del GBS e scarico finale in mare (SF1).

Al fine di verificare il rispetto del valore di delta termico autorizzato di – 4,6 °C sulla media annuale, la temperatura dell'acqua di mare viene misurata in continuo nel condotto di mandata delle pompe acqua mare di servizio e la temperatura a valle della rigassificazione viene misurata in continuo nel condotto di scarico (a monte del compartimento interno al GBS).

3 DESCRIZIONE DELLE MODIFICHE AL REGIME DI FUNZIONAMENTO

Dal momento che la capacità di 9,6 GSm³/anno è compatibile con le attuali caratteristiche tecnico-operative dell'impianto già autorizzate, non sono previste modifiche impiantistiche, operative o di processo connesse all'aumento della capacità di rigassificazione del Terminale in quanto la corrente configurazione massima giornaliera è già attualmente in grado di garantire tale portata di rigassificazione (send-out giornaliero: 26,3 milioni Sm³).

Si segnala che, a fronte di un effettivo utilizzo della Capacità Non Costante, farà necessariamente seguito un incremento dei volumi di GNL approvvigionati, con conseguente possibile aumento del numero di navi metaniere annuo che potenzialmente attraccheranno e scaricheranno al Terminale.

3.1 SISTEMA DI RICEZIONE E STOCCAGGIO GNL

Come specificato in precedenza, il GNL viene trasportato al Terminale mediante navi metaniere con capacità fino a circa 217.000 m³ e scaricato all'interno dei serbatoi di stoccaggio utilizzando le pompe presenti sulla nave, mediamente una ogni 3-4 giorni circa.

Per quanto concerne questa fase operativa, le sole modifiche previste interessano il possibile incremento del traffico marittimo in arrivo al Terminale. Tale aspetto, inclusivo delle emissioni in atmosfera associate al possibile incremento delle navi metaniere, è stato valutato positivamente nell'ambito della procedura di "pre-screening" (Valutazione preliminare ai sensi dell'art.6, comma 9 e comma 9 bis del D.Lgs.152/2006).

Il previsto incremento di capacità produttiva a 9,6 GSm³ comporterà un possibile aumento di approvvigionamento di GNL pari a poco meno del 7% rispetto all'attuale volume massimo attualmente autorizzato, fermo restando che gli effettivi scenari di arrivo delle navi metaniere e i relativi volumi di GNL scaricati saranno determinati dai futuri andamenti del mercato e dalle evoluzioni tecnologiche del settore navale.

3.2 RIGASSIFICAZIONE DEL GNL

Per quanto riguarda la fase di rigassificazione del GNL, si evidenzia che non sono previste modifiche impiantistiche a nessuna delle parti del processo, ossia:

- Sistema di Compressione e Ricondensazione del BOG;
- Pompe di Mandata ad Alta Pressione;
- Vaporizzatori GNL;
- Invio del Gas alla Rete Nazionale.

3.3 PRODUZIONE DI ENERGIA

Nell'ambito dell'ottimizzazione della capacità di rigassificazione annua fino a 9,6 miliardi Sm³, si conferma l'attuale assetto operativo che prevede l'utilizzo di sole 2 turbine in contemporanea.

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

3.4 SISTEMA ACQUA MARE

L'iniziativa di ottimizzazione della capacità di rigassificazione del Terminale non comporta modifiche al sistema acqua mare.

4 NUOVE ISTANZE PRESENTATE PER L'INSTALLAZIONE

Nei paragrafi seguenti vengono brevemente descritte le istanze e/o le procedure amministrative relative alla attuazione del Progetto di ottimizzazione della capacità del Terminale da 9 a 9,6 miliardi di Sm³/anno presentate da ALNG, a integrazione di quanto indicato nei precedenti paragrafi.

4.1 NORMATIVA IN MATERIA DI PREVENZIONE DAI RISCHI DI INCIDENTE RILEVANTE

In ambito sicurezza, la Società ha ottenuto le seguenti autorizzazioni in relazione all'attività di rigassificazione del terminale off-shore:

- approvazione del Rapporto di Sicurezza Definitivo (RSD) da parte del CTR Veneto del 28 Novembre 2007 e successivo esito positivo del riesame quinquennale del 14 Aprile 2015 e del sopralluogo del 4 Febbraio 2016 effettuato da una commissione incaricata dallo stesso CTR;
- Certificato di Prevenzioni Incendi rilasciato l'11 Gennaio 2013 con Nota Prot. 403 dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Rovigo ai sensi del Decreto Ministeriale 19 Marzo 2011.
- Con il Verbale CTR (Comitato Tecnico Regionale del Veneto) N. 1953 del 21/04/2021 la Direzione interregionale Vigili del Fuoco per il Veneto e Trentino Alto Adige – (Preso d'Atto delle valutazioni svolte nell'ambito della documentazione trasmessa per il Non Aggravio di Rischio ai sensi del D.Lgs. 105/2015) ha recepito la dichiarazione di non aggravio del rischio relativa all'incremento della capacità di rigassificazione da 8 a 9 GSm³/anno trasmessa con comunicazione n. prot. ALNG-0026/21 del 5/3/2021.
- aggiornamento del Rapporto di Sicurezza (comunicazione n. prot. ALNG 0114/2022 del 28/6/2022), ai sensi dell'Art. 15 – Allegato C del D.Lgs. 105/15 (Decreto di recepimento della Direttiva c.d. "Seveso III").

In merito all'iniziativa proposta di aumento della capacità del Terminale, ALNG ha presentato alla CTR Veneto e T.A.A. presso la Direzione Interregionale Veneto e Trentino Alto Adige e al Comando Provinciale dei VVF di Rovigo, con Nota Prot. ALNG-0010/23 del 16 Gennaio 2023, la dichiarazione di non aggravio del preesistente livello di rischio dell'attività rispetto a quanto riportato nell'ultimo riesame del Rapporto di Sicurezza, corredata dalla documentazione tecnica a supporto. Con comunicazione U.0004865 del 03/03/23, il Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile – Direzione Interregionale Veneto e Trentino-Alto Adige ha trasmesso il verbale della riunione del CTR del 28/02/2023 con il quale è stata recepita la proposta del Gruppo di Lavoro di prendere atto della dichiarazione di non aggravio del rischio presentata dalla Società.

4.2 NORMATIVA IN MATERIA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Per quanto concerne le procedure di VIA, la Società ha ottenuto, relativamente alla attività di rigassificazione presso il Terminale off-shore:

- parere positivo di compatibilità ambientale del Terminale nella configurazione con capacità di rigassificazione pari a 4 Miliardi Sm³/anno con DEC/VIA No.4407 del 30 Dicembre 1999 del Ministero dell'Ambiente (oggi MASE);
- parere positivo di compatibilità ambientale del Terminale nella configurazione con capacità di rigassificazione pari a 8 Miliardi Sm³/anno con Decreto di Compatibilità Ambientale (DEC/DSA/2004/0866 del 8 Ottobre 2004 – "Decreto 2004") del MATTM (oggi MASE), successivamente integrato dai Decreti DSA-DEC-2007-0000975 del 30 Novembre 2007 e DVA-DEC-2012-000435 del 7 Agosto 2012.

Con Decreto No. 297 del 18 Agosto 2021, il MiTE (oggi MASE) ha espresso parere favorevole all'esclusione dalla procedura di valutazione di impatto ambientale in riferimento alla procedura di verifica di assoggettabilità del progetto di aumento della capacità di rigassificazione del Terminale da 8 e 9 Miliardi di Sm³/anno con prescrizioni, in relazione alle quali, con Decreto No. 4 del 15 Marzo 2022, il MiTE (oggi MASE) ne ha determinato la relativa ottemperanza.

Con nota prot. ALNG-0012/2023 del 23 Gennaio 2023, ALNG ha trasmesso istanza di valutazione preliminare, ex Art. 6, c. 9, del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii relativamente all'iniziativa oggetto del presente documento, in merito alla quale il MASE, con Nota. Prot. 21377 del 15/02/2023, ha comunicato ad ALNG quanto di seguito riportato "[omissis] si ritiene che il progetto in valutazione, ovvero "Ottimizzazione dell'esercizio del Terminale LNG di Porto Viro con aumento, rispetto all'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno, per ulteriore capacità di rigassificazione da 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti", non determini impatti ambientali significativi e negativi rispetto a quanto già valutato nell'ambito della procedura di VIA nel 2004, e quindi si ritiene che sia ragionevolmente da escludere la necessità di successive procedure di Valutazione di Impatto Ambientale, ferma restando la necessità di ottemperare alle condizioni ambientali relative alla fase di esercizio contenute nei precedenti provvedimenti di compatibilità ambientale emessi per l'opera in oggetto, ove applicabili".

5 CONCLUSIONI

L'iniziativa proposta da ALNG di ottimizzazione della capacità del Terminale non comporta alcuna modifica strutturale, impiantistica o di processo rispetto all'attuale configurazione già recepita e autorizzata nel decreto AIA in vigore, in quanto l'obiettivo prefissato sarà raggiunto mediante un'ottimizzazione delle modalità di conduzione dell'impianto.

Con particolare riferimento alle emissioni in atmosfera (concentrazioni di inquinanti nei fumi di scarico delle turbine) e agli scarichi in ambiente idrico marino (concentrazioni di cloro e delta termico delle acque di rigassificazione), è opportuno sottolineare che l'esercizio del Terminale, anche nel nuovo assetto operativo, continuerà a garantire il rispetto delle relative previsioni contenute nel Decreto AIA in vigore.

Dal punto di vista delle valutazioni ambientali, in sede di valutazione preliminare è stata esclusa la necessità di successive procedure di VIA per l'iniziativa in esame essendo stata accertata l'assenza di potenziali impatti negativi e significativi sull'ambiente dovuti alla sua attuazione.

Le variazioni apportate alle Schede AIA interessate sono evidenziate nell'aggiornamento delle stesse Schede riportate in Appendice alla presente Relazione.

Tutto quanto sopra considerato, richiamati anche i restanti contenuti della presente Relazione, si ritiene che si possa procedere al mero aggiornamento, ove necessario, delle parti del Decreto AIA del Terminale evidenziate nelle Schede riportate in Appendice A e B al documento, in quanto non sussiste l'insorgenza di potenziali effetti negativi e significativi sull'ambiente.

ATTI DI RIFERIMENTO

- [A1] Decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Decreto VIA DEC/DSA/2004/0866 dell'8 Ottobre 2004: Pronuncia Compatibilità Ambientale Progetto di Incremento Capacità Terminale da 4 miliardi di metri cubi l'anno a 8 miliardi di metri cubi l'anno di gas erogato del terminale di rigassificazione del GNL ubicato nel nord Adriatico antistante il comune di Porto Viro (RO).

- [A2] Prot. DSA-DEC-2009-0000039 del 21 Gennaio 2009. Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM)-Direzione Salvaguardia Ambientale: "Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da GNL Adriatico SRL-Rigassificatore Adriatic LNG".

- [A3] Decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. DEC-MIN No. 0000265 del 6 Ottobre 2016: "Riesame con valenza di rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale DSA-DEC-2009-39 del 21 Gennaio 2009 rilasciata per l'esercizio del Terminale di Rigassificazione offshore GNL Adriatico Srl ubicato nel Mare Adriatico Settentrionale. al largo del comune di Porto Viro (RO)".

Appendice A

Aggiornamento Schede A:

- ✓ A.1– Identificazione dell'Installazione
- ✓ A.3.1 - Informazioni sull'attività principale IPPC
- ✓ A.3.2 - Informazioni sulle altre attività IPPC dell'installazione
- ✓ A.6 – Altre Autorizzazioni Vigenti

A.1 IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE

Denominazione dell'installazione: **Rigassificatore Adriatic LNG**

Indirizzo dell'installazione: **L'impianto è ubicato a circa 15 km al largo della costa italiana del mare Adriatico settentrionale, in direzione nord est da Porto Levante (provincia di Rovigo); si riportano le Coordinate del Baricentro (WGS 84- UTM 32):**

- □ 782084 E
- □ 4999273 N

Sede legale: **Via Santa Radegonda 8 – 20121 - Milano**

Recapiti telefonici **02636981**

e-mail: -

Posta Certificata (PEC) terminale.gnl.adriatico@pcert.postecert.it

Gestore dell'installazione

Nome e cognome: **Timothy John Blackwell Kelly**

Indirizzo: **domiciliato in Milano presso Terminale GNL Adriatico Sr.L., Via Santa Radegonda 8 – 20121**

Recapiti telefonici **02 636981 (Sede)**

e-mail: -

Posta Certificata (PEC) terminale.gnl.adriatico@pcert.postecert.it

Referente IPPC

Nome e cognome: **Renato Razzano**

Indirizzo: **domiciliata in Milano presso Terminale GNL Adriatico s.r.l. – Via Santa Radegonda 8 – 20121**

Recapiti telefonici: **366 6375742**

e-mail: Renato.Razzano@adriaticlng.it

Posta Certificata (PEC) terminale.gnl.adriatico@pcert.postecert.it

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm3/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm3/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

Rappresentante legale

Nome e cognome: **Timothy John Blackwell Kelly**

Indirizzo: **domiciliato in Milano presso Terminale GNL Adriatico s.r.l. – [Via Santa Radegonda 8 Milano 20121](#)**

Posta Certificata (PEC) terminale.gnl.adriatico@pcert.postecert.it

A.3.1 Informazioni sull'attività principale IPPC			
n° 1	Data di inizio attività Settembre 2009	Data di presunta cessazione Ottobre 2052 ⁽¹⁾	
<p>Attività Principale: Ricezione, stoccaggio e rigassificazione del GNL su piattaforma off-shore.⁽²⁾</p> <p>Codice IPPC 1.4-bis - Attività svolte su terminali di rigassificazione e altre installazioni localizzate in mare su piattaforme off-shore.</p> <p>Sigla RGS</p> <p>Attività rientrante nella vigente AIA <input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO</p> <p>Riferimento rispetto a schemi a blocchi F1-F2-F4-F5</p> <p>Classificazione NACE: Sezione H Codice 52-22</p> <p>Classificazione NOSE-P N/A ⁽³⁾ Codice: N/A ⁽³⁾</p> <p>Numero di addetti: 48</p>			
<p>Periodicità dell'attività: <input checked="" type="checkbox"/> continua</p> <p><input type="checkbox"/> stagionale <input type="checkbox"/> gen <input type="checkbox"/> feb <input type="checkbox"/> mar <input type="checkbox"/> apr <input type="checkbox"/> mag <input type="checkbox"/> giu</p> <p><input type="checkbox"/> lug <input type="checkbox"/> ago <input type="checkbox"/> set <input type="checkbox"/> ott <input type="checkbox"/> nov <input type="checkbox"/> dic</p>			
Capacità produttiva			
Prodotto	Capacità di produzione (4)	Produzione effettiva (5) Sm3	anno di riferimento
Gas Naturale	9,6 miliardi Sm3/anno	6.556.887.677	2020
		7.011.692.105	2021
		7.992.167.735	2022
<p>Note</p> <p>1) Come da Concessione Demaniale, Atto Formale No. 3/2002, della Capitaneria di Porto di Chioggia.</p> <p>2) L'attività principale del Terminale è costituita da ricezione, stoccaggio e rigassificazione del GNL. Il gas naturale prodotto è inviato alla rete nazionale per mezzo di un gasdotto di diametro 30" fino alla stazione di misura ubicata nel comune di Cavarzere.</p> <p>3) L'attività di rigassificazione non è fonte diretta di emissioni in atmosfera. Il codice NOSE-P è stato dunque individuato per la sola attività di combustione per produzione di energia elettrica.</p> <p>4) Il Terminale è dimensionato in modo da raggiungere una portata di picco di circa 1.100.000 Sm3/h. Tale portata mantenuta a regime costante, al netto degli interventi di manutenzione previsti, consente di raggiungere la capacità produttiva indicata in tabella (pari a 9,6 miliardi di Sm3/anno).</p> <p>5) La produzione effettiva annua dipende dalla richiesta del mercato del gas e dell'andamento del mercato italiano e mondiale del GNL. I dati riportati per ciascun anno di riferimento indicati in tabella sono relativi alla capacità di produzione del Terminale di 8 miliardi di Sm3/anno per gli anni 2020 e 2021, e di 9 miliardi di Sm3/anno per l'anno 2022 con decorrenza dal mese di marzo</p>			

A.3.2 Informazioni sulle altre attività IPPC dell'installazione

n° 2	Data di inizio attività Settembre 2009	Data di presunta cessazione Ottobre 2052 ⁽¹⁾												
<p>Attività: Produzione di energia elettrica per autoconsumo⁽²⁾</p> <p>Codice IPPC 1.1: Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW</p> <p>Sigla GTG</p> <p>Attività rientrante nella vigente AIA <input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO</p> <p>Riferimento rispetto a schemi a blocchi F3</p> <p>Classificazione NACE: Sezione D Codice 35.11</p> <p>Classificazione NOSE-P Combustione nelle Turbine a Gas Codice 101.04</p> <p>Numero di addetti 48</p>														
<p>Periodicità dell'attività: <input checked="" type="checkbox"/> continua <input type="checkbox"/> stagionale <input type="checkbox"/> gen <input type="checkbox"/> feb <input type="checkbox"/> mar <input type="checkbox"/> apr <input type="checkbox"/> mag <input type="checkbox"/> giu <input type="checkbox"/> lug <input type="checkbox"/> ago <input type="checkbox"/> set <input type="checkbox"/> ott <input type="checkbox"/> nov <input type="checkbox"/> dic</p>														
<p>Capacità produttiva</p> <table border="1"><thead><tr><th>Prodotto</th><th>Capacità di produzione</th><th>Produzione effettiva (4)</th><th>anno di riferimento</th></tr></thead><tbody><tr><td rowspan="3">Energia Elettrica</td><td rowspan="3">132 GWh ⁽³⁾</td><td>101.619 MWh</td><td>2020</td></tr><tr><td>106.510 MWh</td><td>2021</td></tr><tr><td>114.667 MWh</td><td>2022</td></tr></tbody></table>			Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva (4)	anno di riferimento	Energia Elettrica	132 GWh ⁽³⁾	101.619 MWh	2020	106.510 MWh	2021	114.667 MWh	2022
Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva (4)	anno di riferimento											
Energia Elettrica	132 GWh ⁽³⁾	101.619 MWh	2020											
		106.510 MWh	2021											
		114.667 MWh	2022											
<p>Gestore dell'attività <input checked="" type="checkbox"/> medesimo gestore attività IPPC principale <input type="checkbox"/> altro gestore: Nome _____</p> <p>Note</p> <p>1) Come da Concessione Demaniale, Atto Formale No. 3/2002, della Capitaneria di Porto di Chioggia, salvo rinnovo.</p> <p>2) Il fabbisogno energetico del Terminale è garantito da tre turbine a gas aventi potenza termica complessiva totale pari a circa 113 MW (circa 38 MW ciascuna). Ai sensi dell'articolo 273 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., l'impianto non rientra fra i Grandi Impianti di Combustione. L'energia elettrica prodotta è impiegata per alimentare l'impianto; non sono cedute quote di energia elettrica a terzi.</p> <p>3) Si stima una produzione annuale di energia elettrica pari a 132 GWh alla capacità produttiva ed un recupero annuo di energia termica con sistema WHR pari a 220 GWh. La produzione annuale è stata calcolata tenendo in considerazione la presenza di tre generatori elettrici accoppiati alle turbine a gas (GTG) da circa 11 MWe e di cui due in funzionamento continuo e una di riserva.</p> <p>4) I dati di produzione di Energia Elettrica riportati in tabella per ciascun anno di riferimento sono relativi all'assetto del Terminale con capacità di rigassificazione pari a 8 miliardi di Sm3/anno per gli anni 2020 e 2021, e di 9 miliardi di Sm3/anno per l'anno 2022 con decorrenza dal mese di marzo</p>														

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm3/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm3/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

A.6 Altre autorizzazioni vigenti					
Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
Nulla Osta Fattibilità Prot. 8521/6-3	Ministero dell'Interno Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Rovigo	3 Settembre 1999	-	Decreto Ministro Interno 30 Aprile 1998	Generale
Decreto VIA DEC/VIA/4407	Ministero dell'Ambiente	30 Dicembre 1999		Legge 349/86 DPCM 377/88 DPCM 27/12/88	Pronuncia Compatibilità Ambientale Terminale e Opere Connesse
Atto Formale No. 3/2002	Capitaneria di Porto di Chioggia	7 Ottobre 2002	Ottobre 2052		Concessione Demaniale
Determinazione Dirigenziale DSA/2004/10584	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio	4 Maggio 2004		Legge 349/86 DPCM 377/88 DPCM 27/12/88	Determinazione Dirigenziale di Esclusione dalla Procedura di VIA
Decreto VIA DEC/DSA/2004/0866	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio	8 Ottobre 2004		Legge 349/86 DPCM 377/88 DPCM 27/12/88	Pronuncia Compatibilità Ambientale Progetto di Incremento Capacità Terminale
Decreto MAP No. 17282	Ministero delle Attività Produttive	11 Novembre 2004		RDI 1741/33 RD 1303/34 DPR 420/94	Autorizzazione Esercizio Terminale e Emissioni in Atmosfera in Fase di Collaudo ed Esercizio
Autorizzazione Modifiche Terminale	Capitaneria di Porto di Chioggia	2 Febbraio 2005		Regolamento di Esecuzione al Codice della Navigazione	
Decreto DSA-DEC- 2007-0000975	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare	30 Novembre 2007			Integrazione dei pareri positivi di compatibilità ambientale del progetto, espressi con i DEC VIA del 30 Dicembre 1999, DEC VIA del 12 Ottobre 2004 e DEC VIA del 18 Luglio 2007
Verbale 522 del CTR Veneto	Ministero dell'Interno Direzione interregionale dei vigili del fuoco per il Veneto e Trentino Alto Adige	11 Dicembre 2007		D.Lgs 334/99 come modificato dal D.Lgs 21 Settembre 2005, No. 238	Approvazione Rapporto di Sicurezza definitivo
Autorizzazione ad emettere gas effetto serra 1555	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare	6 Agosto 2008		Decisione 2007/589/CE	Monitoraggio delle emissioni di CO2
Autorizzazione alla realizzazione dell'impianto Prot. 17524	Agenzia delle Dogane – Direzione Regionale per il Veneto	27 Agosto 2008		DLgs 374/90	Autorizzazione alla realizzazione ed installazione del terminale di rigassificazione e delle

					relative opere di collegamento a terra
Ordinanza della Capitaneria di Porto di Chioggia 63/2008	Capitaneria di Porto Chioggia	2 Settembre 2008			Regolamento di sicurezza e di polizia marittima del Terminale marino Adriatic LNG
DVA-DEC-2012-000435	Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare	7 Agosto 2012			Integrazione del quadro prescrittivo del Decreto di Compatibilità Ambientale 866 dell'Ottobre 2004 nell'ambito della valutazione della formazione di schiume
Decreto del Ministero dell'Interno n°10 del 1/10/2012	Ministero dell'Interno	1/10/2012			Istituzione del servizio antincendio per l'elisuperficie
Certificato di prevenzione incendi (CPI) Prot. 0000403	Ministero dell'Interno Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Rovigo	11 Gennaio 2013	11 Gennaio 2018	Decreto Ministeriale 19 Marzo 2011	Generale
Decreto AIA - DM No.265 del 06/10/2016	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare	27/10/2016	26/10/2026	D.Lgs 152\06 e s.m.i.	Riesame con valenza di rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale DSA-DEC-2009-39 del 21 gennaio 2009
Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 luglio 2016	Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione Generale per la Sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche	28/07/2016			Autorizzazione all'esercizio definitivo del terminale di rigassificazione
Parere Istruttorio Conclusivo (ID 150/1191)	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare	27/07/2018		D.Lgs 152\06 e s.m.i.	Approvazione degli aggiornamenti e modifiche al Decreto AIA ai sensi dell'art. 29 nonies del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii..(prot. ALNG-039/2018).
Verbale CTR No. 1663 del 26/06/2018	Ministero dell'Interno – Direzione interregionale vigili del fuoco per il Veneto e Trentino Alto Adige – Comitato Tecnico Regionale del Veneto	26/06/2018		D.Lgs. 105/2015	Rapporto di Sicurezza aggiornato ai sensi dell' Art.15 e Allegato C del D.Lgs 105/15.

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm3/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm3/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

Comunicazione No. 9454 del 23/04/2018	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali	23/04/2018		D.Lgs 152\06 e s.m.i.	Comunicazione esito valutazione preliminare ai sensi del l'art. 6 c. 9 del D.Lgs 152/2006. Progetto "Large Scale GNL"
Verbale CTR No. 1953 del 21/04/2021	Direzione interregionale vigili del fuoco per il Veneto e Trentino Alto Adige – Comitato Tecnico Regionale	21/04/2021		D.Lgs. 105/2015	Presa d'Atto delle valutazioni svolte nell'ambito della documentazione trasmessa per il Non Aggravio di Rischio (NAR)
Determina del MiTE No. 297 del 18/08/2021	Ministero della Transizione Ecologica - Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la Qualità dello Sviluppo	18/08/2021		D.Lgs 152\06 e s.m.i.	Determina di Esclusione dalla Procedura di VIA del progetto di incremento della capacità del Terminale da 8 a 9 miliardi di Sm3/anno
Verbale CTR No. 2166 del 28/02/23	Direzione interregionale vigili del fuoco per il Veneto e Trentino Alto Adige – Comitato Tecnico Regionale	03/03/2023		D.Lgs. 105/2015	Verbale della riunione del Comitato Tecnico Regionale del 28/02/2023 di recepimento della proposta del Gruppo di Lavoro di prendere atto della dichiarazione di non aggravio del rischio presentata dalla Società
Comunicazione No. prot. 0021377 del 15/2/2023	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica Direzione Generale Valutazioni Ambientali	15/02/2023		D.Lgs 152\06 e s.m.i.	Ottimizzazione dell'esercizio del Terminale LNG di Porto Viro con aumento, rispetto all'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm3/anno, per ulteriore capacità di rigassificazione da 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm3/anno non costanti". Valutazione Preliminare ai sensi dell'art. 6, c. 9, del D.Lgs. 152/2006. Comunicazione esito valutazione.

Appendice B

Aggiornamento Schede B:

✓ scheda B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)

✓ scheda B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)													
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasei H	Frasei P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
GAS NATURALE LIQUEFATTO (GNL)	TERMINALE GNL ADRIATICO	Materia Prima	F1, F2, F3	Liquido	8006-14-2	Gas Naturale Liquefatto	>99	H220 H280	P210 P377 P381 P410 P403	flam. Gas. 1, press. Gas	1,6 x 10 ⁷ m ³	-	-
SOLUZIONE ACQUA – GLICOLE PROPILENICO	Alessandro Gaeta S.r.l.	Materia Prima ausiliaria	F2, F3	Liquido	-	-	-	-	-	-	15.000 l	-	-
INIBITORE INCROSTAZIONI - PERMANGANATO DI SODIO	Membrane S.r.l.	Materia Prima ausiliaria	F4	Liquido	-	-	-	-	-	-	3.000 kg	-	-
SOLUZIONE ACIDO CLORIDICO, HCl (5%)	Alessandro Gaeta S.r.l.	Materia Prima ausiliaria	F4	Liquido	7647-01-0	Acido Cloridrico	5	H290	P234 P390 P406	Met.Corr.1 Skin Corr. 1B STOT SE 3	40.000 l	-	-

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm3/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm3/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)													
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasei H	Frasei P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
IPOCLORITO DI CALCIO PER ACQUA POTABILE	Aquachem S.r.l.	Materia Prima ausiliaria	F5	Solido	7778-54-3	Calcio Ipoclorito	80-85	H272. H302 H314 H400 EUH031	P102. P221 P280 P301+P312 P501	Ox. Sol. 2 Acute Tox. 4 Skin Corr. 1B Aquatic Acute 1	200 kg	-	-
OLI DI LUBRIFICAZIONE, RAFFREDDAMENTO E IDRAULICI	Exxonmobil	Materia Prima ausiliaria	Tutte le fasi	Liquido	64742-54-7	Distillati (petrolio), paraffinici pesanti idrotrattati	30-40	H304	-	Asp. Tox. 1	30.000 l	-	-
					7782-42-5	Trifenil fosfato	0,1-1	H400 H410	-	Aquatic Acute 1 Aquatic Chronic 1		-	-
	Exxonmobil	Materia Prima ausiliaria		Liquido	128-39-2	2,6-di-Terziario-Butil-Fenolo	0,1-1	H400 H410 H315	-	Aquatic Acute 1 Aquatic Chronic 1 Skin Irrit. 2		-	-
					255881-94-8	Alchil ditiofosfato	0,1-1	H400 H410 H319	-	Aquatic Acute 1 Aquatic Chronic 1 Eye Irrit. 2		-	-
					64742-54-7	Distillati (petrolio), paraffinici pesanti idrotrattati	1-5	H304	-	Asp. Tox. 1		-	-
					64742-65-0	Distillati (petrolio), paraffinici pesanti idrotrattati	1-5	H304	-	Asp. Tox. 1		-	-

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm3/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm3/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)													
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasei H	Frasei P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
	Exxonmobil	Materia Prima ausiliaria		Liquido	90-30-2	N-fenil-1-naftilammina	0.1-1	H302 H317 H400 H410 H373	-	Acute Tox. 4, Skin Sens. 1, Aquatic Acute 1 Aquatic Chronic 1 STOT RE 2		-	-
					68478-81-9	9-octadecanoico acido (z)- prodotti Di reazione con diidro-3-(docenil)-2,5,- furondione e Trietilenetetrammina	0.1-1	H412 H361d H361f, H315	-	Aquatic Chronic 3, Repr. 2, Skin Irrit. 2		-	-
					68411-46-1	Benzeammia,n--fenil,prodotti di Reazione con 2,4,4-trimetilpentene	1-5	H412	-	Aquatic Chronic 3		-	-
					16958-92-2	Ditridecil adipato	5-10	-	-	OEL		-	-
	Exxonmobil	Materia Prima ausiliaria		Liquido	93819-94-4	Zinco alchil Ditiofosfato 1	1-2.5	H411 H315 H318		Aquatic Chronic 2, Skin Irrit. 2, Eye Dam. 1			
	Exxonmobil	Materia Prima ausiliaria		Liquido	128-39-2	2,6-DITERTBUTIL FENOL	0.1-0.25	H400 H410 H315	-	Aquatic Acute 1 Aquatic Chronic 1 Skin Irrit. 2			
					64742-54-7	Distillati (petrolio), paraffinici pesanti idrotrattati	30-40	H304	-	Asp. Tox. 1			

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm3/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm3/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)													
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasei H	Frasei P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
	Ingersoll Rand	Materia Prima ausiliaria		Liquido	68411-46-1	Difenilammina alchilata	4-6	H412	-	Aquatic Chronic - 3			
Arteco nv		Materia Prima ausiliaria	Liquido	107-21-1	Etilenglicole	34-80	H373 H302	P102 P260 P101 P301 P310 P501	Acute Tox. 4 STOT RE 2				
				19766-89-3	2-Etil-esanoato di sodio	0.1-3	H361d		Repr. 2				
VERNICI ₁₎	DicsoI, International, PPG, Weber Saint Gobain	Materia Prima ausiliaria	Tutte le fasi	Liquido	-	Sostanze varie	H226 H315 H318 H319 H317 H400 H412 H335	P101 P102 P103 P280 P305 P351 P338 P310 P362 P302 P352 P501	Flam. Liq. 3, Skin Irrit. 2, Eye Irrit. 2, Skin Sens. 1, Aquatic Chronic 3, STOT SE 3	5.000 l	-	-	
GAS COMPRESSI: AZOTO, OSSIGENO,	Air Liquide (300bar)	Materia Prima ausiliaria	F4 / Sistema antincendio F4d	Gas Compr esso	7727-37-9	Azoto	100	H280	P403 P200	Press. Gas Comp.	10.000 l	-	-

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm3/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm3/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)													
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Fasi H	Fasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
ACETILENE, ELIO, PROPANO, ARIA, MISCELA DI GAS	Sapio (200bar)	Materia Prima ausiliaria	F1 / Bracci di carico GNL F1a	Gas Compr esso	7727-37-9	Azoto	100	H280	P403 P200	Press. Gas Comp.			
	Sapio	Materia Prima ausiliaria	Tutte le fasi	Gas Compr esso	7440-59-7	Elio	100	H280	P403 P200	Press. Gas Comp.			
	Sapio	Materia Prima ausiliaria	Tutte le fasi	Gas Compr esso	7782-44-7	Ossigeno	18-21	H270 H280		Ox. Gas 1 Press. Gas			
					7727-37-9	Azoto	79-82	H280	P403 P200	Press. Gas Comp.		-	-
	Air Liquide	Materia Prima ausiliaria	Tutte le fasi	Gas Compr esso	7782-44-7	Ossigeno	100	H270 H280	P220 P244 P370 P403	Ox. Gas 1, Press. Gas			
	Air Liquide	Materia Prima ausiliaria	Tutte le fasi	Gas Compr esso	74-86-2	Acetilene	100	H230 H220 H280	P210 P202 P377 P381 P403	Flam. Gas 1 Chem. Unst. Gas A Press. Gas Diss			
	Air Liquide	Materia Prima ausiliaria	Tutte le fasi	Gas Compr esso	74-98-6	Propano	100	H220 H280	P210 P377 P381 P403	Flam. Gas 1 Press. Gas Liq.		-	-
	GAS REFRIGERANTE ₂₎	National Refrigerant Rivoira	Materia Prima ausiliaria	F5 / Uffici e alloggi F5h	Gas Compr esso	420-46-2	Trifluoroetano	-	H220 H280	P403		Flam. Gas 1 Press. Gas Liq	400 kg
354-33-6						Pentafluoroetano							
811-97-2						Tetrafluoroetano							
354-33-6						Pentafluoroetano							

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm3/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm3/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)													
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Note: 1) Caratteristiche generiche della tipologia di vernici utilizzate a bordo. 2) Caratteristiche generiche della tipologia di gas refrigeranti usati per le apparecchiature frigorifere e di climatizzazione utilizzate a bordo.													

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)						
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/Sm ³) ³⁾	Consumo elettrico specifico (kWh/Sm ³) ³⁾
F1-F3-F4-F5	- ¹⁾		132.000	Gas Naturale	0,023	0,014
F2	- ¹⁾					
	F2b (WHRV)	220.000 ²⁾				
TOTALE		220.000	132.000			
Note: <ul style="list-style-type: none"> 1) Tutte le principali unità installate sul terminale utilizzano l'energia elettrica prodotta a bordo. 2) Energia termica recuperata dai fumi di combustione e utilizzata dal WHRV (vaporizzatore a recupero di calore) per la rigassificazione del gas naturale. 3) Il consumo specifico è calcolato in riferimento alla produzione di gas naturale alla capacità produttiva (9,6 miliardi di Sm³). 						

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

Appendice C

Sintesi delle Modifiche Previste al Funzionamento dell'Impianto

Trattandosi di un'ottimizzazione della modalità di conduzione dell'impianto, non sono previste modifiche al regime operativo attuale già autorizzato per l'ottenimento della capacità autorizzata massima di 9,6 miliardi di Sm³ per anno, che corrisponde all'effettivo valore della capacità già installata dell'impianto.

L'incremento della capacità produttiva del Terminale su base non costante e interrompibile fino a ulteriori 0,6 miliardi di Sm³ per anno, rispetto ai già autorizzati 9 miliardi di Sm³ per anno, è conseguibile – senza compromettere in alcun modo la sicurezza degli impianti o ridurre i programmi di manutenzione – in relazione ai seguenti fattori:

- implementazione di un piano di fermate generali, della durata di circa un mese e con cadenza ogni 3-4 anni, nel corso delle quali si eseguono la maggior parte delle manutenzioni programmate, con particolare attenzione alle attività che necessiterebbero un fermo impianto o una riduzione della capacità di rigassificazione.
- promozione di un significativo piano di investimenti che prevede l'acquisizione di nuove apparecchiature critiche o parti di esse (quali, ad esempio, 2 bracci di carico, una nuova turbina, diversi attuatori e componenti interne di valvole).

Come sottolineato nel Par. "Modifiche al regime di funzionamento" della presente Relazione, si evidenzia che l'effettivo conseguimento dei 9,6 miliardi di Sm³ per anno di volume rigassificato, ad esempio negli anni in cui non sono state programmate manutenzioni generali, dipenderà da circostanze ed esigenze non determinabili ex ante dalla Società (es. manutenzione straordinaria non programmata, fermate non programmate relative a malfunzionamenti, ritardi nell'attracco di navi metaniere dovuti alle condizioni meteo-marine).

Dato che il regime operativo attuale per garantire la capacità di rigassificazione di 9 GSm³/anno prevede già la capacità massima giornaliera di 26,3 milioni di Sm³ al giorno di gas naturale, ossia la stessa prevista ad una capacità massima autorizzata di 9,6 miliardi di Sm³ per anno, si confermano le seguenti principali modalità operative ad oggi attuate per conseguire la massima capacità giornaliera di 26,3 milioni di Sm³ al giorno:

- 4 vaporizzatori ad acqua di mare (ORVs – open rack vaporizers) operativi contemporaneamente;
- 4 pompe per il prelievo acqua mare operative per una portata complessiva massima di 29.000 m³/h;
- l'utilizzo contemporaneo di tutte e quattro le pompe sommerse (in-tank pumps) (No.2 per ciascun serbatoio);
- l'utilizzo di 4 pompe di mandata di GNL ad alta pressione (HP pumps) per il trasferimento del GNL dai serbatoi del Terminale ai vaporizzatori ad acqua di mare (ORVs) a diverso regime di funzionamento;
- funzionamento contemporaneo di 2 delle 3 turbine (GTGs) installate per la produzione di energia elettrica per i fabbisogni del Terminale.

A fronte di un effettivo utilizzo della capacità incrementale da parte degli utenti del Terminale, farà necessariamente seguito un incremento dei volumi di GNL approvvigionati, con conseguente aumento del numero di navi metaniere annuo che potenzialmente attraccheranno e scaricheranno al Terminale.

Si riportano nel seguito le descrizioni di come tali variazioni vanno ad inserirsi in ciascuna fase del ciclo produttivo dell'impianto.

Sistema di Ricezione e Stoccaggio del GNL

Il GNL viene trasportato al Terminale mediante navi metaniere e scaricato all'interno dei serbatoi di stoccaggio utilizzando le pompe presenti sulla nave, in media una volta ogni 3-4 giorni circa. Possono arrivare al Terminale navi con capacità fino a circa 217.000 m³.

Per quanto riguarda questa fase operativa, gli unici cambiamenti previsti sono legati all'eventuale aumento del traffico marittimo in arrivo al Terminale ed alle connesse emissioni in atmosfera.

La tabella seguente riporta il possibile numero di navi aggiuntive nei 3 scenari teorici di riferimento individuati e valutati in sede di valutazione preliminare ai sensi dell'art. 6 comma 9 e comma 9 bis del D.Lgs. 152/06. Tali scenari

sono da intendersi indicativi, e potranno subire modifiche in ragione degli effettivi scenari di mercato e delle esigenze tecnico-operative che potranno presentarsi.

Tabella: Scenari di traffico marittimo incrementale (9,6 GSm³/anno)

Scenario	Tipologia di nave	No. Navi
1	Large Scale (fino a 217.000 Sm ³)	5
2	Conventional (fino a 152.000 Sm ³)	7
3	New conventional/ Panamax (fino a 180.000 Sm ³)	6

Rigassificazione del GNL

Il processo di rigassificazione sul Terminale è effettuato mediante:

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

Gli ORVs operano alla pressione necessaria per l'invio del gas alla rete nazionale (≈ 72 barg) e vaporizzano circa 280.000 Sm³/ora di gas naturale (GN) ciascuno, utilizzando fino a circa 7.250 m³/ora di acqua di mare ciascuno. Questa portata d'acqua di vaporizzazione consente di mantenere il delta termico medio annuo tra acqua prelevata e acqua scaricata all'interno del valore previsto nelle condizioni di progetto ed autorizzato di $-4,6$ °C.

Per conseguire l'aumento della capacità di rigassificazione a 9,6 miliardi Sm³/anno si considera l'utilizzo in continuo di 4 ORVs (a cui è associato il prelievo della massima portata di acqua mare), come già previsto per il raggiungimento dell'attuale massima capacità autorizzata di 9 miliardi Sm³/anno.

Produzione di Energia

Il fabbisogno energetico del Terminale è garantito da tre turbine a gas, di tipo Dry Low NOx (DLN), aventi potenza termica complessiva pari a circa 113 MW (circa 38 MW ciascuna) e accoppiate ad altrettanti generatori elettrici (Gas Turbine Generators – GTG) aventi una potenza elettrica complessiva pari a circa 32 MWe (circa 10,7 MWe ciascuna). Ciascuno dei tre gruppi (turbina + generatore elettrico) è in grado di fornire una potenza pari al 50% del carico elettrico necessario al funzionamento degli impianti.

Nell'attuale configurazione è previsto il funzionamento in continuo di due gruppi, mentre il terzo è di riserva e solo durante la fase di cambio macchina e di test di carico le tre turbine operano in contemporanea.

In previsione dell'aumento della capacità di rigassificazione massima autorizzata a 9,6 miliardi Sm³ per anno si conferma l'impiego di 2 turbine in contemporanea, così come già avviene in corrispondenza della massima capacità autorizzata annua di rigassificazione di 9 miliardi Sm³ per anno.

Sistema Acqua di Mare

Il Terminale è dotato di tre sistemi acqua mare:

- il sistema di acqua mare per la rigassificazione (sea water system), che alimenta i vaporizzatori ORVs;

- il sistema acqua mare di servizio (sea water service system), che alimenta i sistemi ausiliari (elettroclorazione, sistemi di raffreddamento degli impianti, sistema di potabilizzazione);
- il sistema acqua mare antincendio (fire water system).

Per quanto riguarda il sistema acqua mare di servizio e antincendio, non sono previste modifiche legate all'aumento della capacità di rigassificazione, né si prevedono aumenti delle portate di acqua prelevata per la rigassificazione nei vaporizzatori, tramite l'utilizzo di tutte le 4 pompe del bacino d'acqua degli ORVs, ciascuna con una portata di progetto pari a 7.250 m³/h.

La portata complessiva massima di acqua di mare prelevata e successivamente, scaricata a mare dopo l'utilizzo nei vaporizzatori tramite lo scarico finale SF1, si conferma pari a 29.000 m³/h anche nello scenario di massima capacità annua autorizzata di 9,6 miliardi di Sm³ per anno.

Unità di Servizio agli Impianti

Sul Terminale sono presenti una serie di unità di servizio alle fasi e ai processi descritti nei Paragrafi precedenti, in particolare:

- torce (Bruciatore Torcia Alta Pressione e Bruciatore Torcia Bassa Pressione);
- generatore di emergenza a gasolio (Essential Generator) per la produzione di energia elettrica fino a 3,0 MW, utilizzato in caso di indisponibilità delle turbine per soddisfare il fabbisogno minimo richiesto per i servizi ritenuti essenziali per il Terminale e per ripristinare l'operatività delle turbine e del processo di rigassificazione;
- sistema di intercettazione e collettamento delle acque meteoriche di dilavamento e acque di lavaggio utilities potenzialmente oleose per successivo invio a terra come rifiuto ad impianti di trattamento autorizzati;
- due gru di piattaforma movimentate ciascuna da un motore a gasolio;
- sistema aria compressa e sistema azoto;
- sistema acqua potabile;
- sistema di collettamento delle acque reflue civili e successivo invio a terra come rifiuto ad impianti di trattamento autorizzati;
- uffici e alloggi.

Per tali fasi e processi non sono previste modifiche a seguito dell'aumento della capacità di rigassificazione autorizzata del Terminale

Ottimizzazione dell'esercizio con incremento dell'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno di ulteriori 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti

Relazione Tecnica – Comunicazione ai Sensi del Paragrafo 15.3 del PIC – Decreto AIA 96/2022

Appendice D

Determina No. prot. 0021377 del 15/2/2023 - Valutazione Preliminare ai sensi dell 'art . 6, c. 9, del .Lgs. 152/2006 Comunicazione esito valutazione.

Alla Società Adriatic LNG
terminale.gnl.adriatico@pcert.postecert.it

e.p.c. Alla Direzione generale infrastrutture e
sicurezza (IS)
IS@Pec.Mite.gov.it

Alla Commissione Tecnica di verifica
dell'impatto ambientale VIA e VAS
ctva@pec.minambiente.it

OGGETTO: [ID:9388] - Ottimizzazione dell'esercizio del Terminale LNG di Porto Viro con aumento, rispetto all'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno, per ulteriore capacità di rigassificazione da 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti". Valutazione Preliminare ai sensi dell'art. 6, c. 9, del D.Lgs. 152/2006. Comunicazione esito valutazione.

Con nota prot. ALNG-0012/2023 del 23/01/2023, acquisita al prot. 9483/MiTE del 24/01/2023, la società Terminale GNL Adriatico S.r.l. ha trasmesso istanza di valutazione preliminare, ex art. 6, c.9-bis, del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii in merito al progetto di **“Ottimizzazione dell'esercizio del Terminale LNG di Porto Viro con aumento, rispetto all'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno, per ulteriore capacità di rigassificazione da 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti”**, in quanto modifica del regime operativo alla tipologia di opera di cui al punto al punto 1 dell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii, ovvero *“Raffinerie di petrolio greggio (escluse le imprese che producono soltanto lubrificanti dal petrolio greggio), nonché impianti di gassificazione e di liquefazione di almeno 500 tonnellate al giorno di carbone o di scisti bituminosi, nonché terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto”*.

Oggetto della presente valutazione preliminare è una modifica non sostanziale del regime operativo, che consiste nell'ottimizzazione dell'esercizio del Terminale con aumento, rispetto all'attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno, per ulteriore capacità di rigassificazione da 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti.

Il progetto in esame permette di dare attuazione alle politiche energetiche europee e nazionali, che individuano nel gas naturale una risorsa strategica per traghettare l'Europa dalle fonti più climalteranti all'obiettivo delle emissioni zero, rendendo possibile in modo sostenibile per il sistema produttivo l'attuazione del Green Deal europeo.

Il Proponente evidenzia che l'implementazione del progetto non costituisce una modifica strutturale, impiantistica o di processo rispetto all'attuale configurazione, dal momento che tale valore di capacità massima è già congruo con le caratteristiche tecnico-operative dell'impianto, ma permette di massimizzare l'utilizzo della capacità tecnica di rigassificazione totale già installata, pari a 9,6 miliardi di Sm³ di gas naturale annui, mantenendo invariato il massimo send-out giornaliero già autorizzato (pari a 26,3 milioni di smc), ma estendendo tale regime operativo anche a periodi diversi da quelli di volta in volta precedentemente programmati, tenuto conto delle condizioni operative e delle effettive esigenze manutentivi.

ID Utente: 6868

ID Documento: VA_05-Set_05-6868_2023-0038

Data stesura: 10/02/2023

Resp. Set. Pien C.

Ufficio: VA_05-Set_05

Data: 10/02/2023

Tuteliamo l'ambiente! Non stampate se non necessario. 1 foglio di carta formato A4 = 7,5g di CO₂

In allegato alla richiesta di valutazione preliminare il Proponente ha trasmesso la lista di controllo predisposta conformemente alla modulistica pubblicata sul Portale delle Valutazioni Ambientali VAS-VIA (www.va.minambiente.it) e al Decreto direttoriale n. 239 del 3 agosto 2017 recante *“Contenuti della modulistica necessaria ai fini della presentazione delle liste di controllo di cui all’articolo 6, comma 9 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dall’articolo 3 del D.Lgs. 16 giugno 2017, n. 104”*, ed alcuni allegati relativi alla localizzazione e alla descrizione tecnica dell’intervento.

Sulla base delle informazioni fornite dal proponente nella documentazione trasmessa e delle valutazioni svolte, come più diffusamente illustrato nella nota tecnica allegata, si ritiene che il progetto in valutazione, ovvero *“Ottimizzazione dell’esercizio del Terminale LNG di Porto Viro con aumento, rispetto all’attuale capacità di rigassificazione autorizzata pari a 9 miliardi di Sm³/anno, per ulteriore capacità di rigassificazione da 0,1 ad un massimo di 0,6 miliardi di Sm³/anno non costanti”*, non determini impatti ambientali significativi e negativi rispetto a quanto già valutato nell’ambito della procedura di VIA nel 2004, e quindi si ritiene che sia ragionevolmente da escludere la necessità di successive procedure di Valutazione di Impatto Ambientale, ferma restando la necessità di ottemperare alle condizioni ambientali relative alla fase di esercizio contenute nei precedenti provvedimenti di compatibilità ambientale emessi per l’opera in oggetto, ove applicabili.

Qualora tuttavia le previsioni sui dati di traffico navale dovessero differire da quanto ipotizzato ed in maniera tale da determinare un quadro emissivo peggiorativo o comunque comportare effetti difformi da quanto già precedentemente analizzato e valutato, il proponente dovrà darne tempestivamente informazione alla scrivente Direzione generale per gli eventuali seguiti di competenza.

Al fine del rispetto di tutte le disposizioni normative di settore e territoriali, si rimanda al parere degli enti competenti per eventuali ulteriori “nulla osta” e/o autorizzazioni.

La Dirigente

Orsola Renata Maria Reillo

(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell’art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)

Allegato: Nota Tecnica.