



REGIONE AUTONOMA
FRIULI VENEZIA GIULIA

consiglio regionale

Gruppo consiliare
Movimento 5 stelle

piazza Oberdan 6 - 34133 Trieste
tel 040 3773133 - 3188 fax 040 3773151
cr.gr.m5s@regione.fvg.it



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

E.prot DVA - 2014 - 0030967 del 29/09/2014

Spett. Ministero dell'Ambiente e della
Tutela del Territorio e del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali
Via Cristoforo Colombo 44 -
00147 ROMA

Oggetto: Osservazioni ed opposizioni al progetto "Terminale di stoccaggio, rigassificazione e distribuzione del GNL di piccola taglia nel porto di Monfalcone e opere connesse"

Con la presente il Gruppo Consiliare Regionale del Movimento 5 Stelle Friuli Venezia Giulia, intende portare all'attenzione di codesto ministero alcune valutazioni ed osservazioni sul progetto di cui all'oggetto costituito da 21 pagine allegate.

Trieste, 21/09/2014

**GRUPPO CONSILIARE REGIONALE
MOVIMENTO 5 STELLE**

Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia

Il presidente



SOMMARIO ESECUTIVO

Questo documento esamina alcune questioni chiave sottaciute, o marginalmente ed imprecisamente trattate, nel documento "Sviluppo Progetto Terminale GNL nel Porto di Monfalcone", prodotto dalla D'Apollonia (RINA) per conto di Smart Gas.

Il difetto genetico del Progetto - almeno per quanto a nostra conoscenza in base ai documenti disponibili - non è imputabile assolutamente a Smart Gas ma piuttosto ai decisori istituzionali. Questo limite consiste nella totale assenza di presa in considerazione di concetti progettuali alternativi per quanto attiene tecnologie e processi alternativi di rigassificazione. In primis, andavano messi a confronto i due tipi fondamentali di rigassificatori, ovvero quelli terrestri (onshore) e quelli marini galleggianti (offshore), combinando considerazioni sia operative, sia finanziarie. La corretta localizzazione dell'impianto di rigassificazione dipende anche dalla scelta della tipologia dell'impianto, il quale è economicamente determinato dai volumi annuali di gas naturale da rigassificare.

Poiché, come vedremo, ogni tipologia di rigassificatore possiede differenti punti di forza e di debolezza, la sfida effettiva doveva consistere nel determinare quale soluzione fosse la migliore possibile per gli specifici obiettivi di "bunkering" regionale. Si sarebbe evitato di dovere dispiacersi un domani per avere speso male tempo e danaro, scegliendo aprioristicamente la soluzione onshore, senza considerare simultaneamente tutti gli essenziali parametri multidisciplinari.

Nel Progetto Preliminare si afferma che i clienti godranno di tariffe inferiori (rispetto a quali?), senza quantificare alcunché. È auspicabile che tale genericità sia risolta in maniera trasparente, utilizzando, ad esempio, i prezzi dei "futures" del gas naturale forniti dal New York Mercantile Exchange (NYMEX). Come noto, i prezzi del gas sul mercato mondiale sono molto volatili. Se il proponente si fornirà sullo spot market, avrà obiettive difficoltà a sviluppare un profittevole piano finanziario valido nell'arco di 25 anni. A meno di non scaricare sui clienti finali le eventuali oscillazioni al rialzo dei costi nel spot market.

Non sono disponibili studi progettuali, almeno a livello preliminare, per quanto riguarda:

- Il *Piano di Emergenza ed Evacuazione* (EPRP) che descriva le procedure che devono assicurare a livello progettuale una risposta razionale e coordinata alle situazioni di emergenza che potrebbero probabilisticamente verificarsi durante la costruzione, l'avviamento e la conduzione dell'impianto di rigassificazione. Gli scopi dell'EPRP sono di
 - proteggere la salute e la sicurezza dei lavoratori diretti, indiretti e degli ospiti;
 - proteggere la comunità circostante e l'ambiente.

Il Piano di Gestione della salute, della sicurezza e dell'ambiente (HSE) deve supportare l'EPRP, specificando come fornire preventivamente le informazioni sugli allarmi alle popolazioni nel caso di un incidente.

- Un' *Analisi di Rischio*, ossia l'identificazione dei rischi principali (HAZID) che possono presentarsi nella conduzione dell'impianto, durante il trasferimento del gas da nave alle cisterne di stoccaggio, dal rigassificatore a navi, treni, camion, e durante le operazioni di *bunkering*. Questa identificazione andrebbe effettuata con il Failure Mode and Effects Analysis (FMEA). Lo scopo è quello di evitare qualsiasi modalità di fuoriuscita del gas e/o di preparare le corrispondenti aree critiche in grado di gestire ogni fuoriuscita.
- Lo studio dell' *Effetto Domino*, che nel Porto di Monfalcone potrebbe avere effetti catastrofici per la vicinanza di altre navi e di siti industriali.

- La definizione dimensionale della indispensabile Zona di Esclusione, ossia di una zona di sicurezza entro la quale tutto sarà impossibile a chi non abbia autorizzazione all'ingresso.

Manca, inoltre, la descrizione delle interfacce tra la società di progettazione e gli enti che dettano le norme ed i regolamenti associati ai terminali GNL.

Lo sviluppo armonico di un'area come quella circostante il bacino portuale di Monfalcone richiede ampia condivisione da parte della popolazione locale e soprattutto dei responsabili e dei proprietari delle attività limitrofe (portuali, industriali, commerciali). La storia del Progetto del Rigassificatore Onshore di Zaule, proposto da Gas Natural, è stato paradigmatico. Le varie autorizzazioni hanno coinvolto soltanto istituzioni le cui competenze tecnico-scientifiche si dimostrarono piuttosto scadenti. Non pensiamo che nel frattempo i membri delle Istituzioni chiamate a decidere abbiano sviluppato le conoscenze/competenze necessarie.

L'unica via d'uscita è coinvolgere soggetti terzi, qualificati e/o certificati, le cui analisi e valutazioni siano di dominio ed oggetto di dibattito pubblico entro una definita e breve scadenza temporale. Solo allora si potrà decidere. Questo a livello metodologico.

Quanto al merito, il gas dovrebbe costituire un elemento strategico nel Piano Energetico Nazionale ed in Piano Europeo. Questi Piani sono alquanto vaghi, ambigui e, comunque, necessitano di revisioni sostanziali anche alla luce dei rivolgimenti geopolitici in Europa e nel Medio Oriente. Si parla da tempo di diversificazione. Va benissimo. Ma la diversificazione, anche nel campo della catena di rifornimento del gas (*gas supply chain*) va combinata con tecnologie innovative; non riproponendo soluzioni rigide, costose, antieconomiche, e spesso di eccessivo impatto ambientale.

1. INTRODUZIONE

Il gas naturale è il combustibile fossile più pulito ed è, quindi, l'idrocarburo preferito dal punto di vista ambientale. Il gas naturale costituisce attualmente una delle commodity primarie per l'umanità e rappresenterà nel XXI secolo la fonte energetica imprescindibile per assicurare uno sviluppo sostenibile in tutti i paesi del mondo globalizzato. Sarà molto probabilmente il combustibile più utilizzato. L'EIA (Energy Information Administration) statunitense prevede che la domanda di gas naturale crescerà notevolmente soprattutto in quei Paesi la cui produzione è oggi insufficiente, e lo sarà anche in futuro, a soddisfare il consumo crescente dei prossimi decenni. Tutti gli esperti prevedono che il gap tra domanda ed offerta sarà chiuso soprattutto importando *gas naturale liquefatto* (GNL) Ciò richiederà una capacità addizionale di rigassificazione. Ma quando parliamo dei bisogni energetici italiani, oggi e nei prossimi anni, anche come conseguenza della crisi prolungata del capitalismo finanziario, l'offerta è superiore alla domanda. Si dice che i prezzi del gas, grazie a SmartGas, saranno ridotti, almeno per i potenziali clienti regionali. Ci piacerebbe sapere quali saranno i margini, a fronte dei dichiarati 230 milioni di investimento iniziale e dei non dichiarati e prevedibili costi operativi (trasporto, energia, manutenzione, riparazioni, amministrazione, ecc.), e con quali tariffe.

Il GNL è il gas naturale che, per facilitarne il trasporto, è convertito per condensazione in forma liquida a -162°C alla pressione atmosferica in un impianto di liquefazione. In una tipica catena di rifornimento del GNL, il gas viene prima trasportato dai campi di gas naturale agli impianti di liquefazione, per essere stoccato e poi trasportato via mare a distanze di migliaia di miglia (almeno 2,500 miglia nautiche) in navi specializzate, dette gasiere o metaniere, fino agli impianti di rigassificazione dove è riscaldato e ricondotto allo stato gassoso (*rigassificazione*) per essere finalmente pompato nei metanodotti e nelle reti di distribuzione. Il GNL occupa uno spazio almeno 600-620 volte inferiore al gas naturale, il che facilita e rende economicamente vincente il trasporto marittimo su lunghe distanze.

Il gas in forma liquida non è pericoloso finché è contenuto nelle cisterne chiuse della nave gasiera o nei depositi di stoccaggio. Diversamente da altri prodotti petroliferi liquidi, quando fuoriesce a causa di una rottura, il GNL reagisce violentemente con l'acqua, si espande e vaporizza molto rapidamente con un rischio minimo per la vita marina; tuttavia, a causa della sua temperatura estremamente bassa può esplodere.

L'utenza di gas naturale liquefatto è situata soprattutto in prossimità dei centri abitati; il che crea tensione tra le sue obiettive qualità (il gas è pulito, relativamente poco costoso, e di facile distribuzione) ed una persistente percezione pubblica che il GNL è un prodotto pericoloso (attitudine NIMBY).

In questo contesto si deve collocare l'approvvigionamento energetico dell'area dell'Alto Adriatico. Il progetto del rigassificatore da situare nel Porto di Monfalcone, succedanea a quella di Gas Natural nella baia di Zaule (Trieste), ripropone la soluzione offshore, obiettivamente improponibile in una zona commerciale ed industriale, esposta ai rischi di un effetto domino e di sicuro impatto ambientale. La sua realizzazione soffocherebbe uno sviluppo intelligente e necessario del Porto.

Inoltre, poiché ogni scelta condizionerà a breve e lungo termine lo sviluppo dell'area interessata – in primis il Porto stesso nonché l'area nautica posta vis-a-vis, è necessario tenere conto che un impianto onshore, data la sua rigidità nella collocazione, condizionerebbe per i prossimi trenta anni lo sviluppo ed i piani regolatori di tutta l'area.

2. ALTERNATIVE PROGETTUALI

Questa sezione discute le diverse alternative concettuali che avrebbero dovute essere considerate, almeno a livello di studio di fattibilità, per il proposto Progetto di Rigassificazione LNG. Esistono diversi concetti tecnologici alternativi per la rigassificazione di gas naturale liquefatto (terminale onshore convenzionale, FSRU, LNG-RV), localizzazioni alternative (onshore, offshore fisso, onshore galleggiante), e processi alternativi di rigassificazione (circuito aperto, circuito chiuso).

Per far sì che le diverse tipologie di rigassificatore siano giudicate e classificate obiettivamente, occorre fissare dei criteri di confronto. I parametri da utilizzare dovrebbero comprendere i seguenti attributi ai quali assegnare livelli di importanza soggettivi ed oggettivi, adottando tecniche decisionali multicriteriali.

Costi

L'ammontare totale del costo del capitale (Capex) e dei costi operativi (Opex) per un ciclo di vita del sistema di rigassificazione e stoccaggio pari a 25 anni, sulla base degli specifici requisiti progettuali.

Gestione del rischio e della sicurezza

Si tratta di quantificare e gestire il rischio relativo alla sicurezza del personale e di terze persone per quanto attiene:

- rischio di esposizione a traffico pericoloso;
- rischio sulla sicurezza dovuto alla novità del concetto progettuale;
- esposizione a ulteriori rischi legati alla sicurezza, derivanti da futuri sviluppi del porto e delle aree limitrofe;
- grado di rischio sulla sicurezza operativa.

Tempistica

- data della prima consegna del GNL;
- rischio di ritardo nella realizzazione del progetto dovuto a:
 - dipendenza del completamento dalla puntualità ed affidabilità dei fornitori e dei sub-fornitori,
 - tempi di gestione della commessa,
 - utilizzo di un concetto innovativo,
 - incapacità di abbreviare il tempo richiesto per la costruzione.

Salute/Ambiente

Livello di effetto negativo sugli ecosistemi circostanti e sugli abitanti circostanti dovuti a:

- costruzione/operazione;
- livello delle emissioni di rumore ed inquinanti;
- incapacità di minimizzare l'impatto ambientale.

Flessibilità

- possibilità di futura espansione del progetto tecnico proposto;
- capacità di accettare gas naturale liquefatto da sorgenti diverse;
- riallocazione potenziale dell'impianto di rigassificazione;
- capacità di accettare tipi e dimensioni differenti di navi metaniere.

Complessità del progetto

- rischio di non soddisfare i volumi richiesti di gas consegnato e/o da esportare;
- affidabilità a lungo termine;
- rischio di non-disponibilità di navi adeguate.

Tutti questi parametri andrebbero pesati dagli attori (proponenti, istituzioni, società terze) per quantificarne il livello d'importanza nel processo decisionale. Andrebbe condotta, inoltre, una analisi di sensitività per testare la robustezza (scarsa variabilità) dei risultati variando i pesi assegnati ai parametri.

2.1 METODOLOGIA

Numerose possono essere le critiche alla metodologia decisionale finora adottata. Avrebbe dovuto essere attivato un processo iterativo che mettesse in competizione alternative tecnologiche per il progetto di rigassificatore in esame. Si sarebbe dovuto mettere a confronto concetti alternativi, imponendo rigidi e ben conosciuti criteri quantitativi quali costi e fattibilità tecnica, ed introducendo allo stesso stempo criteri qualitativi, quali sicurezza, impatto sociale ed ambientale, seguendo modalità di selezione pubbliche, trasparenti ed obiettive. Un tale approccio metodologico avrebbe consentito di determinare il merito relativo di ogni concetto progettuale alternativo e di identificare il/i concetto/i più attrattivo/i. Il processo iterativo avrebbe dovuto includere, quanto meno, studi ed analisi HSE e HAZID, nonché tenere conto di tutte le normative e le linee guida relative al trasporto e trattamento del gas naturale liquefatto. Allo stesso tempo, tale metodologia competitiva avrebbe dovuto garantire la possibilità di una riduzione significativa del rischio HSE fornendo le informazioni necessarie per assumere corrette decisioni nello sviluppo del progetto (filosofia progettuale) fin dalle fasi iniziali, quando l'incidenza sui costi e sulla qualità del progetto stesso è massimale.

Nella fase di identificazione dei maggiori rischi, minacce e potenziali blocchi, legati a problematiche HSE, che potrebbero dispiegarsi durante lo sviluppo ed il ciclo di vita del progetto (assunto da Smart Gas in 25 anni), il processo progettuale avrebbe dovuto fornire anche:

- i dati iniziali per effettuare l'HAZID e l'HSE;
- la possibilità per tutti gli azionisti ed i decisori pubblici di valutare l'importanza relativa e l'interdipendenza di tutti gli aspetti HSE fin dall'origine dello sviluppo del progetto;
- la composizione e i CV dei componenti il team progettuale (fatta salva la professionalità della società D'Apollonia).

Per svolgere al meglio ed in trasparenza questa attività, si sarebbe dovuto adottare un approccio integrato, costituendo gruppi di lavoro specializzati per disciplina ed i cui leaders siano del tutto e continuativamente coinvolti nel processo decisionale:

- team tecnico (specializzazione in terminalistica, sicurezza, processi chimici, navigazione costiera e portuale, ecc.);
- team esperto in metanodotti (tubi sottomarini, stazioni di compressione e pompaggio, attraversamento di territori, ecc.);
- team ambientale (specializzazione in quantificazione degli impatti ambientali);
- team legale;
- team di esperti in marketing
- team gestionale.

2.2 CONCETTI ALTERNATIVI

Questa sezione illustra i concetti alternativi che avrebbero potuto e dovuto essere considerati per il Progetto in esame. Si sarebbe dovuto utilizzare una metodologia di screening concettuale che tenesse conto simultaneamente di criteri tecnici, commerciali e di tempistica per il completamento, allo scopo di assistere i decisori in una scelta logica e razionale circa il più adeguato concetto di rigassificatore a fronte dei previsti volumi annuali di gas da distribuire via strada, ferrovia e mare.

I parametri primari utili a valutare un progetto sono i requisiti richiesti in termini sia quantitativi che di scala temporale. Altri parametri devono comprendere i rischi ambientali, di sicurezza e di salute dei lavoratori. Nella fase iniziale del progetto, vanno considerate diverse alternative per la rigassificazione del gas naturale liquefatto, in modo da scartare immediatamente quelli che non fossero in grado di soddisfare i criteri progettuali e la normativa presente e prevedibile nel prossimo futuro.

Tra i concetti industriali per lo stoccaggio e/o la rigassificazione di gas naturale, bisogna innanzi tutto distinguere tra due tipi di terminale: impianti convenzionali onshore e impianti offshore. La differenza primaria tra terminali onshore e sistemi offshore è il processo di rigassificazione, effettuato a bordo nei secondi, mentre in un terminale onshore il GNL è rigassificato dal terminale stesso. Questa differenza ha implicazioni sia sui costi che sulla produttività.

I rigassificatori onshore possono essere fissati su basso fondale marino (come il rigassificatore di Porto Viro) o galleggianti (Floating Storage Units – FSU; Floating Storage and Regassification Units - FSRU). Gli impianti galleggianti devono essere progettati in modo da soddisfare i requisiti dell'IMO e di un Registro di Classifica. La loro costruzione deve avvenire seguendo le linee guida di un Registro relative alle installazioni di un rigassificatore offshore.

Poiché il processo di rigassificazione e le condizioni di stoccaggio sono sostanzialmente analoghi per tutte le tipologie alternative finora sviluppate, queste si differenziano soprattutto nella applicazione di specifiche tecnologie ad alcune componenti dell'impianto (cisterne di stoccaggio, vaporizzatori, ecc.).

2.2.1 Terminale Onshore

La rigassificazione onshore di gas naturale liquefatto è ancora oggi la tecnologia più comune e la più sviluppata. Questo tipo di impianto è situato vicino al mare, di solito vicino ad un'area portuale. Consiste fondamentalmente di un'area di attracco, fornita di bracci di carico/scarico, e di cisterne di stoccaggio dove il gas naturale è conservato temporaneamente. Un sistema di pompaggio e di vaporizzazione determina la vaporizzazione del GNL ed alimenta la condotta di trasporto (metanodotto) ad alta pressione.

Un terminale GNL convenzionale con cisterne di stoccaggio richiede approssimativamente 20 ettari di terreno piano (400 m x 500 m), distante non più di 3-4 km da una banchina o da un molo. Gli impianti adiacenti dovrebbero essere preferibilmente utenti industriali in aree di norma non accessibili al pubblico. Quando il terminale è pianificato all'interno di un porto, per navi da 75,000 e 140,000 m³ con dislocamenti fino a 105,000 tonnellate, che hanno dimensioni tipiche di 300-m di lunghezza, 45-m di larghezza e 12.5-m d'immersione a pieno carico, la banchina dovrà avere dimensioni adeguate. Il bacino di fronte alla banchina dovrà avere un'area sufficiente a garantire manovre d'attracco e di evoluzione sicure, da effettuare con l'ausilio di rimorchiatori come indicato nelle linee guida della Society of International Gas Tanker & Terminal Operators (SIGTTO) per le operazioni portuali di navi gasiere.

La costruzione di un impianto di rigassificazione onshore richiede l'esame approfondito del sito per verificare che non esistano contaminazioni ed inquinamenti stratificati ed approntare i rimedi, se necessario e possibile. Dovrebbe richiedere anche un progetto adeguato per assicurare che siano rispettati i parametri sanitari e di sicurezza rispetto ad altri impianti e ad adiacenti aree residenziali. L'impianto richiede l'installazione di condotte criogeniche isolate, approdi e sistemi di rilevazione della pressione nelle condotte.

Una criticità frequente è rappresentata dalla tempistica di realizzazione; per molte realizzazioni i ritardi sono dovuti ai lunghi tempi di consegna dell'acciaio al nickel.

Gli impianti di rigassificazione onshore producono un elevato livello di disturbo fisico agli ecosistemi ed alle popolazioni durante la loro costruzione e la loro attività operativa.

2.2.2 Terminale Offshore con Struttura a Gravità

Questa soluzione offshore (Gravity Based Structure - GBS) consiste in una grande struttura di cemento o di acciaio (piattaforma), a cassone prefabbricato, che è completamente autonoma per quanto riguarda l'operatività, i servizi e la generazione di potenza. È fissata in acque basse con profondità minima di 14-15 metri, condizionata dall'immersione delle gasiere oceaniche. La necessità di allocare i terminali offshore fissi in basso fondale comporta che quasi sempre si trovino vicino alla costa e, quindi, visibili da terra, elemento questo del tutto antiestetico se la struttura è visibile da una città o da una spiaggia. Le dimensioni tipiche di una GBS con una portata di 250,000 m³ di GNL sono 340 metri di lunghezza, 60 metri di larghezza e 40 metri di altezza.

Tale struttura ospita al suo interno le cisterne per lo stoccaggio del GNL, mentre tutta l'impiantistica richiesta per la rigassificazione si trova sulla sovrastruttura della piattaforma. Le metaniere sono ancorate a questa struttura, che è fornita di tutte le attrezzature nautiche e dell'impianto di processo e di scarico (vaporizzatori, bracci di scarico, ecc.).

Il primo terminale offshore fisso al mondo è stato quello di Porto Viro. Pochi altri sono in progettazione nel mondo. L'esperienza ha dimostrato che questa soluzione è molto costosa e che la consegna della struttura, comprese le casse di stoccaggio, può essere alquanto ritardata; il che significa che questa soluzione non può rispettare tempi brevi di realizzazione.

Una GBS integra le funzioni base di un terminale onshore in un'unica struttura:

- fornisce l'attracco e le attrezzature di scarico per le metaniere;
- contiene lo spazio per lo stoccaggio del GNL;
- ospita sul ponte l'impianto di rigassificazione, i servizi e le attrezzature per lo scarico.

2.2.3 FSU con Rigassificatore Onshore

È questa una soluzione ibrida (Figura 1), dove lo stoccaggio è fornito da una nave gasiera e l'impianto per il processo di rigassificazione si trova a terra. Lo stoccaggio offshore di gas naturale liquefatto richiede una nave che sia dotata di cisterne criogeniche da ancorare permanentemente alla banchine di un porto, oppure ad un ancoraggio dedicato quale una "Floating Storage Unit" (FSU). Una nave cisterna esistente potrebbe essere convertita allo scopo. Si tratta di individuare la locazione più opportuna e conveniente per l'ancoraggio, anche in funzione del percorso sottomarino e sotterraneo delle connessioni agli impianti di rigassificazione su un luogo adiacente mediante condotte criogeniche isolate.

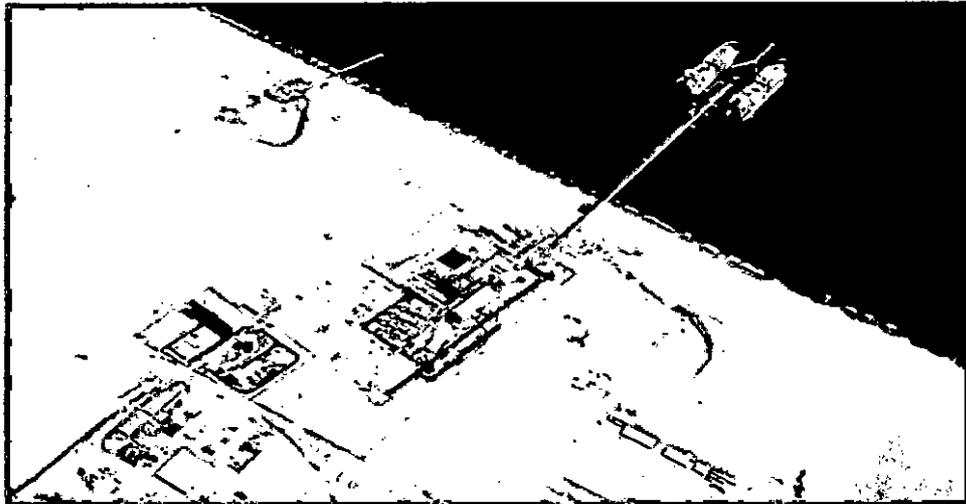


Figura 1. Impianto FSU in Mejillones, Cile

2.2.4 LNG-RV

Le navi LNG-RV (Liquefied Natural Gas Regassification Vessel) vaporizzano il loro carico di gas naturale direttamente a bordo consegnandolo ad una boa di scarico sommersa, per poi trasferirlo a terra mediante una condotta sottomarina convenzionale (Figura 2). Sono flessibili se confrontate con le navi LNG standard, in quanto sono in grado di scaricare il gas, dopo averlo rigassificato a bordo, attraverso un sistema STL ancorato al fondo marino, oppure mediante una manichetta ad alta pressione collegata ad un ramo del metanodotto a terra. Questa flessibilità consente di abbreviare drasticamente i tempi di entrata in funzione se si confrontano le LNG-RV con i terminali onshore.

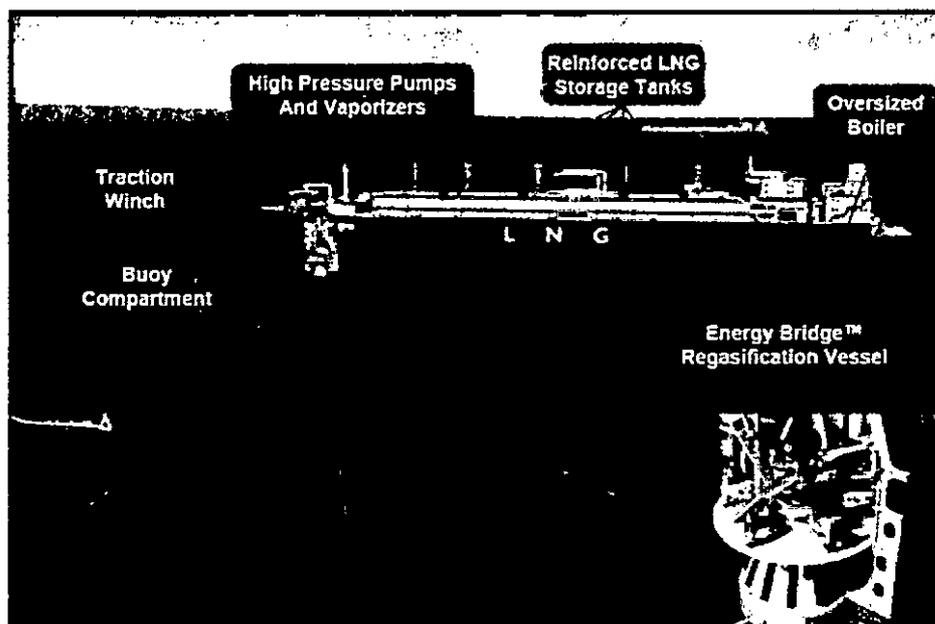


Figura 2. Rendering del sistema LNG-RV

Le navi LNG-RV hanno portate tipiche tra 75,000 e 140,000 m³, e sono propulse mediante motori diesel o turbine a gas/vapore.

Questo concetto offre parecchi vantaggi, la cui principale è l'elevata operabilità offerta dal sistema di ancoraggio ad una boa sommersa con la torretta interna; la connessione tra boa e torretta interna è garantita per un mare con onde fino a 5.5 metri di altezza significativa. La boa, integrata ad una condotta di mandata che, quando sia inutilizzata, sarà sommersa a circa 30 metri sotto la superficie del mare. Questo concetto richiede una profondità del mare di circa 50 metri. I potenziali impatti fisici derivanti dai disturbi generati durante la costruzione e l'operatività della nave LNG-RV saranno irrilevanti, proprio perché l'impianto di rigassificazione è installato a bordo della nave stessa.

Ovviamente, un rifornimento continuo di gas richiederebbe l'identificazione della combinazione ottimale tra composizione della flotta e dimensioni dell'impianto di stoccaggio. Nel piano di investimento iniziale occorrerebbe tenere conto della lunghezza della condotta sottomarina.

2.2.5 FSRU

Se l'impianto di rigassificazione è installato sulla nave gasiera, che è utilizzata anche come deposito di stoccaggio, si sarà di fronte a un'unità FSRU (Floating Storage and Regasification Unit). Una nave FSRU può essere nuova, oppure ottenuta dalla conversione di una nave gasiera, installandovi il gruppo di vaporizzatori del gas e la connessione ad una condotta per lo scarico del gas. È questo il caso della FSRU della Saipem, operante offshore nel mare antistante Livorno. Oggi sono in progettazione molti di questi impianti.

Una FSRU è spesso una chiatta ancorata, senza sistema propulsivo, lunga da 350 a 400 metri e larga fino a 70 metri, oppure una nave LNG opportunamente convertita (Figura 3). Come una metaniera, la FSRU presenta un doppio scafo. Il sistema di stoccaggio del GNL può essere costituito da cisterne sferiche, a membrana o autoreggenti; la capacità può variare da 200,000 m³ fino a 500,000 m³.

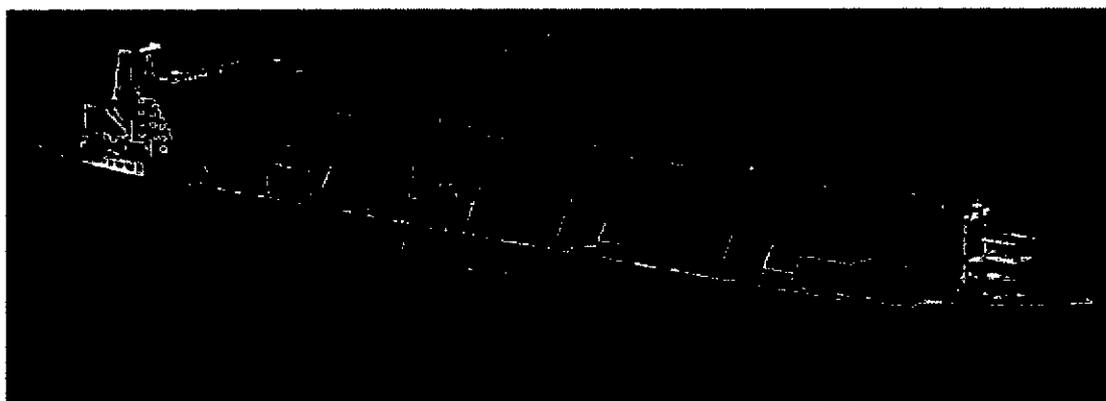


Figura 3. Floating Storage Regasification Unit (FSRU)

I componenti principali di una nave FSRU sono il sistema di trasferimento del gas, le cisterne di stoccaggio, il sistema di gestione e controllo del boil-off, il sistema di pompaggio del gas naturale liquefatto, l'impianto di vaporizzazione ed i sistemi ausiliari.

Quando una metaniera arriva al terminale, il gas naturale liquefatto è scaricato nella FSRU mediante bracci di caricazione che sono strutture fisse installate lungo un lato della FSRU. Una volta scaricato, il GNL è stoccato nelle cisterne criogeniche, pompato, rigassificato (perdendone dallo 0.15% allo 0.25% nel *boil-off*) e consegnato ai consumatori attraverso una manichetta rigida o flessibile, collegata ad una condotta

sottomarina o attraverso bracci di carico ad alta pressione. L'impianto di rigassificazione è sistemato sul ponte principale.

Tre sono i possibili modi di vaporizzazione del gas naturale liquefatto:

- circuito aperto con acqua di mare: pompaggio di acqua di mare calda attraverso il vaporizzatore e scarico dell'acqua di mare raffreddata;
- circuito chiuso con acqua: pompaggio di acqua dolce attraverso un circuito chiuso nel quale l'acqua è riscaldata nelle caldaie della FSRU e raffreddata attraverso il vaporizzatore del GNL;
- circuito chiuso a vapore: utilizzo del vapore prodotto nelle caldaie della FSRU per vaporizzare il GNL e restituzione del condensato alle caldaie in un circuito chiuso; assolutamente da preferire anche se più costoso, soprattutto se la FSRU è vicina alla costa e/o in acque non sufficientemente profonde.

Le navi metaniere si accostano lungo la FSRU in una configurazione da lato a lato, con ambedue le navi che ruotano intorno alla torretta di ancoraggio della FSRU. Trasferiscono il gas naturale liquefatto nella FSRU e lo rilasciano in forma gassosa attraverso una condotta sottomarina ad alta pressione, che serve da collegamento con il punto di connessione con la rete dei metanodotti.

Un grande vantaggio di questa tipologia di rigassificatore è che può essere ancorato in un ampio intervallo di profondità. Tuttavia, questo sistema è limitato dalle condizioni meteomarine, principalmente a causa dei moti relativi combinati delle due navi e dei limiti operativi dei rimorchiatori e degli anchor handling vessels utilizzati per assistere le operazioni di ancoraggio.

2.2.6 FSU + FRU

Questa alternativa è basata sull'utilizzo di due navi: una funziona come stoccaggio del GNL; l'altra serve da unità di rigassificazione. Questa soluzione può presentare qualche problema in mare mosso a causa dei moti relativi in opposizione di fase tra le due navi.

2.3 QUALE TIPOLOGIA DI RIGASSIFICATORE?

Nell'attuale contesto geopolitico, ammettendo che sia necessario diversificare quanto prima in Italia le fonti di approvvigionamento di gas naturale, diviene vitale accelerare la costruzione e la messa in opera di terminali di rigassificazione GNL.

Se partiamo dal presupposto che gli obiettivi consistano

- nello sviluppo di un terminale che sia in grado di funzionare in due anni,
- nell'utilizzo di unità di stoccaggio galleggianti anziché siti a terra per accelerare lo start-up evitando un lungo processo per le concessioni, come accade sempre per il terminali onshore,
- nell'avere bassi costi operativi,

e tenuto conto che spesso i siti onshore non sono accettabili perché interferiscono con le attività portuali e/o che richiedono grandi investimenti, quali estesi dragaggi, per rendere il sito accettabile, una delle soluzioni per ottenere gli obiettivi suddetti è l'implementazione di una FSRU.

In generale, se si mettono a confronto un rigassificatore onshore con un impianto offshore, il vantaggio fondamentale di un sistema offshore è che non richiede un costoso terminale di rigassificazione. È sufficiente costruire un attracco in mare aperto. Ad esempio, l'impianto statunitense Gulf Gateway fu completato nelle acque profonde del Golfo del Messico nel 2005 ad un costo di circa 70 milioni di dollari;

un terminale onshore con la stessa capacità di rigassificazione sarebbe costato circa 1.5 miliardi di dollari. Oggi è stato trasferito nel mare di fronte a Boston, confermando la flessibilità degli impianti offshore marini.

Inoltre, la messa in opera di un terminale onshore richiede un periodo di tempo inferiore: può entrare in funzione entro un anno (comprese la scelta della locazione, le approvazioni e la costruzione), mentre per un terminale onshore occorrono mediamente cinque anni. Inoltre, la collocazione in mare aperto consente di evitare una potenziale opposizione pubblica a causa di ragionevoli ed opportune problematiche ambientali e di sicurezza, usuali nel caso di impianti onshore.

Al contrario, il maggiore svantaggio della tecnologia offshore, specialmente nel caso di una nave LNG-RV, è la sua inferiore produttività rispetto ad un terminale onshore. Questo è dovuto al fatto che la rigassificazione a terra avviene senza che la nave LNG debba attendere, mentre una nave LNG-RV deve stare ancorata alla boa durante la vaporizzazione del GNL, il che richiede una media di sette giorni per una LNG-RV standard di capacità di 85 milioni di metri cubi. D'altra parte, il tempo di scarico medio di una LNG oceanica è di una giornata. Per questo motivo, per sostenere la stessa produttività di un rigassificatore a terra, un sistema offshore necessiterebbe di più boe e più navi LNG-RV, con un maggiore costo di capitale e maggiori costi operativi. Comunque, va precisato che il costo di una nave LNG-RV supera quello di una LNG convenzionale della stessa portata di 25 milioni di dollari.

Come vedremo, la scelta dipende fondamentalmente dai volumi annuali di gas liquefatto da rigassificare. Possiamo anticipare che per i bassi volumi previsti dal Progetto in esame non esiste partita.

2.3.1 Soluzione Foster Wheeler

La soluzione Foster Wheeler combina le caratteristiche dei tre concetti FSRU, FSU+FRU e struttura a gravità. In sintesi, consiste di un rigassificatore, ancorato permanentemente ad una nave metaniera che agisce come la FSU. Una condotta è collegata agli impianti di ricezione a terra che forniscono il gas alla rete. Questa configurazione permette di avere rapidamente un'installazione permanente ad un prezzo competitivo, mentre la disponibilità operativa dell'impianto è maggiore di quella costituita dalle navi con rigassificatore, in quanto è meno sensibile alle avverse condizioni meteo-marine.

Più in dettaglio, questo impianto consiste dei seguenti elementi:

- una metaniera convenzionale modificata e classificata per funzionare come una FSU che sarà ancorata ad una piattaforma che funge da molo;
- una piattaforma con tutte le attrezzature per l'attracco delle navi (le metaniere e la FSU) sui suoi lati opposti; il trasferimento del GNL sarà effettuato utilizzando i bracci di scarico installati su ambedue i lati della piattaforma;
- le attrezzature offshore ed il rigassificatore, che sono installati sulla parte alta della piattaforma; il rigassificatore sarà costruito in modo che tutti i componenti ed i moduli siano integrati, trasportati e sistemati sulla piattaforma di cemento fissata al fondo, o su un cassone di cemento.

2.3.2 Confronto Economico

Tutte le opzioni tecnologiche esistenti sono ad elevata intensità di capitale, ma si differenziano notevolmente per il tempo (da uno a cinque anni) necessario alla loro attivazione.

Due sono i fattori decisionali che guidano la scelta della migliore tecnologia tra i tipi di rigassificatore disponibili: il volume di gas da trattare e ed il tempo di realizzazione dell'impianto. Il secondo fattore è determinato dalle proprietà operative e dalle condizioni di mercato, quali i tempi di costruzione del terminale ed il processo di concessione, la disponibilità delle navi, ed i prezzi dei futures del gas naturale. Il volume misura la quantità di gas naturale necessaria a soddisfare la domanda di mercato.

Incrociando questi fattori si possono derivare quattro situazioni che indicano quale tecnologia sia la più opportuna da utilizzare; precisamente:

- se il volume annuale di gas è basso, un impianto marino di rigassificazione è sempre più vantaggioso di un sistema basato su un terminale onshore soprattutto grazie alla necessità di un minore investimento iniziale;
- se il volume annuale di gas è alto, la scelta della tecnologia da adottare dipende dal secondo fattore suddetto, ossia dal tempo di realizzazione dell'impianto:
 - se il tempo di realizzazione dell'impianto si dilata, aumenta il valore netto attualizzato (NPV) generato da una catena logistica GNL basata su un rigassificatore marino;
 - sebbene il costo totale (investimento ed operativo) di un rigassificatore marino sia maggiore di quello di un rigassificatore onshore, l'NPV genera ricavi molto più rapidamente.

La Tabella 1 mostra il confronto tra alcune delle soluzioni suddette nell'ipotesi di una capacità di stoccaggio di 150,000 m³ ed una portata di scarico di 14 mmscm/d (14 milioni di metri cubi standard al giorno).

Tabella 1. Valori dei parametri di confronto

Soluzioni Alternative	Rigassificatore Onshore e Silos di Stoccaggio	Rigassificatore Onshore con FSU	Soluzione Foster Wheeler	FSRU in leasing
<i>Capex</i> (USD·10 ⁶)	300	190	160	70
<i>Investimento totale</i> (<i>Capex + Opex</i>) (USD·10 ⁶)	324	194	173	541
<i>Tempistica ottimale</i> (mesi)	36	22	16	18-20
<i>Restrizioni sugli standards applicabili</i>	elevate	elevate	basse	Basse

Sono evidenti i vantaggi della soluzione Foster Wheeler per tutti i parametri decisionali utilizzati.

3. IL PROBLEMA DELLA SICUREZZA

La responsabilità primaria per la sicurezza è sulle spalle dell'operatore del terminale GNL. L'operatore deve assicurare che il suo impianto sia progettato, costruito e, quindi, operato in sicurezza, nel rispetto di tutta la legislazione relativa alla salute dei lavoratori e della popolazione limitrofa, ed alla sicurezza dell'ambiente.

L'operatore dovrà produrre un report sulla sicurezza ben prima di dare il via alla costruzione. Tale fondamentale attributo del progetto dovrà essere considerata in tutti i suoi aspetti fin dalla fase progettuale.

Se alcuni aspetti dovranno essere migliorati e/o modificati, sarà più facile e meno costoso effettuare le opportune variazioni durante la progettazione, piuttosto che aspettare la costruzione del rigassificatore. I risultati dell'analisi del rischio legato alla sicurezza e l'estensione della zona di esclusione potrebbero limitare futuri sviluppi del porto e delle aree limitrofe. Nel secondo decennio del terzo millennio, un terminale onshore, qualora sia ritenuto opportuno e necessario, non può che essere localizzato in un'area rurale.

3.1 IMPATTI AMBIENTALI E SOCIALI

È prevedibile che i principali impatti ambientali e sociali ed i rischi associati con il progetto ed i suoi impianti saranno:

- rischi sulla sicurezza e sulla salute per il personale e la popolazione limitrofa, associati con la movimentazione ed il trattamento del GNL;
- raffreddamento dell'acqua durante l'attività dei vaporizzatori;
- gestione del boil-off;
- impatti su qualche specie di pesce e le attività dei piccoli pescatori;
- impatto estetico;
- gestione del materiale di escavazione potenzialmente inquinante.

Qualunque attività (commerciale, industriale, turistica, ricreazionale) non sarà permessa entro la *zona di esclusione* intorno al terminale proposto durante tutta la vita del Progetto.

Durante le operazioni di dragaggio, gli impatti primari saranno il disturbo fisico del fondale marino e la sedimentazione temporanea. La costruzione dell'impianto disturberà un certo numero di ettari di territorio circostante che andrà protetto da tanti punti di vista (rumore, inquinamento, ecc.).

Il Progetto dovrà includere significative misure di mitigazione, quali ad esempio il progetto delle attrezzature di movimentazione del gas naturale secondo i più elevati standards industriali. I risultati della valutazione dei rischi dovranno essere incorporati nei piani e nelle procedure di gestione dell'impianto.

3.2 SICUREZZA DEGLI IMPIANTI

Le prestazioni in sicurezza dei rigassificatori costituiscono un elemento chiave nella progettazione e nella localizzazione degli impianti. L'attività dell'impianto onshore proposto pone un rischio potenziale che potrebbe minare la sicurezza pubblica.

Inoltre, l'accettabilità sociale di queste installazioni dipende in grande misura dalla capacità dei proponenti di dimostrare definitivamente che il rischio connesso è trascurabile per la popolazione e l'ambiente. Questo vale in somma misura per gli impianti a terra, specialmente quando si trovino all'interno di aree portuali e/o industriali. Ma vale anche, seppure in minore misura, per i rischi connessi alle nuove tecnologie avanzate (installazioni marine fisse o galleggianti).

Si tratta, quindi, di avere un approccio per la determinazione sistematica ed il confronto critico delle problematiche legate alla sicurezza dell'ambiente e delle popolazioni (safety) ed alla sicurezza contro attacchi militari e terroristici (security). Descriveremo i pericoli potenziali associati a diverse tecnologie di rigassificatore, tra loro alternative, identificandone le possibili rotture e malfunzionamenti con la catena di

conseguenze. La definizione e l'applicazione degli indicatori chiave delle prestazioni in sicurezza (Key Performance Indicators – KPIs) può consentire un passo significativo nella determinazione dei rischi più significativi e nell'identificazione delle soluzioni intrinsecamente più sicure.

L'analisi consiste nella valutazione di eventi critici in ordine decrescente di importanza. Il metodo richiede la suddivisione dell'impianto in unità principali, ossia bracci di carico/scarico, cisterne, compressori, ricondensatore, pompe, vaporizzatori e tubolature. Gli eventi critici vanno associati alle unità suddette mediante matrici, basate sul tipo di impianto e sullo stato fisico del gas trattato.

I possibili eventi critici negli impianti di gas naturale liquefatto sono:

- rottura del fasciame nave nella fase liquida
 - grande (100 mm di diametro equivalente)
 - medio (35-50 mm di diametro)
 - piccolo (10 mm di diametro)
- fuoriuscita da tubolature di gas nella fase liquida o gassosa sulla nave, sull'interfaccia nave-terra, sugli impianti del rigassificatore
 - grande (rottura totale del foro)
 - media (22-44% del diametro del tubo)
 - piccola (10% del diametro del tubo)
- rottura catastrofica
- collasso della cisterna di stoccaggio

In questa procedura le matrici ottenute per gli eventi critici, definite dalle normative per sostanze estremamente infiammabili, devono essere adattate alla situazione specifica degli impianti di rigassificazione. La principale legislazione che concerne gli impianti GNL è il Control of Major Accident Hazards Regulations 1999 (COMAH), come emendati nel 2005. Questi regolamenti ambiscono ad impedire incidenti prodotti da sostanze pericolose come il gas (incendi ed esplosioni) ed a limitare le conseguenze di qualsiasi incidente sulle popolazioni e sull'ambiente.

La letteratura scientifica ha dimostrato che il confronto tra gli eventi critici per tutte le tecnologie alternative evidenzia una grande similarità tra i risultati, soprattutto per i rigassificatori offshore, dove è possibile che si verifichi il fenomeno della rapida transizione di fase. In sintesi, i risultati disponibili sembrano dipendere più dalle proprietà dei materiali e dalle condizioni operative piuttosto che dalla tipologia del rigassificatore (onshore e offshore).

I livelli di sicurezza propri di ogni tipologia di rigassificatore possono essere classificati in dettaglio determinando quantitativamente i KPIs relativi al pericolo ed al rischio. Pochi dati sono sufficienti per questa analisi: (i) sostanze e condizioni operative (pressione, temperatura, fase); (ii) flussi del gas in ingresso ed in uscita; (iii) specifiche tecniche generali delle unità; e (iv) una stima preliminare degli inventories.

L'identificazione degli scenari consente di calcolare le aree potenzialmente interessate da incidenti prevedibili. La dimensione caratteristica di questa area, ossia la distanza massima, è assunta come il parametro di severità degli scenari dei possibili incidenti. Poiché differenti tipi di effetti fisici (radiazione termica, sovrappressione o concentrazione tossica) devono essere confrontati, le distanze alle quali si sentono gli effetti del potenziale incidente devono essere calcolate a partire da valori di soglia derivati da studi di

pianificazione del territorio. Esistono molti modelli matematici accettati diffusamente e codici numerici di simulazione per valutare le conseguenze di un incidente del tipo di quelli indicati più sopra.

La modellazione degli scenari per ogni evento critico produce un vettore di distanze limite di sicurezza. A questo punto è possibile calcolare due tipi di indicatori chiave (KPIs) della prestazione in sicurezza:

- l'indice di pericolo potenziale della esaminata unità dell'impianto (UPI), che rappresenta gli effetti che possono derivare dai peggiori incidenti casuali;
- l'indice di pericolo intrinseco della esaminata unità dell'impianto (UHI), che rappresenta gli effetti che possono derivare dai peggiori incidenti prevedibili.

Gli indici totali calcolati per tutte le unità consentono di determinare i livelli di sicurezza globali attesi del rigassificatore, basati sul calcolo diretto dei peggiori scenari potenziali, oppure sui probabili livelli di sicurezza delle unità dell'impianto.

Inoltre, deve essere valutato l'*effetto domino*, ossia la propagazione di un incidente tra le unità dell'impianto e/o all'esterno dell'impianto.

Sebbene, come detto in precedenza, l'applicazione della metodologia suddetta produca risultati simili indipendentemente dal tipo di rigassificatore, si deve tenere conto che un incidente in mare aperto avrà conseguenze ben più drammatiche in un impianto a terra, a meno che questo non si trovi a debita distanza da altri impianti, strade, navi, ecc.

3.3 SICUREZZA INTORNO ALLA NAVE LNG

L'ingresso in porto delle navi metaniere impone una serie di condizionamenti al traffico portuale.

Quando la nave è attraccata, come riportato in Appendice, è possibile ed auspicabile che l'IMO e/o la Guardia Costiera imponga quanto è stato deciso per il rigassificatore onshore GVS di Porto Tolle. In questo caso, per tutto il tempo nel quale le gasiere (sia la grande nave che le piccole LNG feeder) sono ancorate in banchina nessuna altra nave potrebbe attraccare. Ciò significa che tutte le attività portuali sarebbero bloccate. Assumendo la tempistica prevista in base ai tempi di scarico dalle grandi LNG e di carico sulle piccole feeder, ad essere ottimisti questo blocco durerebbe almeno un mese.

Questo tempo andrebbe arrotondato in eccesso in quanto, non solo quando le gasiere sono attraccate, ma anche durante le fasi di evoluzione e di movimentazione nel bacino portuale un canale di 500 metri per lato va lasciato permanentemente libero.

In ogni caso, le regole relative alla movimentazione ed alle operazioni di scarico/carico delle navi gasiere saranno imposte e gestite dalle autorità statutarie del porto.

3.4 REPORTS SULLA SICUREZZA

L'operatore dovrà produrre almeno i seguenti reports sulla sicurezza dei singoli componenti l'impianto di rigassificazione:

- tubolature tra lo scarico nave e sito di stoccaggio: i reports sulla sicurezza dovrebbe includere un esame delle tubolature, il cui progetto deve tenere conto della loro bassa temperatura di servizio;

- cisterne di stoccaggio: il report sulla sicurezza dovrebbe considerare l'effetto di possibili impatti accidentali, quali condizioni meteo estreme, impatto di un'aeromobile, terremoti, ecc., sulle cisterne di stoccaggio; viene esclusa l'attività terroristica; l'analisi del sito dovrebbe investigare le caratteristiche geologiche della zona
- rigassificatore e compressori: quando il rigassificatore entrerà in funzione, l'operatore appronterà un piano di intervento ed una tempistica sulle ispezioni per confermare che tali operazioni avranno luogo secondo il rapporto di sicurezza definito in base alla legislazione COMAH e secondo le normative sulla salute e sulla sicurezza;
- metanodotto di esportazione del gas verso la rete: l'operatore deve notificare l'introduzione di qualunque nuovo ramo di per che venga connessa con il metanodotto nazionale;
- effetto su altri siti (effetto domino): l'Autorità competente deve utilizzare le informazioni fornite nelle notifiche e nei reports sulla sicurezza per individuare i gruppi di installazioni dove possono crescere le probabilità e le conseguenze di un incidente rilevante a causa della posizione e della vicinanza di altri impianti, macchinari, costruzioni e/o di sostanze pericolose; questi siti sono detti "siti domino";
- attività terroristiche: i rapporti di sicurezza devono considerare i rischi che possono derivare dall'ingresso abusivo di qualche soggetto; ne deriva che è obbligatorio organizzare dei servizi di sicurezza;
- piano di emergenza: l'operatore deve produrre un piano di emergenza interno al sito del rigassificatore prima che l'impianto inizi a funzionare e deve fornire informazioni alle autorità locali tutte le informazioni che le aiutino a produrre un piano di emergenza sul territorio circostante; gli obiettivi di questi piani sono il contenimento ed il controllo degli incidenti per minimizzarne gli effetti e per limitare i danni alle persone, all'ambiente ed alle proprietà.

4. ANALISI DI RISCHIO

L'analisi di rischio può essere condotto con il metodo FMEA. È questo un metodo sistematico, semi-quantitativo per l'identificazione di rotture potenziali dei sistemi tecnici e/o dei loro componenti, per la valutazione degli effetti delle rotture e per la classificazione delle rotture.

Lo scopo complessivo di un'analisi FMEA è la valutazione di rotture non facilmente identificabili e la loro prevenzione. Il risultato dell'analisi dei modi di rottura e delle loro conseguenze può essere utilizzata per un'analisi quantitativa del rischio.

La procedura base del metodo FMEA prevede i passi seguenti:

- definire le ipotesi e le condizioni al contorno per la sua applicazione;
- scomporre l'impianto in blocchi funzionali;
- descrivere la funzione e le interfacce di ogni blocco e di ogni loro componente, considerando i differenti modi operativi;
- definire le possibili rotture;
- identificare la causa di ogni potenziale rottura;
- identificare gli effetti delle rotture sui componenti, sui blocchi e sull'impianto
- analizzare le criticità:

- severità delle conseguenze,
- probabilità di accadimento delle rotture,
- probabilità di identificazione delle rotture;
- produrre le raccomandazioni relative alle misure di controllo e delle azioni da intraprendere.

La procedura integra anche il calcolo delle conseguenze derivanti dalle rotture identificate, introducendo nel metodo FMEA l'analisi critica. Si costruisce una matrice di criticità, dove le rotture identificate sono poste in relazione alla severità ed alla probabilità di accadimento di un incidente. Nella matrice possono essere definite zone di accettabilità e di non-accettabilità; tra queste ultime si definiscono le effettive situazioni di criticità.

Queste saranno, a loro volta, sottoposte al calcolo numerico del livello di rischio (QRA), che combinato con i vari studi sulla sicurezza (HAZID – identificazione del pericolo, HAZAN – analisi dei pericoli potenziali e delle loro conseguenze, HAZOP – analisi dei rischi operativi mediante un approccio sistematico) possono produrre un adeguato e desiderato livello di sicurezza.

Devono essere chiaramente decise quali siano le aree di maggiore pericolosità sulla base di calcoli di dispersioni di gas prodotte da possibile fuoriuscite.

5. MANOVRABILITÀ

Le dimensioni delle aree di manovra per l'evoluzione della nave sono calcolate, in prima istanza, con un approccio deterministico. I criteri utilizzati per il calcolo variano a seconda che le manovre nel bacino portuale avvengano senza o con l'assistenza di rimorchiatori. In ogni caso, deve essere controllato dalla Guardia Costiera che le navi LNG coinvolte nel trasporto di GNL rispettino le normative dell'International Maritime Organisation (IMO - MSC/Circ.1053, 16 December 2002 – “Explanatory Notes to the Standards for Ship Manoeuvrability”). Ma per avere fiducia nella reattività di una nave, non è sufficiente soddisfare i limiti suggeriti dai criteri dell'IMO, ma bisogna rimanere sensibilmente al di sotto di questi limiti in modo da avere abbastanza margine per soddisfare la domanda di manovrabilità in acqua bassa.

I seguenti sono i più rilevanti aspetti operativi:

- adeguata manovrabilità in acqua bassa;
- massime forze del vento sostenibili nelle manovre in porto;
- capacità di manovra alle basse velocità.

Tratteremo direttamente il caso di acqua di profondità limitata, tenuto conto che il rapporto tra le profondità dei fondali nel bacino portuale di Monfalcone e le immersioni delle navi gasiere oceaniche è talmente basso da configurare una situazione di “ultra-shallow water”.

5.1 EVOLUZIONE IN ACQUA BASSA SENZA ASSISTENZA DI RIMORCHIATORI

Le caratteristiche di manovrabilità sono particolarmente importanti in acqua bassa. Il termine “acqua bassa” è definito come la profondità al di sotto della quale le caratteristiche di manovrabilità di una nave differiscono in misura significativa da quelle in acque molto profonde. Per la maggior parte delle navi, ed anche per le navi metaniere, un'acqua bassa è definita come rapporto tra profondità del fondale ed immersione nave (H/T) inferiore a 3.5.

I seguenti due aspetti giocano un ruolo importante in acqua bassa:

- specialmente per le navi molto larghe, come le LNG, i timoni perdono efficienza;
- la forza laterale ed il momento di rotazione variano sensibilmente.

Le variazioni più rilevanti delle caratteristiche idrodinamiche di una nave e, quindi, anche delle qualità di manovrabilità si hanno per valori del rapporto H/T inferiori a 1.5-2.0. Ne consegue che, a seconda delle dimensioni nave e dei rapporti geometrici di carena, si possono presentare seri problemi associati con le operazioni di manovra in porti con acque basse ed anche in aree portuali dove la profondità varia da 30 a 40 metri. Questo è la situazione del bacino nel Porto di Monfalcone.

Volendo non essere troppo restrittivi, in prima approssimazione il termine “acqua bassa” è applicato al caso di larghezza illimitata, ossia nell’ipotesi che gli effetti della presenza delle banchine e della diga siano considerati trascurabili.

Le navi che risentono maggiormente degli effetti dell’acqua bassa sono le navi dalle forme piene, larghe con rapporti tra larghezza ed immersione maggiori di 3.00. Questo è il caso delle navi LNG standard coreane con portate medie di 145,000 m³ di GNL, le cui caratteristiche principali sono le seguenti:

- | | |
|-----------------------------------|--------------------|
| - lunghezza fuori tutto | $L_{OA} = 283.0$ m |
| - lunghezza tra le perpendicolari | $L_{PP} = 265.0$ m |
| - larghezza | $B = 44.0$ m |
| - immersione | $T = 11.3$ m |

Dati sperimentali su navi con dislocamento maggiorato del 25% rispetto alla nave LNG standard hanno dimostrato che per $H/T = 1.2$, ossia per il fondale di 13.5 metri previsto dagli escavi nel bacino portuale di Monfalcone, le forze ed i momenti primari che timoni della nave e rimorchiatori devono il momento di imbardata devono contrastare, crescono da 4 a 8 volte per la forza di deriva e da 5 a 10 volte per la forze d’imbardata rispetto allo scenario in acqua profonda.

Le caratteristiche intrinseche di stabilità direzionale, misurate dagli indici di stabilità dinamica, cambiano significativamente al variare del rapporto H/T_{D} . Esiste un’evidenza sperimentale che esiste un campo di variabilità del rapporto profondità-immersione, di solito tra 1.8 e 3.0, nel quale la nave potrebbe divenire intrinsecamente instabile direzionalmente più che in acqua profonda.

In sintesi, l’efficienza intrinseca di controllo della nave è particolarmente importante nelle manovre in acqua bassa, dove le caratteristiche idrodinamiche della carena subiscono drastiche variazioni, particolarmente per $H/T < 1.5$. Aumenta, ad esempio, il tempo per variare l’angolo di rotta al variare dell’accelerazione angolare che, a sua volta, rimane costante al diminuire della profondità fino ad $H/T = 2.2$, per poi decrescere con gradiente progressivamente crescente fino a raggiungere un valore notevolmente minore rispetto alla navigazione in acque profonde per $H/T = 2.0$. Il che implica che la nave presenterà un’intrinseca efficacia di controllo molto inferiore in acque molto basse, come nel caso del Porto di Monfalcone anche dopo i dragaggi previsti.

La Figura 4 consente di confrontare il circolo di evoluzione per la nave suddetta con il timone al traverso a 35° in acqua profonda e acqua estremamente bassa. È evidente che il raggio del circolo di evoluzione cresce del 50% per $H/T = 1.2$ rispetto al caso $H/T = \infty$.

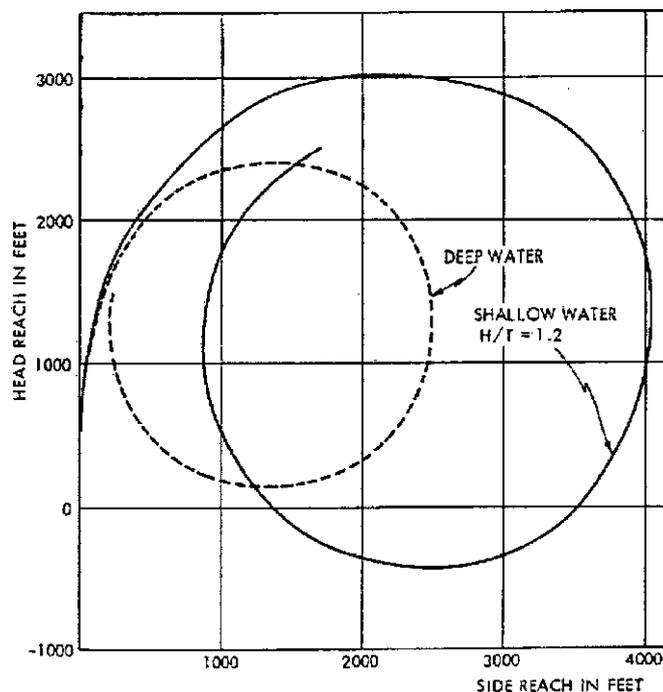


Figura 4. Confronto tra curve di evoluzione in acqua illimitata vs. acqua estremamente bassa

In generale, gli incrementi del raggio del circolo di evoluzione rispetto alla situazione in acqua profonda sono piccoli fino ad $H/T = 1.5$. Viceversa, il raggio cresce drammaticamente man mano che H/T scende da 1.5 a 1.2. Per angoli di deriva del timone minori di 35° , il raggio evolutivo della nave cresce ancora di più al diminuire del rapporto profondità immersione.

Infine, il tempo di arresto della nave cresce al diminuire della profondità del fondale tanto più quanto più è minore l'angolo di deriva del timone.

Volendo fornire qualche dato quantitativo, è possibile ricorrere a qualche criterio empirico-statistico. Nel caso in cui la nave non abbia alcun supporto, neppure dalle sue ancore, vale la relazione

$$R_t = R \cdot \tan 30^\circ + K L_{OA} + 0.35 L_{OA}$$

dove

- R_t raggio del circolo di evoluzione senza assistenza di rimorchiatori
- R raggio minimo di evoluzione, che dipende dalla profondità del fondale
- L_{OA} lunghezza fuori tutto della nave

Purché le condizioni operative rispettino i seguenti limiti:

- velocità assoluta del vento $V_w \leq 10.00$ m/s (20 kn)
- velocità della corrente $V_c \leq 0.50$ m/s (1 kn)
- altezza d'onda significativa $H_s \leq 3.00$ m

per i raggi di evoluzione si ottengono i valori riportati in Tabella 2, dalla quale risulta evidente che una nave LNG standard non avrebbe assolutamente modo di manovrare nel Porto di Monfalcone senza l'ausilio di rimorchiatori.

Tabella 2. Raggi di evoluzione di una LNG da 145,000 m³ in funzione della profondità del fondale (senza rimorchiatori)

Profondità dell'acqua (m)	40.0	17.0	13.5
Raggio di evoluzione (m)	746.7	822.7	1005.5

5.2 EVOLUZIONE IN ACQUA BASSA CON ASSISTENZA DI RIMORCHIATORI I

Se le manovre di evoluzione della nave fossero effettuate con l'assistenza di rimorchiatori, le dimensioni risultanti per il bacino di manovra sono fornite schematicamente in Figura 5, dove è definita un'area intorno ad un rettangolo centrale, di larghezza $2B_G$ e lunghezza $2L_G$, dove può essere ipotizzato che si trovi il centro di massa della nave quando si entra nel bacino di manovra e che la velocità d'avanzo non superi 0.40 nodi.

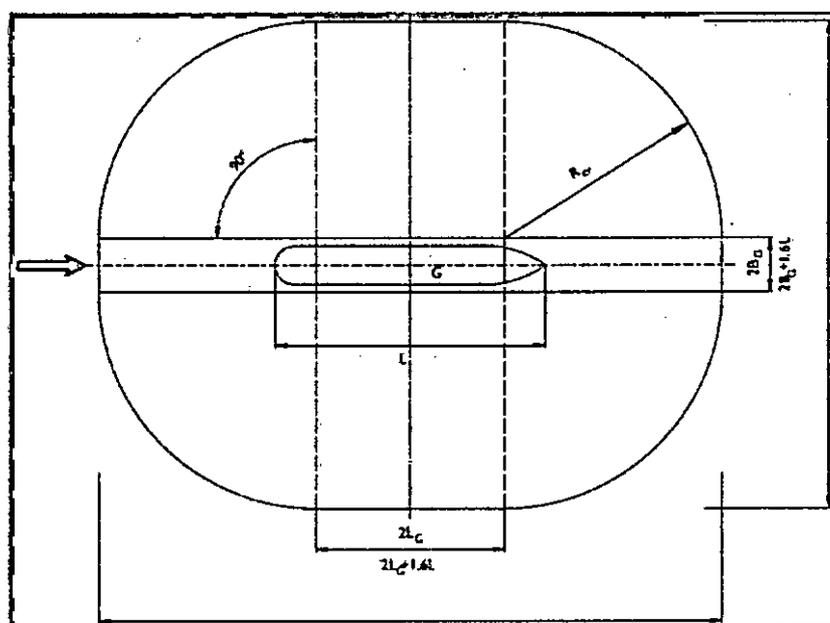


Figura 5. Schema dell'area di evoluzione con assistenza di rimorchiatori

Le dimensioni che compaiono nello schema sono:

- $B_G \geq 0.10 L_{OA}$
- $L_G \geq 0.35 L_{OA}$
- $R_{Cr} \geq 0.80 L_{OA}$

Queste dimensioni minime dell'area di manovra includono un margine di sicurezza $rh_{sel} = 0.10 L_{OA}$ lungo tutto il perimetro e sono valide purché le condizioni operative limite non superino i valori seguenti:

- velocità assoluta del vento $V_w \leq 10.00$ m/s (20 kn)
- velocità della corrente $V_c \leq 0.10$ m/s (0.2 kn)
- altezza d'onda significativa $H_s \leq 1.50-2.00$ m, secondo tipo e numero di rimorchiatori

Le dimensioni minime dell'area di evoluzione sono riportate in Tabella 3, dalle quali si evince che, anche senza considerare l'effetto del basso fondale, siamo già al di là dello spazio effettivamente disponibile

**Tabella 3. Dimensionamento dell'area di evoluzione per una nave LNG (145,000 m³)
(con apporto di rimorchiatori)**

L_{OA} (m)	B (m)	$2L_G + 1.6L_{OA}$ (m)	$2B_G + 1.6L_{OA}$ (m)	R_{Cr} (m)
283.0	44.0	650.9	509.4	226.4

La conclusione è che il piano di rifacimento del bacino nel Porto di Monfalcone risulterebbe comunque inadeguato a garantire manovre sicure di navi di queste dimensioni. Occorrerebbe scendere almeno a navi LNG di 127,000 m³ di portata. Queste navi sono state progettate a metà degli anni '70 e non sono facilmente reperibili sul mercato dello shipping.

6. ENTI PER LO SVILUPPO DEI REGOLAMENTI

Sono descritte qui di seguito le più importanti organizzazioni che hanno il compito di sviluppare i regolamenti riguardanti gli aspetti tecnici, operativi, della formazione e della sicurezza, relativi alla catena del trasporto, della consegna e dell'utilizzo del gas naturale liquefatto.

6.1 ORGANIZZAZIONI INTERNAZIONALI

Le principali organizzazioni internazionali sono:

- International Maritime Organisation (IMO)

È un'agenzia specializzata delle Nazioni Unite che ha la responsabilità di dettare, implementare e revisionare le convenzioni internazionali per la sicurezza della navigazione e la prevenzione dell'inquinamento marino da parte delle navi; qui le convenzioni più importanti sono:

- la MARPOL Convention (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, modified by the Protocol of 1978);
- la SOLAS Convention (International Convention for the Safety of Life at Sea).

- International Organisation for Standardisation (ISO)

I suoi comitati tecnici che hanno il compito di sviluppare standards relativi all'industria del gas sono:

- TC 67: materiali, attrezzature e strutture offshore per le industrie petrolifere, petrolchimiche e del gas naturale;
- TC 193: gas naturale.

- International Electrotechnical Commission (IEC)

Prepara e pubblica gli standards internazionali per tutte le tecnologie elettriche ed elettroniche che non sono coperte dall'ISO; gli standards più importanti legati alla catena del GNL sono:

- IEC 60092-502 - installazioni elettriche sulle navi – Parte 502: tankers;
- IEC 60079 – apparati elettrici per atmosfere esplosive di gas.

- Society of International Gas Tanker & Terminal Operators (SIGGTO)

Lo scopo di questa organizzazione non-profit, che rappresenta gli operatori di navi LNG ed i terminalisti, è quello di specificare e promuovere gli standards e le migliori pratiche per le industrie del gas liquefatto.

- Intergovernmental Organisation for International Carriage by Rail (OTIF).

Il più importante riferimento relativo alla catena della fornitura di gas natural liquefatto è la “Convention Concerning International Carriage by Rail (COTIF) Appendix C – Regulations Concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Rail (RID).

6.2 ORGANIZZAZIONI EUROPEE

Le principali organizzazioni europee sono:

- European Commission (EC)

Gli atti più importanti della Commissione legati alla “LNG supply chain” sono:

- la direttiva 96/82/EC (Seveso II) sul controllo dei rischi di gravi incidenti dovuti a sostanze pericolose;
- la direttiva ATEX 94/9/EC (ATEX 95) che riguarda le attrezzature ed i sistemi di protezione da utilizzare in atmosfere potenzialmente esplosive;
- la direttiva ATEX 99/92/EC (ATEX 137) che definisce i requisiti minimi atti a migliorare la salute e la protezione dei lavoratori potenzialmente a rischio di atmosfere esplosive;

- European Committee for Standardisation (CEN)

Gli standards più importanti relativi alle installazioni e manufatti per il gas naturale liquefatto sono:

- EN 1150: linee guida sulle caratteristiche generali del GNL e dei materiali criogenici;
- EN 1473: linee guida per la progettazione, la costruzione e la condotta di terminali onshore e dei suoi componenti (liquefazione, stoccaggio, vaporizzazione, trasporto e gestione del GNL);
- EN 1474: progetto di e prove sui sistemi di trasferimento marino

Lista delle Abbreviazioni

CEN	European Committee for Standardisation
COMAH	Control of Major Accident Hazards Regulations
EC	European Commission
EPRP	Emergency Preparedness and Response Plan
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
FRU	Floating Regassification Unit
FSRU	Floating Storage Regassification Unit
FSU	Floating Storage Unit
GNL	Gas Naturale Liquefatto
HAZAN	Hazard Analysis
HAZID	Hazard Identification
HAZOP	Hazard and Operability Analysis
HSE	Health, Safety and Environmental
IEC	International Electrotechnical Commission
IGC Code	International Code for Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk
IMO	International Maritime Organisation
ISO	International Organisation for Standardisation
LNG	Liquefied Natural Gas
LNG-RV	Liquefied Natural Gas Regassification Vessel
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships
OTIF	Intergovernmental Organisation for International Carriage by Rail
QRA	Quantitative Risk Assessment
SIGGTO	Society of International Gas Tanker and Terminal Operators
SOLAS	Safety of Life at Sea

Appendice

ANNEX

ROUTING MEASURES OTHER THAN TRAFFIC SEPARATION SCHEMES

ESTABLISHMENT OF AN AREA TO BE AVOIDED, MANDATORY NO ANCHORING AREA IN THE APPROACHES TO THE GULF OF VENICE

(Reference chart: Italy 924, 2005 edition.

Note: This chart is based on DATUM Rome 1940.)

(Description of an Area to be Avoided and Mandatory No Anchoring Area

(The co-ordinates listed below are in WGS 84 Datum)

Area to be Avoided and Mandatory No Anchoring Area:

The area within the circle of 1.5 nautical miles centred on the following geographical position:

(1) $45^{\circ} 05' 30'' \text{ N}$ $012^{\circ} 35' 10'' \text{ E}$

