

# **Ionio Gas – Priolo Gargallo (SR)**

---

**Terminale GNL - Porto di Augusta**

Ulteriori Approfondimenti  
allo Studio di Impatto  
Ambientale



# **Ionio Gas – Priolo Gargallo (SR)**

**Terminale GNL - Porto di Augusta**    Ulteriori Approfondimenti  
allo Studio di Impatto  
Ambientale

Preparato da	Firma				Data
Alessandro Puppo	_____				10 Marzo 2008
Verificato da	Firma				Data
Claudio Mordini	_____				10 Marzo 2008
Paola Rentocchini	_____				10 Marzo 2008
Approvato da	Firma				Data
Roberto Carpaneto	_____				10 Marzo 2008
Rev.	Descrizione	Preparato da	Verificato	Approvato	Data
0	Prima Emissione	ASP	CSM/PAR	RC	Marzo 2008



## INDICE

	<u>Pagina</u>
<b>ELENCO DELLE FIGURE</b>	<b>III</b>
<b>1   PREMESSA</b>	<b>1</b>
<b>2   IL RUOLO DEL TERMINALE GNL NELL'APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE</b>	<b>3</b>
2.1 LA SITUAZIONE IN ITALIA: DOMANDA DI GAS NATURALE E INFRASTRUTTURE	3
2.1.1 Scenari del Mercato Energetico Italiano sul Lungo Periodo	3
2.1.2 Il Mercato del Gas Naturale in Italia e le Infrastrutture di Importazione	4
2.1.3 Conclusioni	9
2.2 CONSUMI LOCALI DI GAS NATURALE	9
<b>3   DISPONIBILITÀ E APPROVVIGIONAMENTO GNL, ALLACCIO ALLA RETE NAZIONALE DEI GASDOTTI E ASSEGNAZIONE DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO</b>	<b>11</b>
3.1 DISPONIBILITÀ E APPROVVIGIONAMENTO DEL GNL	11
3.2 METANODOTTO SNAM RETE GAS DI CONNESSIONE ALLA RETE DEI GASDOTTI	11
<b>4   ASPETTI DI RISCHIO E SICUREZZA DEL TERMINALE</b>	<b>14</b>
4.1 CONSIDERAZIONI GENERALI SULLA SICUREZZA DEI TERMINALI GNL	14
4.2 IL TERMINALE GNL DI AUGUSTA E GLI ASPETTI DI RISCHIO E SICUREZZA	14
4.2.1 Analisi Preliminare per Individuare le Aree Critiche	15
4.2.2 Analisi di Sicurezza dell'Impianto	16
4.2.3 Conclusioni	24
4.3 CONSIDERAZIONI SULLA SECURITY NELL'AREA PORTUALE DI AUGUSTA E DEL TERMINALE GNL IONIO GAS	25
4.3.1 Inquadramento Normativo	25
4.3.2 Disposizioni Vigenti nel Porto di Augusta	27
4.3.3 Aspetti di Sicurezza del Sito ERGMed Nord	27
4.3.4 Aspetti di Sicurezza del Terminale GNL	28
<b>5   PRINCIPI PER LA SELEZIONE DELLA TECNOLOGIA DEI SERBATOI</b>	<b>29</b>
5.1 TIPOLOGIE DI SERBATOI DI STOCCAGGIO DEL GNL	29
5.2 TERMINALE GNL IONIO GAS, SELEZIONE DELLA TECNOLOGIA DEI SERBATOI	29
5.2.1 Standard Europei GNL ed Esperienza Internazionale	29
5.2.2 Caratteristiche del Sito	30
5.2.3 Impatto Ambientale	31
5.2.4 Ispezione e Manutenzione dei Serbatoi	31
5.2.5 Conclusioni	31
<b>6   ASPETTI DI SICUREZZA DELLA NAVIGAZIONE NEL PORTO DI AUGUSTA</b>	<b>33</b>
6.1 PROCEDURE DI INGRESSO E ORMEGGIO DELLE NAVI	33
6.2 L'ESPERIENZA DEL PORTO DELLA SPEZIA	35
6.3 ASPETTI DI SICUREZZA DELLA NAVIGAZIONE	36
<b>7   ASPETTI PAESAGGISTICI E MITIGAZIONI AMBIENTALI</b>	<b>37</b>
7.1 ASPETTI PAESAGGISTICI	37
7.2 INTEGRAZIONE DELLO SCARICO FREDDO DEL TERMINALE GNL CON GLI SCARICHI CALDI ESISTENTI	37
7.3 UTILIZZO DI CLORO	38

**INDICE**  
**(Continuazione)**

**RIFERIMENTI**

- APPENDICE A: MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO, SCENARI DELLA DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA E PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE DI APPROVVIGIONAMENTO**
- APPENDICE B: CAPACITÀ DI ASSORBIMENTO DI NUOVI QUANTITATIVI DI GAS NATURALE PRODOTTI DA PARTE DELLA RETE LOCALE E NAZIONALE (CARTEGGIO CON SNAM RETE GAS)**
- APPENDICE C: PIANO STRATEGICO SNAM RETE GAS 2008-2011**
- APPENDICE D: PIANO DI REALIZZAZIONE DI NUOVA CAPACITÀ E DI POTENZIAMENTO DELLA RETE DI TRASPORTO SNAM RETE GAS (SETTEMBRE 2007)**
- APPENDICE E: STANDARD EUROPEI PER LE INSTALLAZIONI GNL, EN 1473:2007 – APPENDIX H, DEFINITION OF DIFFERENT TYPES OF LNG TANKS**
- APPENDICE F: RELAZIONE TECNICA INTEGRATIVA AL LAYOUT PROPOSTO PER IL NUOVO BRACCIO DEL PONTILE LIQUIDI (REV. 2, MARZO 2008)**
- APPENDICE G: CAPITANERIA DI PORTO DEL COMPARTIMENTO MARITTIMO DELLA SPEZIA, ORDINANZA N. 150/2001**
- APPENDICE H: CAPITANERIA DI PORTO DEL COMPARTIMENTO MARITTIMO DI AUGUSTA, ORDINANZA N. 99/2006**
- APPENDICE I: RASSEGNA STAMPA**

## ELENCO DELLE FIGURE

<b><u>Figura No.</u></b>	<b><u>Titolo</u></b>
1	Fotoinserimento del Terminale, Vista da Melilli, Fase I
2	Fotoinserimento del Terminale, Vista da Melilli, Fase II
3	Sezioni Tipiche, Serbatoio a Contenimento Totale fuori Terra e Serbatoio a Membrana Interrato



## **RAPPORTO ULTERIORI APPROFONDIMENTI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE TERMINALE GNL – PORTO DI AUGUSTA**

### **1      PREMESSA**

Il presente documento è stato elaborato con l'obiettivo di fornire tutte le informazioni ed i chiarimenti necessari per rispondere alle richieste formulate dal gruppo istruttore della Commissione VIA nella riunione del 15 Gennaio 2008, tenutasi presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), e nel corso del successivo sopralluogo in sito effettuato in data 7 Febbraio 2008.

Le valutazioni a carattere ambientale presentate nei seguenti capitoli sono state condotte da D'Appolonia sulla base di approfondimenti progettuali e note tecniche appositamente elaborate da Ionio Gas, Erg e Shell per i vari argomenti di discussione.

Il presente documento è così organizzato:

- nel Capitolo 2 sono riportati approfondimenti relativi al ruolo del Terminale GNL di Augusta nell'approvvigionamento di gas naturale in Italia e le previsioni di consumo di gas naturale in Provincia di Siracusa;
- nel Capitolo 3 sono contenute informazioni relativamente alla disponibilità ed all'approvvigionamento di GNL, all'allaccio del Terminale GNL alla rete nazionale dei gasdotti e alla assegnazione della capacità di trasporto;
- nel Capitolo 4 sono riportate considerazioni generali sulla sicurezza dei Terminali GNL e in materia di security portuale e valutazioni di dettaglio relativamente al progetto proposto;
- nel Capitolo 5 si riportano i principi utilizzati per la selezione della tecnologia dei serbatoi;
- il Capitolo 6 è dedicato alla sicurezza della navigazione nel porto di Augusta;
- nel Capitolo 7, infine, sono riportate ulteriori valutazioni in merito all'impatto paesaggistico del Terminale e sono evidenziati gli aspetti di mitigazione relativi all'integrazione dello scarico freddo del Terminale con quello caldo della Centrale Termoelettrica limitrofa al sito.

I Capitoli sono strutturati in paragrafi dedicati ad approfondire i diversi argomenti in esame.

Il rapporto è completato dalle seguenti Appendici:

- Appendice A: Scenari della Domanda di Gas Naturale in Italia e Prospettive di Sviluppo delle Infrastrutture di Approvvigionamento;
- Appendice B: Capacità di Assorbimento di Nuovi Quantitativi di Gas Naturale prodotti da parte della Rete Locale e Nazionale (Carteggio con Snam Rete Gas);
- Appendice C: Piano Strategico Snam Rete Gas 2008-2011;

- Appendice D: Piano di Realizzazione di Nuova Capacità e di Potenziamento della Rete di Trasporto Snam Rete Gas (Settembre 2007);
- Appendice E: Standard Europei per le Installazioni GNL, EN 1473:2007, “Appendix H, Definition of Different Types of LNG Tanks”;
- Appendice F: Relazione Tecnica Integrativa al Layout proposto per il Nuovo Braccio del Pontile Liquidi (Rev. 2, Marzo 2008);
- Appendice G: Capitaneria di Porto del Compartimento Marittimo della Spezia, Ordinanza N. 150/2001, Disciplina della Navigazione e del Traffico nella Rada e nel Porto della Spezia;
- Appendice H: Capitaneria di Porto del Compartimento Marittimo di Augusta, Ordinanza N. 99/2006, relativa a Divieti e Limitazioni alla Navigabilità nell’Intera Rada Interna e Portuale di Augusta;
- Appendice I: Rassegna Stampa.

## **2 IL RUOLO DEL TERMINALE GNL NELL'APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE**

### **2.1 LA SITUAZIONE IN ITALIA: DOMANDA DI GAS NATURALE E INFRASTRUTTURE**

Nel presente paragrafo è stata effettuata un'analisi dell'evoluzione della domanda di Gas Naturale in Italia e sulle prospettive di realizzazione di nuove infrastrutture di approvvigionamento come supporto per le politiche di sicurezza degli approvvigionamenti e per l'incentivazione del mercato del gas prendendo come riferimento lo studio effettuato dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) sulla stessa tematica. L'analisi effettuata ha evidenziato la necessità e l'urgenza di potenziare i gasdotti esistenti nel nostro paese e di costruire nuovi terminali di rigassificazione. La trattazione riguarda in particolare:

- i vari scenari elaborati del MSE riguardanti l'evoluzione della domanda nazionale di energia primaria in generale e del Gas Naturale in particolare;
- la descrizione della situazione attuale di approvvigionamento, considerando i paesi fornitori, l'evoluzione della produzione nazionale e le infrastrutture di importazione esistenti. Viene inoltre presentato un calcolo del necessario potenziamento di dette infrastrutture da qui al 2030, considerando sia il calo della produzione nazionale sia i necessari margini di sicurezza richiesti dal sistema;
- le conclusioni dell'analisi.

Il documento originale del Ministero dello Sviluppo Economico è riportato integralmente in Appendice A.

#### **2.1.1 Scenari del Mercato Energetico Italiano sul Lungo Periodo**

La domanda di energia primaria in Italia nel periodo 1995-2005 è stata caratterizzata da un tasso di crescita medio annuo pari all'1.4%. Ad un'analisi per fonte si osserva che il contributo percentuale del petrolio al soddisfacimento di detta domanda è però sceso, nello stesso periodo, dal 56% al 44% mentre il gas naturale ha visto aumentare la sua quota da 26% al 36%. Tale notevole incremento del contributo del gas naturale è in larga parte dovuto al suo crescente utilizzo nella produzione di energia elettrica a causa della grande diffusione di centrali termoelettriche a ciclo combinato. Ad oggi, infatti, quasi il 50% dell'energia elettrica prodotta in Italia deriva dal Gas Naturale, mentre tale percentuale nel 2000 era pari al 35%.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, in collaborazione con l'ENEA e l'APAT, ha elaborato partendo dagli scenari proposti dall'Agenzia Internazionale dell'Energia, diverse proiezioni per il periodo 2004-2030.

In particolare si distinguono i seguenti casi:

- lo scenario tendenziale, in cui sostanzialmente si suppone un mantenimento dei trend verificatisi negli ultimi anni e una forte continuità delle politiche energetiche degli anni '90 e seguenti. Sotto queste ipotesi l'incremento medio dell'energia primaria nel periodo 2004-2030 è di circa l'1% annuo. Il Gas Naturale è il combustibile che più di tutti incrementa il suo consumo (+60% nel 2030 rispetto al 2004). In particolare a decorrere dal 2010 il gas naturale diventa la principale fonte energetica, arrivando a coprire il 40% dell'intera domanda di energia primaria nel 2020 e il 42% circa a fine periodo. Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica il peso del Gas Naturale passa dal 43% del 2004 a quasi il 60% nel 2030 e la dipendenza dall'estero per tale combustibile, pari a circa l'84% nel 2004, arriva al 94% nel 2030. Nella tabella seguente è riportata la ripartizione della domanda primaria nazionale per fonte energetica (dati in Mtep, Fonte MSE).

	<u>1990</u>	<u>1995</u>	<u>2000</u>	<u>2004</u>	<u>2010</u>	<u>2020</u>	<u>2030</u>
Solidi	14,3	12,2	12,9	17,1	16,4	17,1	20,1
Gas Naturale	41,4	43,9	58,4	66,5	81,7	97,8	106,5
Petrolio	91,8	100,3	91,5	88	81,4	87,3	91,2
Rinnovabili	11,5	9,9	12,9	15,2	17,3	21,4	24,3
Import en. Elettrica	7,7	8,3	9,8	10	15	15,4	13,6
<b>Totale</b>	<b>167</b>	<b>175</b>	<b>186</b>	<b>197</b>	<b>212</b>	<b>239</b>	<b>256</b>

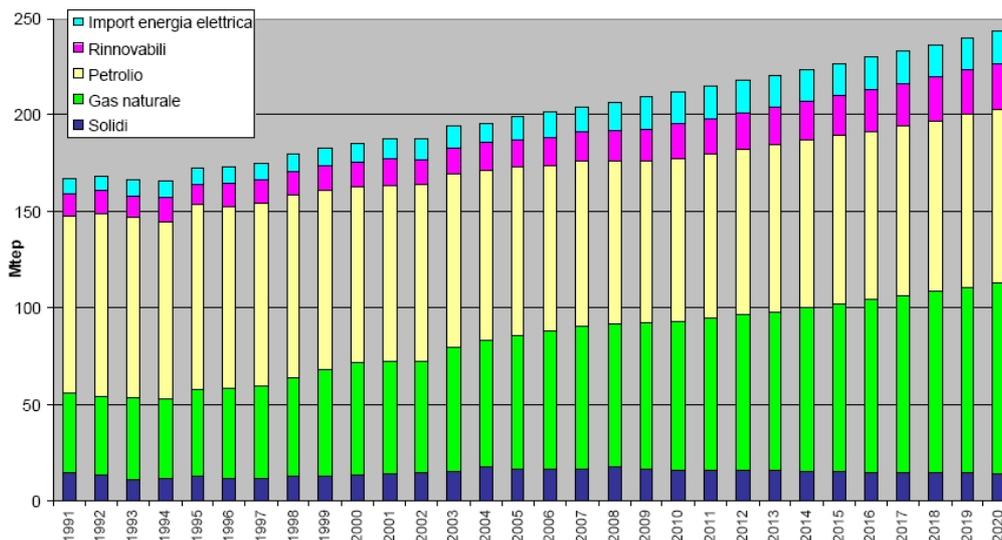
- lo scenario ecosostenibile, dove politiche spinte di efficienza energetica, differente utilizzo del sistema trasporti da parte della popolazione e un maggiore ricorso alle fonti rinnovabili fanno sì che rispetto allo scenario precedente la domanda di energia primaria abbia un incremento medio annuo nello stesso periodo dello 0,8% anziché dell'1%. Per quanto riguarda nello specifico il consumo di Gas Naturale si ha una diminuzione di circa il 7% rispetto allo scenario tendenziale. E' utile sottolineare che anche nello scenario ecosostenibile al 2030 il contributo delle fonti rinnovabili è atteso non essere superiore ad un 10% circa della domanda totale di energia primaria.

In conclusione, in entrambi gli scenari considerati è la crescita del consumo di gas naturale ad essere la più significativa (oltre +60% a fine periodo nello scenario tendenziale, consumo corrispondente ad oltre il 40% sul totale dell'energia primaria; +48% nello scenario ecosostenibile, pari ad un 40% sul totale dell'energia primaria).

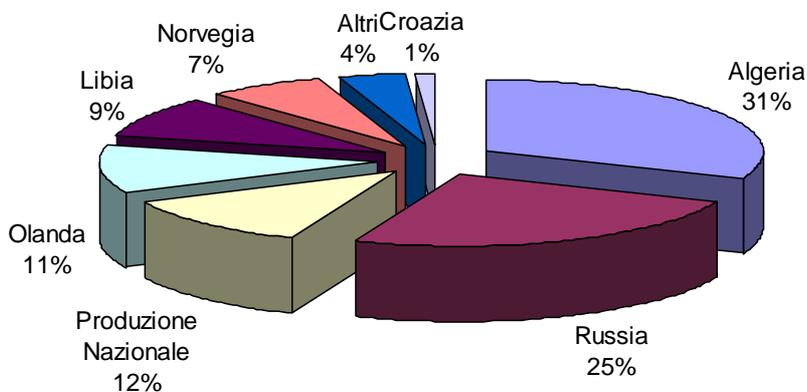
### 2.1.2 Il Mercato del Gas Naturale in Italia e le Infrastrutture di Importazione

Lo scenario tendenziale elaborato dal MSE indica una crescita dei consumi di Gas Naturale che porta gli **88.4 miliardi di metri cubi del 2006 a 128 miliardi del 2030**.

La figura seguente mostra come il gas naturale sia la fonte energetica che maggiormente vede aumentare la sua quota di utilizzo per contribuire al crescente fabbisogno di energia primaria.



Il gas utilizzato in Italia proviene principalmente dall'estero, mentre la produzione nazionale è destinata ad una costante diminuzione. La seguente figura, che mostra la provenienza del Gas Naturale in Italia per l'anno 2006, mette in evidenza come la fornitura di Gas si concentri principalmente in due paesi, Russia e Algeria, che da soli coprono fino al 56% della fornitura totale.



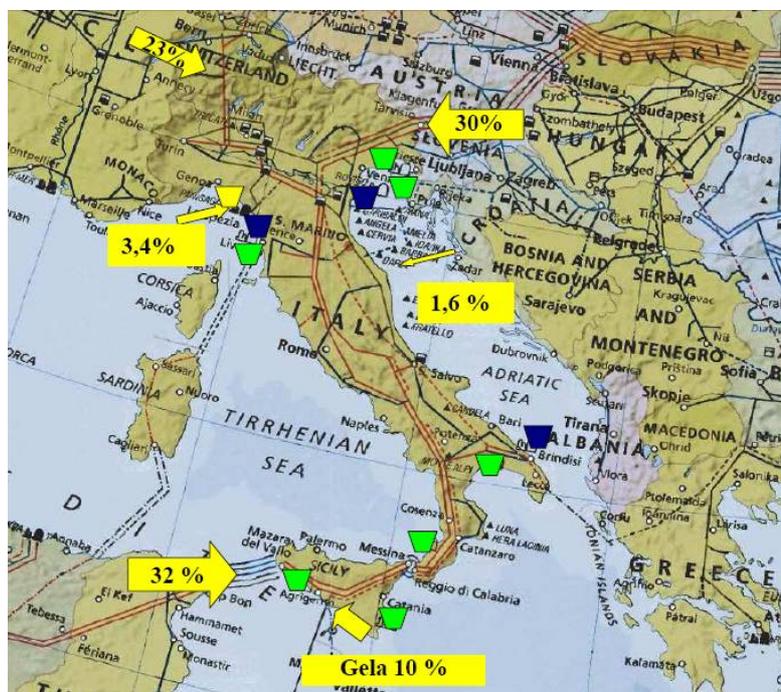
Questa forte dipendenza dall'estero e in particolare da pochi produttori espone il sistema a vulnerabilità e possibili crisi in caso di problemi che coinvolgono anche uno solo dei fornitori che portano il Gas nel nostro paese.

Per quanto riguarda l'attuale situazione delle infrastrutture di importazione di Gas in Italia la situazione è la seguente:

- infrastrutture esistenti e oggetto di potenziamento:

- infrastrutture esistenti e in esercizio: gasdotti di importazione dall'Algeria (TTPC-Transmed), dalla Russia (TAG), dal Nord Europa (Tenp-Transitgas), e dalla Libia (Greenstream); il terminale di GNL Panigaglia,
- gasdotti in corso di potenziamento: TAG e TTPC-Transmed;
- infrastrutture nuove in fase di sviluppo:
  - terminali di GNL autorizzati o in corso di autorizzazione,
  - progetti di gasdotti in corso di autorizzazione o in fase di studio di fattibilità.

Nella seguente figura è riportata la situazione delle infrastrutture di importazione in Italia aggiornata al 2006.



In particolare sono evidenziati:

- in giallo le fonti di approvvigionamento in esercizio:
  - gasdotto Tenp (23% del fabbisogno),
  - gasdotto TAG (30% del fabbisogno),
  - gasdotto TTPC (32% del fabbisogno),
  - gasdotto Greenstream (10% del fabbisogno),
  - terminale GNL di Panigaglia (3.4% del fabbisogno),
  - altri (1.6% del fabbisogno);
- in blu i progetti autorizzati di terminali GNL;

- in verde i progetti in corso di autorizzazione di terminali GNL.

Nella seguente tabella è riportato il confronto tra domanda di Gas Naturale, necessità di importazione e capacità infrastrutture esistenti e di nuova costruzione ( $Gm^3/anno$ ) (Fonte MSE, dati elaborati da Ionio gas).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
Domanda	91	94	97	100	101	103	105	107	108	118	128
Prod.Nazionale	10	9	9	8	7	7	7	6	6	4	4
Capacità min.necessaria	93	97	101	105	108	111	113	116	118	131	142
Capacità ottimale(min.+20%)	111	117	121	126	130	133	136	139	141	157	171
Capacità max impianti esistenti	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Capacità potenziamento TTPC e TAG	0	10	12	13	13	13	13	13	13	13	13
Capacità esistente potenziata-min	-2	4	3	0	-3	-6	-8	-11	-13	-26	-37

Confrontando tali volumi con la disponibilità di Gas assicurata da produzione nazionale e infrastrutture esistenti si vede come sia necessaria un'importante opera di potenziamento della capacità di importazione di gas in Italia, sia attraverso la costruzione di nuove infrastrutture (gasdotti e rigassificatori), sia attraverso il potenziamento di alcune strutture esistenti (gasdotti).

Per determinare la necessaria capacità ottimale di importazione occorre considerare una sovraccapacità di importazione di almeno il 20%<sup>1</sup> per tenere in considerazione i seguenti fattori:

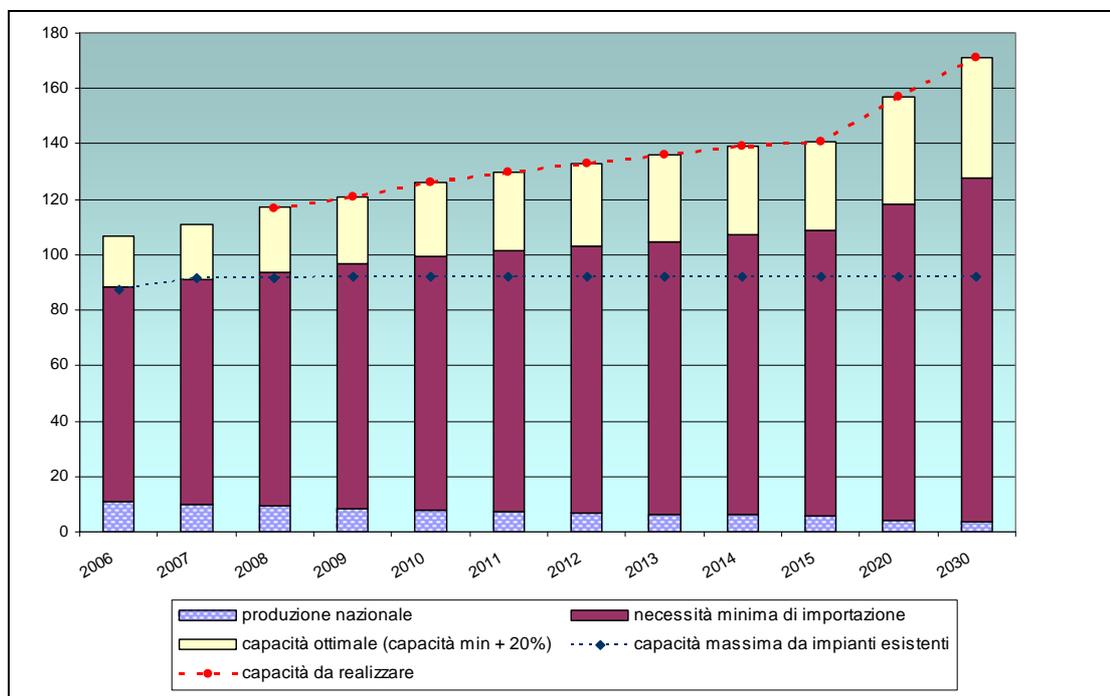
- le infrastrutture di Import non sono normalmente utilizzate al 100% durante l'anno e la percentuale di utilizzo (fattore di carico) è realisticamente attorno a 0.85 per i gasdotti e 0.9 per i terminali di rigassificazione;
- è necessario garantire una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti (problematiche tecniche e/o politiche potrebbero portare ad una temporanea riduzione della fornitura; capacità di fronteggiare una domanda fortemente variabile a causa del verificarsi di situazione climatiche eccezionali);
- vi è una limitata capacità di stoccaggio a fronte di una domanda fortemente stagionale;
- è necessario sviluppare una maggiore flessibilità e diversificazione nell'offerta;
- è necessario incentivare la presenza di più operatori sul mercato per favorire la concorrenza.

<sup>1</sup> Fonte: documentazione MSE presentata al seminario AIEE del 27 Febbraio 2007 dal Ministero dello Sviluppo Economico -DGERM

Più nel dettaglio la capacità addizionale di cui dotare il sistema per gli anni a venire è illustrata nella seguente tabella; la capacità da realizzare, espressa in Gm<sup>3</sup>/anno, è calcolata considerando la differenza tra capacità ottimale e capacità massima da impianti esistenti (Fonte MSE, dati elaborati da Ionio Gas).

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
Capacità Ottimale (Capacità min + 20%)	117	121	126	130	133	136	139	141	157	171
Capacità mass.da impianti esist.	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
<b>Capacità da realizzare (Cap. Ottim. – Cap. Max imp. esistenti)</b>	<b>25</b>	<b>29</b>	<b>34</b>	<b>38</b>	<b>41</b>	<b>44</b>	<b>47</b>	<b>49</b>	<b>65</b>	<b>79</b>

Infine nella figura seguente viene mostrato il gap tra capacità di import esistente e capacità da realizzare in futuro per raggiungere i livelli ottimali richiesti dalle previsioni di crescita dei consumi fino al 2030. La capacità necessaria da realizzare è data dal gap tra “capacità massima da impianti esistente” (linea blu) e “capacità da realizzare” (linea rossa) (Dati MSE, rielaborazione Ionio gas).



### 2.1.3 Conclusioni

Dai dati presentati si evince che è necessario realizzare nuove infrastrutture di importazione al fine di:

- soddisfare la crescente domanda di gas prevista nei prossimi decenni;
- garantire una maggiore sicurezza della fornitura;
- sviluppare una certa ridondanza nelle strutture di approvvigionamento, necessaria per una competizione reale sul mercato finale e per lo sviluppo di una borsa italiana del gas;
- consentire l'ingresso di nuovi operatori, essenziali in un mercato competitivo.

In particolare i terminali di rigassificazione, rispetto ai gasdotti, sono in grado di offrire i seguenti vantaggi:

- diversificazione dell'approvvigionamento dall'estero non essendo i Terminali di rigassificazione fisicamente legati ad un particolare paese fornitore;
- possibilità di costruire i Terminali in prossimità dei centri di consumo del Gas;
- previsto un grande sviluppo del mercato GNL a livello mondiale con conseguente riduzione dei costi associati al GNL e quindi maggiore competitività rispetto al gas proveniente via tubo.

L'avanzamento dei vari progetti di potenziamento e la costruzione di nuove infrastrutture diventano pertanto attività non soltanto necessarie al nostro paese per affrontare con successo le sfide energetiche del futuro, ma anche opere urgenti per poter garantire il livello minimo di sicurezza al sistema che già in questi ultimi anni ha vissuto i primi significativi e tutt'altro che trascurabili segnali di crisi.

## 2.2 CONSUMI LOCALI DI GAS NATURALE

Nel 2006 nella provincia di Siracusa il consumo di gas naturale è risultato pari a 1,374 MSm<sup>3(1)(2)</sup>, suddiviso tra i settori industriale, termoelettrico e le vendite attraverso la rete di distribuzione locale (essenzialmente consumo residenziale) (si veda la seguente tabella).

Industriale	Termoelettrico	Distribuzione	TOTALE
[MSm <sup>3</sup> /anno]	[MSm <sup>3</sup> /anno]	[MSm <sup>3</sup> /anno]	[MSm <sup>3</sup> /anno]
453	895	26	1374

Il consumo risulta particolarmente elevato, collocando la provincia di Siracusa al 17° posto tra le province italiane per consumi annui.

I consumi si concentrano nel settore industriale e termoelettrico e sono correlati essenzialmente (circa il 99% del totale) alle attività industriali all'interno del polo petrolchimico di Priolo Gargallo e Melilli (polo al cui interno sorgerà il terminale di rigassificazione di Ionio Gas) e alla produzione delle centrali termoelettriche presenti nel suddetto polo.

<sup>1</sup> Elaborazione Ministero Sviluppo Economico su dati Snam Rete Gas

<sup>2</sup> Standard Metri cubi a 38.1 MJ

A partire dal 2009, con riferimento ai comparti industriale e termoelettrico, si prevedono aumenti dei consumi che si dovrebbero assestare su valori annui di circa 2,300 MSm<sup>3</sup>, contro i 1,348 MSm<sup>3</sup> del 2006. Nella tabella seguente sono evidenziati i consumi attesi per i principali operatori del sito industriale di Priolo Gargallo e Melilli.

	Consumi [MSm <sup>3</sup> /anno]
ERG NuCe - CCGT Nord	755
ERG Raffinerie Mediterranee - Raffineria Nord	12
ERG Raffinerie Mediterranee - Raffineria Sud	31
ERG Raffinerie Mediterranee - TG Sud	198
ISAB Energy	25
Air Liquide	100
Polimeri Europa	215
Sasol	240
Raffineria Exxon	77
Enel Produzione - Archimede	667
<b>TOTALE</b>	<b>2.320</b>

Rispetto al 2006, i principali incrementi sono legati ai piani di sviluppo del gruppo ERG nel settore della generazione elettrica ed in particolare all'avviamento dei nuovi gruppi turbogas a ciclo combinato (CCGT) di ERG NuCe (consumo annuo atteso di circa 755 MSm<sup>3</sup>) e all'avviamento del Turbogas di ERG Raffinerie Mediterranee (consumo annuo atteso di circa 200 MSm<sup>3</sup>).

Considerando una stabilità dei consumi della piccola e media impresa e degli utenti residenziali, a partire dal 2009 il consumo nella provincia di Siracusa si dovrebbe assestare a circa 2,350 MSm<sup>3</sup>/anno.

**La realizzazione del Terminale GNL permetterà di soddisfare completamente tale fabbisogno, che corrisponde a circa il 30 % della capacità del Terminale in Fase I.**

### **3 DISPONIBILITÀ E APPROVVIGIONAMENTO GNL, ALLACCIO ALLA RETE NAZIONALE DEI GASDOTTI E ASSEGNAZIONE DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO**

#### **3.1 DISPONIBILITÀ E APPROVVIGIONAMENTO DEL GNL**

La progressiva diminuzione della produzione nazionale di gas, abbinata alla costante crescita dei consumi, rende strategico per il paese incrementare la disponibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti.

Con la realizzazione dei rigassificatori si risponde all'esigenza di diversificare i fornitori di gas, contribuendo in maniera determinante a migliorare la sicurezza energetica del Paese. Grazie a questa tecnologia si potranno infatti trattare le forniture di gas da Paesi non direttamente collegati all'Italia attraverso i metanodotti, aprendo di fatto il mercato alla concorrenza e ai produttori di tutto il mondo.

Il progetto Ionio Gas rappresenta un investimento economicamente rilevante, che si basa sul presupposto fondamentale che sia possibile approvvigionare di GNL il terminale per tutto il suo ciclo di vita.

Questo potrà essere fatto sfruttando le caratteristiche del mercato del GNL, che vede Shell (partner di Ionio) tra i leaders mondiali nel settore. In particolare (Ionio Gas, 2008):

- Impianti di liquefazione:
  - Shell vanta la partecipazione in ben 5 impianti di liquefazione del gas naturale già operativi: Nigeria, Oman, Australia, Malesia e Brunei,
  - è altresì coinvolta nello sviluppo di 10 nuovi progetti di impianti di liquefazione sparsi in 6 differenti nazioni. Tra questi ne segnaliamo due particolarmente importanti in Russia e Qatar che entreranno in esercizio già nel 2009;
- trasporto del GNL:
  - Shell gestisce una flotta di 8 navi di sua proprietà,
  - funge da Fleet Manager e/o advisor per diverse Società proprietarie di impianti di liquefazione e relative flotte di navi;
- Impianti di rigassificazione:
  - Shell è coinvolta a vario titolo in oltre il 60% degli impianti di rigassificazione di GNL operativi a livello mondiale.

Shell è il più importante fornitore Europeo di GNL.

#### **3.2 METANODOTTO SNAM RETE GAS DI CONNESSIONE ALLA RETE DEI GASDOTTI**

La società Ionio Gas si è attivata, sin dalla sua costituzione, in maniera diretta o altresì attraverso l'azione delle società controllanti (Erg Power & Gas e Shell Energy Italia), per la

predisposizione degli accordi commerciali con la società Snam Rete Gas (SRG) inerenti la capacità di trasporto sulla Rete Nazionale gasdotti.

In quest'ottica, il 18 Agosto 2005, Ionio Gas ha fatto richiesta a Snam Rete Gas di allacciamento alla Rete Nazionale attraverso la realizzazione di un nuovo punto di consegna corrispondente al punto di connessione con il terminale di rigassificazione. La richiesta, a seguito dell'accettazione da parte di SRG e della successiva presentazione delle necessarie garanzie bancarie a copertura (9 Milioni di €), ha portato alla sigla di un contratto di allacciamento nel Marzo 2006.

Ionio Gas ha chiesto, inoltre, a Snam Rete Gas la verifica dello stato di disponibilità della capacità di trasporto necessaria a veicolare il futuro gas importato attraverso il Terminale.

In risposta alla sopra citata richiesta Snam Rete Gas ha:

- confermato attraverso una lettera indirizzata alla Ionio Gas la propria disponibilità alla sottoscrizione del contratto di trasporto, in quanto facente parte dei propri compiti di operatore della Rete Nazionale Trasporti confermando, inoltre, che l'accesso sarà “[...] *consentito in maniera imparziale e a parità di condizioni a tutti i soggetti che, siano esse persone fisiche o giuridiche, soddisfino i requisiti previsti dal codice di rete approvato dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas, nel rispetto di quanto definito dal Decreto Legislativo 164/00*” (Appendice B);
- sottolineato come, all’interno del proprio piano strategico presentato nel Febbraio 2008 ai propri azionisti, sia inserito come prioritario il potenziamento “[...] *della rete di trasporto lungo la direttrice sud-nord attraverso i progetti di una terza linea di metanodotti in Sicilia ed in Calabria, la sealine Tirrenica e la Rete Adriatica. L’iniziativa prevede anche la realizzazione di due nuove centrali di compressione in Sicilia ed in Abruzzo e il potenziamento della centrale di Enna*”. Tale potenziamento, per il quale sono già state avviate le fasi di progettazione e ottenimento dei permessi, permetterà la messa a disposizione di nuova capacità pari a circa ulteriori 13 miliardi di metri cubi/anno nel periodo 2011 – 2020 (Appendice C);
- confermato l'avanzamento delle attività relative al potenziamento della rete regionale siciliana a valle del Terminale di Augusta, inserendo all’interno del proprio “*Piano di realizzazione nuova capacità e di potenziamento della rete di trasporto*” (Appendice D):
  - la realizzazione del metanodotto Melilli-Bronte,
  - allacciamento al Terminale di Rigassificazione di Melilli.

Nel carteggio di Marzo-Aprile 2006 Snam Rete Gas evidenziava una mancanza di normativa atta a definire tempi e modi per l'assegnazione della capacità a nuovi soggetti.

Tale considerazione è stata poi superata dal nuovo decreto emanato dal Ministero delle Attività Produttive in data 28 Aprile 2006 “*Modalità di accesso alla rete nazionale dei gasdotti, conseguenti al rilascio dell'esenzione dal diritto di accesso dei terzi a nuove interconnessioni con le reti europee di trasporto di gas naturale, a nuovi terminali di rigassificazione e relativi potenziamenti, e al riconoscimento dell'allocazione prioritaria, nonche' criteri in base ai quali l'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce le procedure per l'assegnazione della residua quota delle capacità non oggetto di esenzione o di allocazione prioritaria*”: tale decreto istituisce infatti obbligo di legge per gli operatori

della rete di trasporto di fornire capacità, nelle modalità previste dal decreto, a nuove infrastrutture di rigassificazione, fattispecie questa, a cui Ionio appartiene.

A conferma di quanto sopra descritto l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha pubblicato nella Gazzetta Ufficiale 204 del 2 Settembre 2006 la Delibera 168/06 (*“Disposizioni urgenti per la definizione e il conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con le infrastrutture per le quali è stata rilasciata una esenzione e per l'assegnazione delle capacità residue, ai sensi del decreto del Ministero delle Attività Produttive 28 aprile 2006”*). La Delibera conferma l'indirizzo dato dal Ministero di voler garantire un diritto all'accesso alla capacità di trasporto a nuove infrastrutture di importazione (terminali di rigassificazione e interconnettori) e va a perfezionarne l'operatività definendo procedure e tempistiche.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha approvato, con la con la Delibera 203/07 del 1 Agosto 2007, le proposte di modifiche presentate da Snam Rete Gas al proprio codice di rete atte a recepire quanto definito nella Delibera 168/06.

In data 18 Dicembre 2007 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha apportato modifiche all'Art. 8 della Delibera 168/06 attraverso la Delibera 327/07 al fine di chiarire e delinearne in maniera più ristretta alcuni concetti espressi all'interno della procedura.

## **4 ASPETTI DI RISCHIO E SICUREZZA DEL TERMINALE**

### **4.1 CONSIDERAZIONI GENERALI SULLA SICUREZZA DEI TERMINALI GNL**

Nel Terminale GNL di Augusta le uniche operazioni che saranno effettuate sono lo stoccaggio di Gas Naturale Liquefatto in serbatoi, l'invio a vaporizzatori dove il gas torna allo stato gassoso per scambio con un fluido più caldo e l'invio del gas naturale alla rete dei metanodotti.

Tali attività sono diffusamente presenti in Europa, dove sono operativi 15 Terminali GNL, con un totale di oltre 35 serbatoi di capacità sino a 180,000 m<sup>3</sup> di GNL.

Terminali di rigassificazione GNL di concezione moderna, come quello proposto, sono in esercizio dal 1970 (Spagna). Da allora vi sono stati 4 incidenti, l'ultimo dei quali è avvenuto oltre 25 anni fa (Cove Point, USA, 1979).

Nessun incidente ha mai coinvolto la popolazione. Nessun incidente ha mai interessato i serbatoi di stoccaggio.

L'unica sostanza trattata nel Terminale è il Gas Naturale. Il Gas Naturale è il gas utilizzato nelle caldaie domestiche per il riscaldamento e nella maggior parte delle cucine. È composto per più dell'85% di metano e per la restante parte da altre frazioni di gas combustibili. È un prodotto infiammabile se miscelato con aria in un preciso intervallo di concentrazione (tra il 5 e il 15%). Non è nocivo, tossico, irritante, o cancerogeno.

Il Gas Naturale Liquefatto è gas naturale mantenuto nei serbatoi allo stato liquido a temperatura di circa -160 °C e a pressione pressochè atmosferica.

La legge prevede che gli impianti dove sono contenute sostanze infiammabili in quantità superiori a determinate soglie debbano essere soggetti ad una procedura di valutazione da parte della Autorità Competenti per assicurare che le misure previste rendano l'impianto sicuro.

Gli aspetti di sicurezza del Terminale sono stati quindi analizzati in un Rapporto Preliminare di Sicurezza, nell'ambito del procedimento per il rilascio del Nulla Osta di Fattibilità (NOF), sottoposto al Comitato Tecnico Regionale di cui fanno parte tutte le Autorità coinvolte nella valutazione della Sicurezza (tra cui VVF e ARPA) per mostrare che il Gas Naturale è gestito in completa sicurezza. Maggiori dettagli sono riportati nei paragrafi successivi.

### **4.2 IL TERMINALE GNL DI AUGUSTA E GLI ASPETTI DI RISCHIO E SICUREZZA**

Il Terminale GNL di Augusta rientra nella applicazione del Decreto Legislativo 334/99 "*Attuazione della Direttiva 96/82/CE relativa al Controllo dei Pericoli di Incidenti rilevanti connessi con determinate Sostanze Pericolose*", poiché la quantità di Gas Naturale stoccato (quantità massima pari a 203,300 t) è superiore al valore di soglia dell'Allegato I del Decreto; il Terminale è pertanto soggetto all'applicazione dell'articolo 8 del Decreto.

Nell'ambito della procedura prevista dal Decreto (che recepisce la Direttiva Europea "Seveso" sulla sicurezza di impianti industriali), è stato elaborato un Rapporto Preliminare di Sicurezza per l'ottenimento del Nulla Osta di Fattibilità (NOF), trasmesso al Comitato Tecnico Regionale (CTR) competente per l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni di

sicurezza. Il CTR ha formulato alcune richieste di chiarimento a cui è stata data risposta in un documento di integrazioni dedicato.

In data 20 Giugno 2006 con Delibera No.78 il CTR ha quindi rilasciato il NOF. In base a quanto disposto dalla normativa, il parere tecnico conclusivo del CTR sarà rilasciato successivamente alla predisposizione ed all'invio al CTR del Rapporto Definitivo di Sicurezza relativo al progetto particolareggiato.

Nel presente paragrafo è riportata una sintesi dello studio di sicurezza che riassume le conclusioni principali di entrambi i rapporti sopra citati e si articola secondo il seguente schema:

- sintesi della valutazione degli indici di rischio secondo quanto richiesto dalla legge;
- sintesi della metodologia seguita per l'analisi di sicurezza e principali risultati dell'analisi condotta sugli scenari di incidente esaminati;
- conclusioni sintetiche del Rapporto di Sicurezza.

#### **4.2.1 Analisi Preliminare per Individuare le Aree Critiche**

La Normativa italiana prevede la valutazione di indici di rischio, calcolati secondo la procedura e le indicazioni riportate nei Decreti Ministeriali del 15 Maggio 1996 e del 20 Ottobre 1998 e sul documento pubblicato dall'Istituto Superiore per la Prevenzione e la Sicurezza sul Lavoro "*Metodo Indicizzato per l'Analisi e la Valutazione del Rischio di Determinate Attività Industriali*".

Il metodo si basa sulla suddivisione degli impianti in unità identificate come una parte fisica dell'impianto, che si distingue dalle altre in base:

- alla operazione unitaria condotta (ad esempio stoccaggio, evaporazione ecc.);
- alla natura delle sostanze presenti;
- alle condizioni operative.

Il calcolo degli indici si basa su parametri legati a:

- condizioni di processo;
- apparecchiature presenti;
- tipo di sostanze presenti, tra cui in particolare Gas Naturale e propano, classificate come altamente infiammabili;
- attrezzature e procedure di sicurezza previste, tra cui in particolare:
  - sistemi di contenimento dei rilasci,
  - sistemi di protezione da incendio,
  - sistema di rilevazione fire & gas,
  - piano di emergenza.

Viene calcolato un Indice Generale Iniziale e, sulla base delle procedure e dei sistemi di sicurezza, un Indice Generale Compensato.

Sulla base delle informazioni relative al progetto preliminare del Terminale sono stati calcolati gli Indici di rischio per le diverse Unità Logiche nelle quali il Terminale è stato suddiviso.

Nella tabella seguente è riportato l'indice di rischio 'Generale', che tiene conto dei fattori di incendio, esplosione in aria, esplosione confinata, carico di incendio e dei sistemi di sicurezza presenti nel Terminale. Sulla base del valore numerico dell'indice di rischio è stata attribuita una classificazione del rischio, in classi variabili da "Gravissimo" a "Lieve".

<b>Impianto GNL</b>	
<b>Unità</b>	<b>Indice di Rischio Generale Compensato</b>
Piattaforma di scarico GNL pontile	Moderato
Condotte di scarico da nave gasiera a serbatoio di stoccaggio	Lieve
Serbatoi di stoccaggio GNL	Moderato
Pompe primarie di bassa pressione del serbatoio	Moderato
Pompe di pressurizzazione GNL	Moderato
Tubazione di invio GNL ai vaporizzatori ad alta pressione	Basso
Sistema di recupero e compressione del gas spiazzato o di boil off	Lieve
Serbatoio di ricondensazione metano e tubazione di invio GNL alle pompe di alta pressione	Moderato
Vaporizzatori GNL	Basso
Tubazione di spedizione gas ad alta pressione, fino alla stazione di misura fiscale	Basso
Torcia	Lieve

Si nota che, tenendo conto di:

- caratteristiche del Terminale;
- criteri di progettazione adottati;
- sistemi di sicurezza messi in atto,

il rischio per le Unità del Terminale è compreso tra 'Lieve' e 'Moderato'.

#### **4.2.2 Analisi di Sicurezza dell'Impianto**

In aggiunta alla valutazione degli indici di rischio descritta al precedente paragrafo, come richiesto dalla legge si è proceduto alla individuazione di casi credibili di rilascio ed alla stima della probabilità di accadimento e delle conseguenze associate.

La analisi di sicurezza si è sviluppata attraverso i seguenti passi:

- individuazione di casi possibili di incidente sulla base di una analisi sistematica delle caratteristiche del progetto;
- calcolo della frequenza di accadimento per l'identificazione dei casi credibili mediante banche dati di affidabilità internazionali;
- calcolo delle conseguenze dei casi di incidente credibili, mediante il programma di calcolo PHAST , versione 6.51, sviluppato da Det Norske Veritas (UK);
- valutazione della possibilità di escalation dell'incidente (effetto domino);

- valutazione della compatibilità dei rischi analizzati con il territorio, sulla base dei criteri del Decreto Ministeriale 9 maggio 2001.

La definizione delle cause iniziatrici di eventi incidentali è stata effettuata sulla base dell'identificazione degli eventi riconducibili a perdite di contenimento dalla componentistica di impianto.

Sono state inoltre considerate deviazioni di processo ipotizzabili sulla base di un esame degli schemi di flusso e dell'esperienza su impianti analoghi.

Un'analisi sistematica degli eventi indesiderati ipotizzabili derivanti da deviazioni di processo sarà effettuata in fase di progettazione di dettaglio anche mediante un'Analisi di Operabilità (Hazard and Operability Study, HAZOP) secondo quanto richiesto al Paragrafo 4.4.1 della norma UNI EN 1473; da tale analisi di dettaglio saranno individuate le protezioni necessarie per evitare l'insorgere di incidenti dovuti a deviazioni di processo.

Sulla base dell'identificazione delle sezioni di impianto e utilizzando input da Banche Dati internazionali sono stati individuati, per ogni sezione, i casi di rilascio ipotizzabili e le relative frequenze di accadimento.

Ogni evento di rilascio è stato successivamente analizzato mediante Albero degli Eventi per valutare i possibili scenari incidentali derivanti dal rilascio e le relative frequenze di accadimento.

Tra gli scenari incidentali individuati sono stati esclusi dall'analisi quelli con conseguenze non significative sulle persone e/o sugli impianti all'interno e all'esterno del Terminale o caratterizzati da una trascurabile frequenza di accadimento.

#### 4.2.2.1 Individuazione dei Casi Possibili di Incidente

Il Terminale è stato analizzato in tutte le sue componenti per individuare casi possibili di incidente. In particolare, si sono analizzati:

- tubazioni e apparecchiature di impianto;
- tubazioni di trasferimento prodotto sul Pontile e dal Pontile al Terminale;
- nave gasiera ormeggiata;
- deviazioni nei parametri di processo.

Sulla base di opportune considerazioni per ognuno dei componenti sopra riportati si è ottenuta la lista degli incidenti da analizzare. Le cause iniziatrici di rilascio sono riassunte nella tabella seguente.

Scenario	Descrizione
1	Perdita di GNL sul pontile per distacco intempestivo dei bracci di scarico
2	Perdita di GNL dal braccio di scarico
3	Fuoriuscita di GNL dalla linea di scarico 36" nel tratto sul pontile ed a terra durante la fase di scarico
4	Fuoriuscita di GNL dalla linea di scarico nel tratto sul pontile ed a terra durante la fase di ricircolo
5	Fuoriuscita di vapori di GNL dalla linea di ritorno vapori
6	Fuoriuscita di GNL dalle tubazioni 24" di uscita dal serbatoio
7	Fuoriuscita di vapore (gas di boil-off) dalle tubazioni 10" a valle dei compressori
8	Fuoriuscita di GNL dalla tubazione 12" di invio GNL ad alta pressione ai vaporizzatori

Scenario	Descrizione
9	Rilascio di gas naturale della tubazione di uscita gas
10	Rilascio di propano da un vaporizzatore
11	Rilascio dal serbatoio – Scatto di tutte le valvole di sicurezza (caso di roll over)
12	Rilascio dal serbatoio – Scatto di una sola valvola di sicurezza alla pressione di scatto

#### 4.2.2.2 Valutazione delle Frequenze di Incidente

La metodologia seguita per la valutazione delle frequenze di rilascio, che è quella comunemente adottata nella elaborazione dei Rapporti di Sicurezza, fa riferimento a valori di banche dati di letteratura internazionale che non tengono conto in prima analisi di tutte le misure che saranno adottate nell'ambito del Sistema di Gestione della Sicurezza del Terminale e dell'effetto che tali misure di prevenzione avranno nella prevenzione dell'accadimento di eventi incidentali.

I valori calcolati sono quindi da considerare una stima conservativa delle frequenze di incidente.

Le frequenze di accadimento degli scenari incidentali causati da un rilascio sono calcolate mediante Alberi degli Eventi, utilizzando opportune probabilità per innesco e condizione atmosferica.

La valutazione delle frequenze nei casi di possibile incidente individuati al paragrafo precedente ha portato a calcolare frequenze di accadimento variabili tra un evento ogni 100 anni ad uno ogni 50,000 anni circa.

Il dettaglio delle frequenze di accadimento calcolate è riportato nel Rapporto di Sicurezza, alla sezione 1.C.1.5.1.8.

#### 4.2.2.3 Valutazione delle Conseguenze di Incidente

L'analisi delle conseguenze è stata condotta con l'ausilio del programma di calcolo PHAST Professional 6.51 sviluppato da Det Norske Veritas Ltd (DNV), che consente, attraverso modellazioni matematiche, di valutare, anche tenendo conto di diverse condizioni meteorologiche possibili nella zona incluse quelle più gravose dal punto di vista della evoluzione di un incidente, i flussi termici, gli incrementi di pressione e le concentrazioni di sostanze infiammabili che si dovessero generare in connessione al verificarsi di rilasci dal Terminale.

L'analisi è stata condotta per ognuno degli eventi incidentali individuati.

I valori di riferimento per la valutazione degli effetti, definiti dalla normativa vigente (D.M. 9 Maggio 2001), sono riportati nel Rapporto di Sicurezza.

Per ogni tipo di scenario incidentale, le simulazioni condotte attraverso l'uso del software sopra riportato hanno consentito di determinare le distanze dal punto di rilascio a cui si riscontrano i valori di soglia prescritti dalle normative vigenti (livelli corrispondenti ad effetti variabili da "lesioni reversibili" ad "elevata letalità"), oltre ai livelli corrispondenti a danni a strutture o apparecchiature. A tal fine è stato necessario:

- valutare la durata dei rilasci, ovvero del tempo necessario ad isolare la sezione in cui si dovesse verificare un rilascio. Tale durata è stata suddivisa in:

- tempo necessario per l'intercettazione, funzione dei dispositivi di protezione presenti, stimato secondo i criteri dati nel D.M. 15 Maggio 1996 del Ministero dell'Ambiente "Criteri di analisi e valutazione dei Rapporti di Sicurezza relativi ai depositi di GPL" e nella "Guida del Ministero dell'Interno alla lettura, all'analisi ed alla valutazione dei Rapporti di Sicurezza,
- tempo di intervento, associato ai sistemi di sicurezza previsti per il Terminale (valvole motorizzate ad azionamento manuale in remoto) è quindi stimato in 3 – 5 minuti;
- identificare gli scenari, considerando la possibilità di:
  - Incendio di getto (Jet Fire) in caso di innesco immediato;
  - Combustione rapida di nube (Flash Fire) in caso di innesco ritardato;
  - Esplosione (UVCE) in caso di innesco ritardato, se la massa di gas entro i limiti di esplosività è superiore a 1.5 tonnellate (come suggerito anche dal D.M. del 20 Ottobre 1998 relativo a liquidi infiammabili e dal D.M. 15 Maggio 1996 relativo a depositi di GPL).

L'effettiva estensione e localizzazione dell'area di danno dipendono anche dalle condizioni meteorologiche al momento del rilascio e dalla direzione del vento. L'analisi delle conseguenze di incidente è stata condotta tenendo conto delle condizioni meteorologiche che porterebbero alle distanze di danno più elevate (venti bassi, con poca diluizione della nube di gas) e considerando il vento sempre spirante nella direzione più sfavorevole.

Nella tabella seguente sono riassunti i risultati dell'analisi con indicati, per ogni evento incidentale possibile:

- la frequenza di accadimento del rilascio;
- gli scenari di incidente che possono svilupparsi;
- la frequenza di accadimento di ogni scenario;
- le distanze ai livelli di danno dati dalla normativa, per ogni scenario.

Si sottolinea come in tabella siano riportate le distanze di danno per tutti gli scenari individuati, anche quelli associati a frequenze di accadimento che li fanno ritenere non credibili (cioè inferiori a un caso ogni 10,000,000 di anni). Le frequenze superiori a questo limite sono indicate in neretto.

Evento	Descrizione Evento	Frequ.za (ev/anno)	Meteo	Scenario	Frequ.za scenario (ev/anno)	Distanze ai livelli di danno (metri)					
						Lungh. fiamma (m)	3 kW/m <sup>2</sup>	5 kW/m <sup>2</sup>	7 kW/m <sup>2</sup>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	37.5 kW/m <sup>2</sup>
1	Rilascio GNL sul Pontile per distacco bracci di scarico e intervento sistema ERS	9.0E-03	5D	Flash fire	<b>3.8E-05</b>	La quantità di GNL rilasciata, compresa tra le due valvole PERC, è trascurabile (pochi litri). Le conseguenze sono limitate all'intorno del rilascio					
			2F		<b>2.6E-05</b>						
			-	Fire ball (durata 2 sec)	<b>3.8E-04</b>						
2	Rilascio GNL per rottura braccio di scarico (10% D)	1.1E-02	5D	Flash fire	<b>6.3E-06</b>	Distanza LFL = 95			Distanza LFL/2 = 161		
			2F		<b>4.2E-06</b>	Distanza LFL = 142			Distanza LFL/2 = 291		
			-	Jet fire	<b>7.9E-04</b>	63	80	74	71	67	62

Evento	Descrizione Evento	Frequ.za (ev/anno)	Meteo	Scenario	Freq.za scenario (ev/anno)	Distanze ai livelli di danno (metri)					
						Lungh. fiamma (m)	3 kW/m <sup>2</sup>	5 kW/m <sup>2</sup>	7 kW/m <sup>2</sup>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	37.5 kW/m <sup>2</sup>
3	Rilascio GNL da tubazione invio prodotto in fase di scarico – rottura 20% linea 36"	2.8E-06	5D	Flash fire	8.7E-09	Distanza LFL = 234			Distanza LFL/2 = 622		
			2F		5.3E-08	Distanza LFL = 339			Distanza LFL/2 = 768		
			-	Jet fire	<b>6.2E-07</b>	193	372	299	260	209	118
	Rilascio GNL da tubazione invio prodotto in fase di scarico – rottura 20% linea 8"	2.8E-06	5D	Flash fire	1.20E-08	Questi eventi hanno frequenza di accadimento estremamente ridotte, confrontabili con quelle dell'evento 3, rottura 20% linea 36", e distanze di danno sensibilmente inferiori.					
			2F		7.80E-09						
			-	Jet fire	<b>1.5E-07</b>	54	88	71	62	48	nr
	Rilascio GNL da tubazione invio prodotto in fase di scarico, – rottura foro 1/4"	2.80E-05	5D	Flash fire	1.56E-08	-	-	-	-	-	-
			2F		1.04E-08	-	-	-	-	-	-
			-	Jet fire	<b>1.96E-06</b>	11	16	13	11	9	nr
4	Rilascio GNL da tubazione invio prodotto in fase di ricircolo, – rottura 20% diametro linea 36"	8.3E-06	5D	Flash fire	4.6E-08	Questi eventi hanno frequenza di accadimento estremamente ridotte, confrontabili con quelle dell'evento 3, rottura 20% linea 36", e distanze di danno sensibilmente inferiori.					
			2F		3.1E-09						
			-	Jet fire	<b>5.8E-07</b>	58	97	78	69	53	16
	Rilascio GNL da tubazione invio prodotto in fase di ricircolo, – rottura 20% diametro linea 8"	8.3E-06	5D	Flash fire	4.6E-08	-	-	-	-	-	-
			2F		3.1E-09	-	-	-	-	-	-
			-	Jet fire	<b>5.8E-07</b>	57	94	76	67	51	Nr
	Rilascio GNL da tubazione invio prodotto in fase di ricircolo, – rottura foro 1/4"	1.15E-04	5D	Flash fire	1.6E-08	Distanza LFL = 5			Distanza LFL/2 = 8		
			2F		1.0E-08	Distanza LFL = 8			Distanza LFL/2 = 13		
			-	Jet fire	2.0E-06	12	17	14	12	10	Nr
5	Rilascio da linea ritorno vapori – rottura foro 20% diametro linea	2.08E-06	5D	Flash fire	1.16E-09	Portata di rilascio 2 kg/s; distanze di danno trascurabili					
			2F		7.73E-10						
			-	Jet Fire	<b>1.45E-07</b>	24	31	25	21	17	nr
	Rilascio da linea ritorno vapori – rottura foro 1/4"	1.37E-05	5D	Flash fire	8.15E-09	Portata di rilascio 0.005 kg/s; distanze di danno trascurabili					
			2F		5.43E-09						
-	Jet Fire	<b>1.37E-07</b>									

Evento	Descrizione Evento	Frequ.za (ev/anno)	Meteo	Scenario	Frequ.za scenario (ev/anno)	Distanze ai livelli di danno (metri)					
						Lungh. fiamma (m)	3 kW/m <sup>2</sup>	5 kW/m <sup>2</sup>	7 kW/m <sup>2</sup>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	37.5 kW/m <sup>2</sup>
6	Rilascio GNL Tubazione uscita serbatoio – rottura foro 4"	6.56E-06	5D	Flash fire	2.78E-08	Distanza LFL = 88			Distanza LFL/2 = 327		
			2F		1.86E-08	Distanza LFL = 194			Distanza LFL/2 = 499		
			-	Jet Fire	<b>1.97E-06</b>	125	229	182	160	128	66
	Rilascio GNL Tubazione uscita serbatoio – rottura foro 1"	4.37E-05	5D	Flash fire	2.44E-08	Questi eventi hanno frequenza di accadimento estremamente ridotte, confrontabili con quelle dell'evento 6, foro 4", e distanze di danno sensibilmente inferiori.					
			2F		1.63E-08						
			-	Jet Fire	<b>3.06E-06</b>						
	Rilascio GNL Tubazione uscita serbatoio – rottura foro 1/4"	1.31E-05	5D	Flash fire	7.80E-08	Questi eventi hanno frequenza di accadimento estremamente ridotte, confrontabili con quelle dell'evento 6, foro 4", e distanze di danno sensibilmente inferiori					
			2F		5.20E-08						
			-	Jet Fire	<b>1.31E-07</b>						
7	Rilascio da linea recupero Gas Boil Off – rottura foro 4"	6.17E-04	5D	Flash fire	<b>3.45E-07</b>	Distanza LFL = 14			Distanza LFL/2 = 22		
			2F		<b>2.30E-07</b>	Distanza LFL = 17			Distanza LFL/2 = 27		
			-	Jet Fire	<b>4.32E-05</b>	39	55	45	39	21	nr
	Rilascio da linea recupero Gas Boil Off – rottura foro 1"	6.07E-03	5D	Flash fire	<b>3.60E-06</b>	Portata di rilascio 0.7 kg/s; distanze di danno trascurabili					
			2F		<b>2.40E-06</b>						
			-	Jet Fire	<b>6.07E-05</b>						
	Rilascio da linea recupero Gas Boil Off – rottura foro 1/4"	4.37E-05	5D	Flash fire	2.70E-08	Portata di rilascio 0.06 kg/s; distanze di danno trascurabili					
			2F		1.73E-08						
			-	Jet Fire	<b>4.37E-07</b>						
8	Rilascio GNL da tubazione in uscita pompe invio vaporizzatori – rottura foro 4"	1.97E-04	5D	Flash fire	<b>7.54E-06</b>	Distanza LFL = 113			Distanza LFL/2 = 183		
			2F		<b>5.02E-06</b>	Distanza LFL = 154			Distanza LFL/2 = 202		
			-	Jet Fire	<b>5.91E-05</b>	147	280	225	196	157	14
	Rilascio GNL da tubazione in uscita pompe invio vaporizzatori – rottura foro 1"	4.10E-04	5D	Flash fire	<b>2.29E-07</b>	Distanza LFL = 30			Distanza LFL/2 = 50		
			2F		<b>1.52E-07</b>	Distanza LFL = 39			Distanza LFL/2 = 78		
			-	Jet Fire	<b>2.87E-05</b>	72	89	71	62	41	nr
	Rilascio GNL da tubazione in uscita pompe invio vaporizzatori – rottura foro 1/4"	1.53E-03	5D	Flash fire	<b>8.51E-07</b>	Distanza LFL = 8			Distanza LFL/2 = 13		
			2F		<b>5.68E-07</b>	Distanza LFL = 10			Distanza LFL/2 = 17		
			-	Jet Fire	<b>1.07E-04</b>	18	28	23	20	16	nr

Evento	Descrizione Evento	Frequ.za (ev/anno)	Meteo	Scenario	Frequ.za scenario (ev/anno)	Distanze ai livelli di danno (metri)					
						Lungh. fiamma (m)	3 kW/m <sup>2</sup>	5 kW/m <sup>2</sup>	7 kW/m <sup>2</sup>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	37.5 kW/m <sup>2</sup>
9	Rilascio linea invio gas – rottura foro 20% diametro linea	2.76E-06	5D	Flash Fire	1.17E-08	Distanza LFL = 11			Distanza LFL/2 = 33		
			2F		7.79E-09	Distanza LFL = 12			Distanza LFL/2 = 32		
			-	Jet fire	<b>8.27E-07</b>	137	212	171	141	92	1
	Rilascio linea invio gas – rottura foro ¼"	1.68E-05	5D	Flash Fire	9.96E-09	Questi eventi hanno frequenza di accadimento estremamente ridotte, inferiori a quelle dell'evento 9, foro 20%, e distanze di danno sensibilmente inferiori					
			2F		6.64E-09						
			-	Jet fire	<b>1.68E-07</b>	8	10	8	5	3	nr
10	Rilascio Propano sistema di vaporizzazione – rottura foro 4"	1.44E-04	5D	Flash fire	6.11E-09	La portata di rilascio è confortabile con quella di GNL per l'evento 8, rottura 1", al quale si rimanda.					
			2F		4.07E-09						
			-	Jet Fire	<b>4.32E-05</b>	35	49	40	34	27	nr
	Rilascio Propano sistema di vaporizzazione – rottura foro 1"	1.83E-04	5D	Flash fire	1.02E-09	Portata di rilascio 0.7 kg/s; distanze di danno trascurabili					
			2F		6.82E-10						
			-	Jet Fire	<b>1.28E-05</b>						
	Rilascio Propano sistema di vaporizzazione – rottura foro ¼"	1.46E-03	5D	Flash fire	8.65E-09	Portata di rilascio 0.05 kg/s; distanze di danno trascurabili					
			2F		5.77E-09						
			-	Jet Fire	<b>1.46E-05</b>						
11	Rilascio da PSV Serbatoio (roll over) – Irraggiamenti al suolo	-	-	Jet Fire	-	91	66	nr	nr	nr	nr
12	Rilascio da PSV per sovrappressione	-	-	Conseguenze inferiori al caso di roll over							
13	Rilascio da Torcia	-	-	Torcia dimensionata per garantire irraggiamenti di sicurezza al suolo							

In sintesi, l'analisi ha mostrato che:

- gli eventi incidentali maggiormente credibili (frequenze dell'ordine di un caso ogni 1000 anni circa) causano danni a distanze massime di circa 30 metri (rilascio da fessurazione della linea di mandata di GNL ad alta pressione);
- danni sino a distanze dell'ordine di 200 metri possono aversi per rilasci la frequenza è dell'ordine di un caso ogni 5,000 anni;
- le distanze di danno maggiori, associate a casi catastrofici con frequenza dell'ordine di un caso ogni 150,000 – 300,000 anni (grossa rottura dalla linea di trasferimento dal Pontile al Terminale o della linea di uscita dai serbatoi) sono dell'ordine di 500 – 800 metri;

- per rilasci sul Pontile, la distanza di danno per rilascio dal braccio di carico è dell'ordine di 300 m.

#### 4.2.2.4 Effetto Domino

La possibilità di effetto domino (propagazione di un incidente) tra le apparecchiature del Terminale o tra il Terminale e impianti adiacenti è stata valutata con riferimento alle soglie di danno previste dalla Normativa, tenendo anche in conto la durata dei fenomeni.

La possibilità di danneggiamento di una apparecchiatura o struttura per effetto domino infatti dipende dal raggiungimento di livelli di effetto critici e, per l'irraggiamento, dal mantenimento dell'effetto per un tempo sufficiente al riscaldamento della apparecchiatura o struttura fino a livelli di temperatura che comportino la drastica riduzione delle capacità meccaniche del materiale (solitamente almeno 10 minuti).

##### 4.2.2.4.1 Incidenti Generati in Impianti Adiacenti

Dall'esame degli scenari di incidente descritti nel Rapporto di Sicurezza della Raffineria, sono stati desunti i possibili scenari di incidente che possono interessare l'area del Terminale.

In particolare, si è evidenziato che i soli eventi che possono interessare l'area del Terminale sono rilasci localizzati nella trincea tubazioni posta tra le strade "N" ed "O" con incendio e conseguente irraggiamento su aree del Terminale.

L'analisi ha mostrato che i livelli di irraggiamento causati sull'area del Terminale GNL dagli impianti di Raffineria sono ridotti e tali da non causare danni strutturali (quindi effetti domino) sulle apparecchiature del Terminale.

E' stata inoltre svolta una analisi specifica per il serbatoio DA1328, che resterà operativo per i primi anni di operazione del Terminale (successivamente sarà smantellato per permettere l'installazione del terzo serbatoio GNL), ipotizzando l'incendio del tetto del serbatoio e l'incendio del bacino di contenimento. In entrambi i casi, si è rilevato che gli irraggiamenti al suolo non sono in grado di causare effetti domino su apparecchiature del Terminale.

Sono stati analizzati gli incidenti possibili alle operazioni ai Pontili, in particolare al Superpontile adiacente al proposto Pontile GNL, sulla base del Rapporto di Sicurezza della Raffineria Isab Impianti Nord più recente. Le aree di danno degli incidenti localizzati in tali accosti sono di circa 110 metri, pertanto non in grado di interessare la nave gasiera (né in ormeggio, né durante le manovre) e neppure le strutture o le apparecchiature del nuovo Pontile GNL.

Il dettaglio della analisi relativa agli incidenti originati in Raffineria o nel Superpontile è riportato nel Rapporto di Sicurezza e nel successivo Rapporto di Integrazione.

##### 4.2.2.4.2 Incidenti Generati nel Terminale

Il Rapporto di Sicurezza riporta, per ogni scenario di incidente, la discussione dei loro effetti su altri impianti o apparecchiature, analizzando se i valori di irraggiamento o sovrappressione e le durate dell'incidente sono tali da causare effetto domino.

Si è rilevato che in tutti i casi gli scenari incidentali hanno durate molto ridotte, anche considerando il tempo necessario per lo svuotamento della sezione, e non sono pertanto in grado di causare effetto domino.

Le apparecchiature del Terminale sono comunque protette da dispositivi di protezione (depressurizzazione, monitori ad acqua) per il loro raffreddamento in caso di incidente e per la rapida depressurizzazione con invio del prodotto in torcia.

Non sono inoltre possibili effetti domino dovuti ad esplosione perché le quantità di prodotto rilasciato in atmosfera non è sufficiente a causare esplosione, data la bassa reattività del metano e l'assenza di confinamento.

Le distanze alle soglie di irraggiamento necessario per rendere possibile un effetto domino non coinvolgono gli impianti di Raffineria o altre installazioni adiacenti.

#### 4.2.2.5 Compatibilità Territoriale

La compatibilità dell'impianto con il territorio circostante è stata valutata con riferimento ai criteri dati nel D.M. 9 Maggio 2001.

Il Rapporto di Sicurezza fornisce in allegato i dati necessari per la valutazione della compatibilità.

Dal momento che le distanze di danno per gli eventi credibili analizzati nel Rapporto di Sicurezza sono tutte comprese entro il perimetro del Terminale o delle installazioni adiacenti, la compatibilità con il territorio è verificata.

Su richiesta del CTR, si è analizzata la compatibilità territoriale anche per eventi di frequenza estremamente ridotta (con frequenza di accadimento dell'ordine di un caso ogni 300,000 anni): anche per tali casi, il Terminale è compatibile con qualunque uso del suolo (residenziale) a distanze oltre gli 800 metri.

#### **4.2.3 Conclusioni**

Il Rapporto di Sicurezza del Terminale GNL ha analizzato sistematicamente i possibili scenari di incidente identificati dalla analisi delle singole sezioni e sistemi di impianto.

Gli scenari di incidente sono associati alla possibilità di innesco di un getto di GNL o di una nube di gas, derivante da rilasci in tubazioni o apparecchiature.

Rilasci dai serbatoi non sono credibili (come anche definito dallo standard UNI EN 1473) date le caratteristiche costruttive dei serbatoi (doppio contenimento integrale).

Rilasci dalle tanche della nave gasiera all'ormeggio non sono da ritenere credibili date le basse velocità di un eventuale urto con altre navi in evoluzione nelle vicinanze.

Le frequenze con le quali possono verificarsi questi eventi incidentali sono estremamente ridotte (dell'ordine di un caso ogni 1,000 anni sino a un caso ogni 300,000 anni). Ciò è legato sia alla bassa probabilità del verificarsi di eventi di rilascio che alla bassa probabilità che un rilascio dia luogo a incendio del getto o a innesco della nube.

Non sono stati individuati casi credibili di esplosione della nube, a causa della quantità di gas che potenzialmente si trova in condizioni di infiammabilità, tale da far considerare come non possibile il fenomeno di esplosione non confinata.

L'analisi mostra che sia gli eventi maggiormente credibili che quelli più rari sono associati a distanze di danno tali che le zone con effetti gravi sulle persone interessano unicamente l'area interna al Terminale o l'area di mare attorno al Pontile.

Le zone di danno possono in alcuni casi interessare aree esterne al Terminale, ma senza coinvolgere aree abitate, né con livelli di effetto tali da causare propagazione dell'incidente nella Raffineria o in installazioni vicine.

## **4.3 CONSIDERAZIONI SULLA SECURITY NELL'AREA PORTUALE DI AUGUSTA E DEL TERMINALE GNL IONIO GAS**

### **4.3.1 Inquadramento Normativo**

Il problema della security nelle aree portuali e, più in generale, della sicurezza marittima, con particolare riferimento alla prevenzione di attacchi terroristici nei territori delle singole nazioni, ha acquisito rilevanza mondiale dopo gli avvenimenti dell'11 Settembre 2001 negli Stati Uniti di America.

I principali atti che hanno provveduto ad una revisione di norme e regolamenti vigenti per il miglioramento della sicurezza delle navi e degli impianti portuali sono i seguenti:

- adozione (Dicembre 2002), da parte dell'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO), del nuovo codice per la sicurezza per le navi e le strutture portuali nel mondo – ISPS Code (SOLAS 74- Safety of Life at Sea);
- adozione (Marzo 2004) del Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio del 31 Marzo 2004, No. 725/2004, basato su:
  - la Convenzione SOLAS,
  - il suo relativo Codice ISPS (International Ship and Port Facilities Security Code). Detto codice contiene in dettaglio i requisiti di sicurezza per i governi, le autorità portuali e le società armatrici;
- Direttiva 2005/65/CE (Ottobre 2005), integrativa del Regolamento 725/2004, recepita in Italia con il D.Lgs. 6 Novembre 2007 No. 203, che ha introdotto provvedimenti specifici per le modalità e il controllo dell'accesso ai porti, inclusa l'identificazione dei passeggeri e degli operatori.

In linea generale, il nuovo approccio nel campo della sicurezza nei porti prevede l'adozione di un sistema che può essere strutturato nel modo seguente:

- sicurezza passiva: include tutte quelle soluzioni che prescrivono la realizzazione di ostacoli come, ad esempio, barriere, fortificazioni e barricate. La funzione di tali ostacoli è quella di dissuadere e bloccare eventuali incursioni;
- sicurezza attiva: comprende tutte le soluzioni volte a segnalare tentativi di incursioni. In questa categoria rientrano i sistemi di difesa elettronici che non prevengono l'intrusione, ma sono tuttavia in grado di segnalare in tempo reale agli operatori della sicurezza, eventuali tentativi di incursioni;
- sicurezza operativa: corrisponde al piano d'azione che definisce la procedura da adottare nei diversi scenari (attività normale, di emergenza o di crisi), tentando di minimizzare gli impatti sulle attività di produzione.

L'International Ship and Port Security Code (ISPS Code) fornisce un codice pratico per l'adozione di misure di Security integrate con quelle di Safety pre-esistenti al fine di ridurre i rischi per le attività marittime attraverso un PSA (Port Security Assessment) ed un PSP (Port Security Plan).

L'ISPS Code si applica a:

- Navi:
  - passeggeri,
  - navi cargo superiori a 500T se adibite a viaggi internazionali,
  - piattaforme mobili di perforazione off-shore;
- Impianto Portuale, definito come il luogo in cui avviene l'interfaccia nave/porto (interazioni che hanno luogo quando una nave è direttamente ed immediatamente interessata da attività che comportano movimento di persone, di merci o la fornitura di servizi portuali verso la nave o dalla nave) e comprende le zone di ormeggio, le aree di attesa ed il loro perimetro a partire dal mare.

Il PSA (Port Security Assessment) rappresenta la valutazione di sicurezza dell'impianto portuale in relazione allo stato dell'arte attuale ed agli scenari possibili di minacce di incidenti di security. Consiste essenzialmente in una analisi dei rischi di tutti gli aspetti legati al funzionamento di un impianto portuale al fine di:

- individuare eventuali vulnerabilità;
- calcolare le conseguenze degli incidenti.

Il PSP (Port Security Plan) è il piano che assicura l'applicazione delle misure di sicurezza necessarie per proteggere l'impianto portuale, le navi, le persone e il carico delle navi dal rischio di un incidente di security.

Tale piano comprende le:

- procedure di sicurezza (piani di emergenza, evacuazione, crisis management);
- procedure per adeguare il dispositivo di reazione al livello di sicurezza (da 1 a 3) stabilito dal Governo;
- procedure per la definizione del DoS (Declaration of Security);
- i compiti per gli addetti alla sicurezza e per gli altri operatori dell'impianto;
- procedure per il riesame periodico del piano di aggiornamento in base ad eventuali modifiche del PSA;
- procedure per la registrazione e per la notifica alle autorità di ogni incidente (anche mancato);
- l'indicazione del PFSO (Port Facility Security Officer) e procedure per la sua reperibilità;
- misure per accertare la effettiva riservatezza delle informazioni/comunicazioni;
- procedure per la movimentazione del carico;
- procedure di audit del PSO (es. Check-list).

Le normative prevedono inoltre che, come per i porti, anche le navi siano dotate di uno Ship Security Plan. Le navi ed il porto si scambiano le informazioni prima dell'arrivo in modo da allineare i rispettivi livelli di security (classificati in 3 livelli). Se ciascuna delle parti ritiene di considerare un livello di security più elevato, l'altra parte dovrà innalzare le precauzioni di security in accordo con il proprio piano approvato. Ciò può portare al rifiuto del permesso di attracco o alla richiesta di allontanamento dall'ormeggio nel caso di incidente di security.

#### **4.3.2 Disposizioni Vigenti nel Porto di Augusta**

Premesso quanto sopra, si evidenzia che la Capitaneria del Porto di Augusta ha adempiuto alle disposizioni fornite dall'IMO attraverso l'emanazione delle seguenti Ordinanze:

- Ordinanza No. 50/2005, con la quale impone alcune prescrizioni con la finalità di aumentare il livello di sicurezza portuale;
- Ordinanza 62/2005, relativa all'aggiornamento delle procedure relative agli accosti portuali interessati dal naviglio internazionale, a causa di ulteriori disposizioni pervenute dal Comando Generale del Corpo delle Capitanerie di Porto.

Nello specifico, tali ordinanze istituiscono le seguenti disposizioni:

- prima dell'orario di arrivo previsto si impone l'obbligo di far pervenire alla Capitaneria di Porto, un modulo contenente tutte le informazioni relative alla nave, alle sue condizioni di sicurezza e alla scheda di carico. Tale obbligo è esteso a tutte le navi che intendono entrare nel Porto di Augusta che siano soggette:
  - alla Regola 2 del Capitolo XI-2 della Convenzione SOLAS 74 come modificata,
  - all'Art. 3 Comma 2 del Regolamento CE No. 725/2004;
- le navi segnalate al punto precedente devono consegnare una lista equipaggio alla Capitaneria di Porto;
- nel caso in cui non venga fornita la documentazione richiesta, l'Autorità Marittima potrà procedere con eventuali ispezioni a bordo o con il divieto dell'ingresso nel porto;
- l'accesso a bordo delle navi è consentito (previa autorizzazione):
  - ai funzionari pubblici,
  - al personale dei servizi tecnico-nautici,
  - agli equipaggi,
  - ai passeggeri (nel caso di imbarchi su navi passeggeri),
  - al personale delle società concessionarie di impianti portuali (per le navi di competenza).

In aggiunta quanto sopra è opportuno evidenziare i sistemi di sorveglianza e controllo già presenti all'interno della Raffineria e quelli che saranno previsti durante l'operatività del Terminale GNL.

#### **4.3.3 Aspetti di Sicurezza del Sito ERGMed Nord**

Attualmente il sito ERGMed Nord è già dotato di Port Facility Security Plan, elaborato a seguito del Port Facility Risk Assessment, inquadrato nel Port Security Plan dell'Autorità

Portuale di Augusta ed approvato dall'Autorità Marittima rappresentata dalla Capitaneria di Porto di Augusta. Nel piano è identificata la figura del PFSO (Port Facility Security Officer).

#### **4.3.4 Aspetti di Sicurezza del Terminale GNL**

Per quanto riguarda gli aspetti legati alla security del terminale GNL, oltre ad implementare quanto previsto dalle normative vigenti, Ionio Gas si avvale dell'esperienza portata dal Gruppo Shell, il quale è leader mondiale del settore.

L'elaborazione/integrazione del PFSP a seguito della realizzazione del terminale di rigassificazione verrà effettuata in conformità alle normative nazionali ed internazionali vigenti ed in accordo con l'Autorità Portuale e la Capitaneria di Porto di Augusta.

Inoltre, il progetto prevede la suddivisione del terminale in zone con differente livello di classificazione ai fine della security, per ciascuna delle quali saranno previste le diverse modalità di restrizione e controllo degli accessi.

Una descrizione dettagliata della dotazione di security fisica è riportata nel documento *Tractebel n. IONIO/4NT/0087716/000/01 - Control and Monitoring System – Maggio 2007*. Tale dotazione comprende sistemi di security:

- passiva (recinzioni perimetrali, cancelli, delimitazione aree ad accesso ristretto, illuminazione);
- attiva (sala controllo, impianto di rilevamento intrusione, impianto Televideo Circuito Chiuso, impianto rilevamento fumi, impianto rilevamento gas infiammabili, sistema di controllo accessi);
- organizzativa (comprendente guardiania, procedure da adottare in funzione del livello di allerta, piani di emergenza, formazione ed esercitazioni),

che consentiranno di garantire l'applicazione degli elevati standard di security richiesti.

Occorre infine ricordare che la struttura dei serbatoi del GNL, così come quella delle navi metaniere, è appositamente progettata per resistere a urti ed esplosioni anche di notevole contenuto energetico, senza subire danni tali da compromettere il contenimento del GNL.

Si può quindi concludere che:

- le misure generali previste per garantire la sicurezza in ambito portuale (si noti, a tale proposito, che il porto di Augusta è già interessato da traffici e attività industriali, associati ad attività di security, assolutamente analoghe a quelle previste con la realizzazione del Terminale);
- le misure specifiche previste per il Terminale GNL di Augusta;
- unitamente alle caratteristiche strutturali dei sistemi di contenimento del GNL (serbatoi e navi metaniere),

garantiscono un elevato grado di sicurezza e controllo dell'impianto.

## 5 PRINCIPI PER LA SELEZIONE DELLA TECNOLOGIA DEI SERBATOI

Nell'ambito del SIA (D'Appolonia, 2005), e in particolare nel Quadro di Riferimento Progettuale, sono illustrate in dettaglio le motivazioni che hanno condotto Ionio Gas a proporre serbatoi GNL fuori terra a doppio contenimento quale soluzione di progetto.

Tale soluzione è in linea con le più avanzate tecnologie e garantisce un ottimo livello di sicurezza in considerazione del doppio contenimento previsto per il serbatoio.

Di seguito (Ionio Gas, 2008) sono riportate le motivazioni per le quali tale scelta si è ritenuta preferibile rispetto ad altre soluzioni progettuali (ad es: serbatoi interrati).

### 5.1 TIPOLOGIE DI SERBATOI DI STOCCAGGIO DEL GNL

Negli anni sono state sviluppate e costruite in tutto il mondo diverse tipologie di serbatoi di stoccaggio del GNL, che possono essere così classificati (maggiori dettagli sono riportati nel Quadro di Riferimento Progettuale del SIA, Paragrafo 6.4.1):

- a singolo contenimento;
- a doppio contenimento;
- a contenimento totale;
- a contenimento totale a membrana.

A tutt'oggi sono installati in tutto il mondo circa 500 serbatoi di stoccaggio del GNL, di cui il 70% fuori terra. In Europa sono progettati e costruiti solo serbatoi a contenimento totale, a grandissima maggioranza fuori terra.

### 5.2 TERMINALE GNL IONIO GAS, SELEZIONE DELLA TECNOLOGIA DEI SERBATOI

Per il progetto Ionio Gas sono stati scelti serbatoi a contenimento totale fuori terra dopo aver preso in considerazione vari aspetti tra i quali i più importanti sono di seguito riportati:

- standard europei sul GNL;
- caratteristiche del sito;
- impatto ambientale;
- ispezione e manutenzione dei serbatoi.

I paragrafi seguenti forniscono ulteriori dettagli su questi aspetti. In Figura 3 sono illustrate inoltre le sezioni delle due tipologie di serbatoi esaminati dal seguente documento – serbatoio a contenimento totale fuori terra e serbatoio a membrana interrato.

#### 5.2.1 Standard Europei GNL ed Esperienza Internazionale

**Il principale standard europeo per le installazioni GNL (EN 1473 – 2007) non considera la soluzione dei serbatoi interrati (per maggiori dettagli si veda l'Appendice E del presente documento in cui è riportata l'Appendice H della norma EN 1473 2007) e per**

**quanto attiene i serbatoi rimanda ad un ulteriore standard europeo (EN 14620-2006 ) il quale analogamente non tratta la tipologia dei serbatoi interrati.**

Il sistema di serbatoi a contenimento totale fuori terra impiega tecnologie consolidate e testate in fase di progettazione, costruzione e collaudo e costituisce una soluzione tecnologica applicata con successo in tutto il mondo da oltre 30 anni.

Shell, 50% azionista nel progetto di Ionio Gas, ha adottato la tecnologia dei serbatoi a contenimento totale fuori terra in tutti i suoi progetti di GNL sviluppati negli ultimi 15 anni. Tra questi sono inclusi i più recenti impianti di rigassificazione di GNL costruiti in India e Messico.

Ad oggi inoltre Shell può vantare un coinvolgimento diretto nella realizzazione di 13 serbatoi a contenimento totale fuori terra installati in 6 diversi impianti di GNL in diverse aree del globo (terminali di rigassificazione o impianti di liquefazione) portando quindi a beneficio del progetto una consolidata esperienza nella realizzazione di serbatoi fuori terra.

A fronte del significativo numero di serbatoi fuori terra, sono stati costruiti solo pochi serbatoi di stoccaggio interrati e principalmente in Giappone dove è normalmente seguito lo standard della Japan Gas Association (JGA – 107 –02 “Recommended Practice for LNG in ground storage”).

Si evidenzia inoltre come la maggior parte dei serbatoi di GNL interrati siano relativi ad installazioni non recenti e come oggi anche paesi tradizionalmente inclini ad utilizzare soluzioni interrate (per es. Taiwan, Korea e lo stesso Giappone) si stiano muovendo verso l'impiego della tecnologia fuori terra.

### **5.2.2 Caratteristiche del Sito**

Le caratteristiche geotecniche e geofisiche del sito, unitamente al fatto che il Terminale è situato all'interno di un sito industriale operativo, rendono la tecnologia dei serbatoi interrati non percorribile in quanto:

- le caratteristiche del suolo riscontrate durante le campagne geotecniche condotte nel 2006 e nel 2007 hanno rivelato la presenza di roccia (calcarenite). Tale presenza richiederebbe il ricorso a tecniche di scavo mediante esplosivo (operazione non necessaria nel caso di terreni sciolti quali sabbie, ghiaie, ecc..). L'utilizzo di esplosivo all'interno di un sito industriale operativo determinerebbe evidenti problematiche di sicurezza;
- la calcarenite presente in sito è caratterizzata da un grado di fratturazione ad alta variabilità che la rende non idonea per la realizzazione di serbatoi interrati a membrana;
- la tecnologia dei serbatoi interrati richiede un anello di “cut-off” sotterrato in calcestruzzo intorno alle pareti dei serbatoi al fine di prevenire il contatto diretto tra le pareti stesse e le acque sotterranee. Tale anello è di solito incassato in uno strato di argilla, al fine di assicurare un adeguato livello di impermeabilità. Durante le campagne di investigazione non è stato individuato alcun strato di argilla sotto la calcarenite.

### 5.2.3 Impatto Ambientale

La costruzione di due serbatoi GNL interrati da 150,000 m<sup>3</sup> (più un terzo per la fase 2) richiederebbe la rimozione e lo smaltimento di oltre 180,000 m<sup>3</sup> di roccia e suolo per ciascun serbatoio: questo richiederebbe lo smaltimento di una ingente quantità di roccia e suolo. Sarebbero pertanto necessari l'identificazione di un'ampia area di stoccaggio e la gestione e lo smaltimento del materiale di risulta.

La realizzazione dei serbatoi interrati interferirebbe inoltre con la presenza di acque di falda sotterranee (presenti alla profondità di circa 5 m).

Al termine della vita utile dell'impianto:

- i serbatoi fuori terra potrebbero essere facilmente smantellati ed il materiale di costruzione potrebbe essere facilmente rimosso: il sito potrebbe quindi essere ripristinato;
- lo smantellamento o il riutilizzo dei materiali sarebbe estremamente difficile nel caso di serbatoi interrati.

Infine, nel caso del Terminale Ionio Gas, l'adozione di una soluzione interrata dei serbatoi all'interno del sito industriale Priolo-Melilli-Augusta non comporterebbe un significativo miglioramento dell'impatto visivo, a causa dei numerosi impianti già presenti (si vedano i fotoinserti riportati nelle Figure 1 e 2).

### 5.2.4 Ispezione e Manutenzione dei Serbatoi

Un ulteriore elemento che ha fatto propendere verso la scelta dei serbatoi fuori terra rispetto a quelli interrati è relativo alle attività di ispezione e di manutenzione dei serbatoi durante la fase di esercizio.

In particolare si mette in evidenza come la soluzione interrata:

- comporti evidenti difficoltà nello svolgimento delle ispezioni visive dei serbatoi;
- nel caso di una perdita nel contenimento primario, sebbene circostanza ritenuta poco probabile, le operazioni di riparazione siano particolarmente complesse;
- richieda una serie di accorgimenti e dispositivi di sicurezza aggiuntivi quali:
  - sistemi di riscaldamento delle pareti esterne onde evitare la formazione di ghiaccio,
  - sistemi di gas detection o di ricircolo d'aria per evitare pericolosi accumuli di gas.

### 5.2.5 Conclusioni

In conclusione la scelta dell'opzione dei serbatoi fuori terra a contenimento totale è **l'unica adeguata per il progetto Ionio Gas** per i seguenti motivi:

- gli standard europei sul GNL non considerano l'opzione di serbatoi interrati;
- le caratteristiche del suolo in sito non sono idonee per la realizzazione di serbatoi interrati in considerazione della presenza di calcarenite e dell'assenza di strati di argilla in grado di prevenire le infiltrazioni d'acqua;
- la realizzazione di grandi scavi comporterebbe lo stoccaggio, la gestione e lo smaltimento degli ingenti volumi dei materiali di risulta;

- la scelta dell'ubicazione dell'impianto, all'interno di un sito industriale operativo, rende non praticabile l'opzione dei serbatoi interrati a causa delle difficoltà di utilizzo di esplosivi;
- dal punto di vista paesaggistico, una soluzione interrata non procurerebbe un significativo miglioramento per l'impatto visivo generale del complesso industriale di Melilli-Priolo-Augusta dal momento che l'area è già caratterizzata da una forte industrializzazione (Figure 1 e 2);
- la soluzione tecnologica dei serbatoi interrati limiterebbe notevolmente le attività di ispezione e complicherebbe di molto le possibili attività di manutenzione dei serbatoi.

## 6 ASPETTI DI SICUREZZA DELLA NAVIGAZIONE NEL PORTO DI AUGUSTA

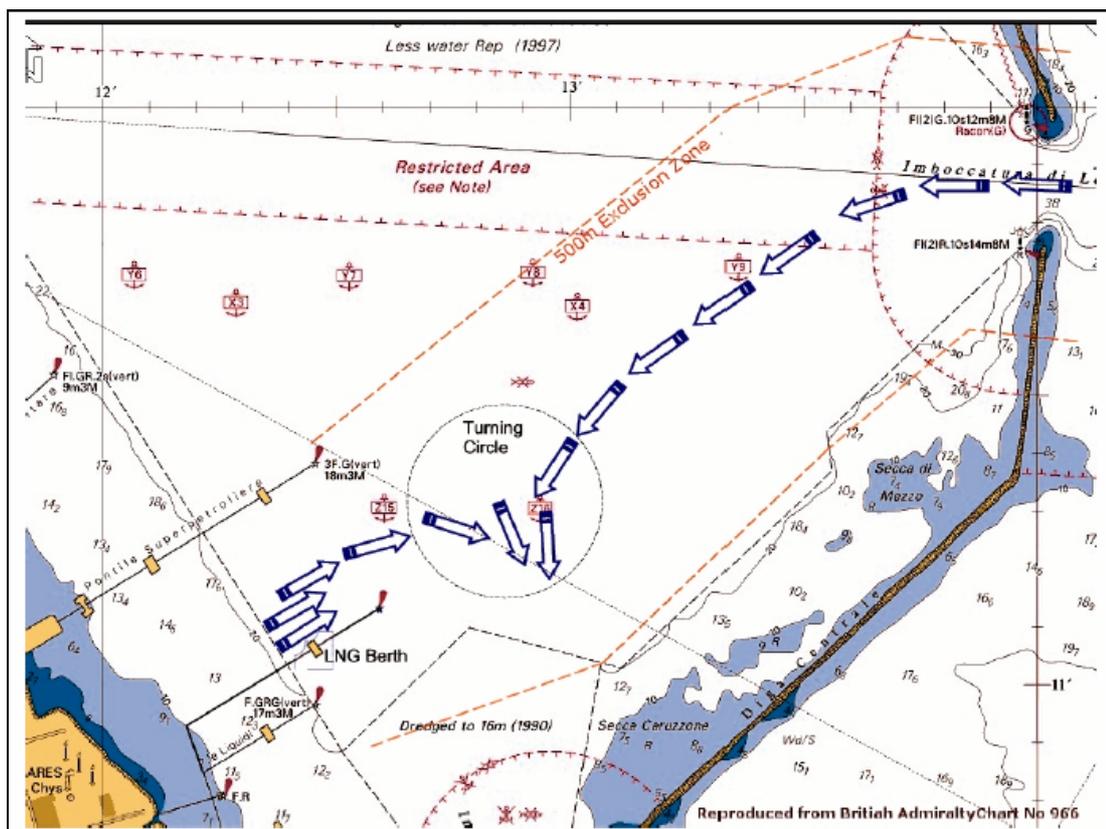
### 6.1 PROCEDURE DI INGRESSO E ORMEGGIO DELLE NAVI

La procedura di ingresso nel porto di Augusta e di ormeggio al pontile di scarico delle navi gasiere (*manovra della nave*) è stata oggetto di un documento di approfondimenti e integrazioni al SIA (D'Appolonia, 2006).

In Appendice a tale documento, in particolare, è riportata la relazione tecnica relativa all'adeguamento tecnologico-funzionale del pontile 25/26 per la ricezione del GNL e tavole di progetto (Appendice D).

Per quanto riguarda la relazione tecnica integrativa al layout proposto per il nuovo braccio del pontile liquidi e tavole di progetto, si rimanda alla rev. 2 riportata in Appendice F al presente documento.

Le manovre di ingresso e ormeggio della nave metaniera sono schematizzate nella seguente figura.



Si evidenzia che:

- il canale di accesso dall'imboccatura di porto fino all'area di evoluzione avrà una larghezza di circa 400 m; l'area definita da tale canale dovrà essere interdetta all'ancoraggio da parte di qualsiasi nave, in particolare durante la permanenza della gasiera all'accosto per consentire l'uscita della nave dal porto in eventuali casi di emergenza;
- l'area di evoluzione (turning circle) occuperà uno specchio d'acqua avente diametro di circa 630 m;
- durante l'avvicinamento al pontile verrà mantenuta una distanza di 400 m tra la nave gasiera e le altre navi nell'area (sia in movimento che in ormeggio);
- durante le manovre di ingresso ed uscita delle gasiere non potrà essere presente alcun altro traffico che interessi la zona dell'imboccatura del porto;
- per la nave gasiera in accosto è stabilita un'area di rispetto di 200 m (in accordo alle linee guida dettate dalle più stringenti normative internazionali): entro tale area non dovranno essere ammessi traffici;
- per quanto riguarda le navi in eventuale transito durante l'accosto della nave gasiera, nel caso più critico, rappresentato da una nave da 48,000 DWT in transito dal pontile 23 verso mare aperto con nave gasiera e petroliera di massima taglia in fase di scarico contemporaneo rispettivamente al nuovo braccio del pontile liquidi ed al pontile 21, risultano:
  - una distanza superiore ai 100 m tra la nave in transito e le navi all'ormeggio,
  - una distanza media di 87 m dall'area di rispetto definita sopra, superiore ai 50 m considerati internazionalmente come limite di rispetto minimo.

Le distanze e le considerazioni esposte sopra per le diverse fasi di manovra delle navi gasiere sono riassunte nella tabella seguente.

<b>Nave Gasiera in Ingresso <sup>(1)</sup></b>	
Larghezza Canale di Accesso/Uscita	400 m
Diametro Area di Evoluzione (Turning Circle)	630 m
Vietato ogni traffico che interessi la zona di imboccatura del porto	
<b>Nave Gasiera in Accosto</b>	
Raggio Area di Rispetto	200 m
Interdizione all'ancoraggio per ogni nave nel canale di accesso/uscita	
<b>Nave Gasiera in Uscita</b>	
Vietato ogni traffico che interessi la zona di imboccatura del porto	

Nota:

- 1) Per ingresso della nave gasiera si intende la fase di manovra compresa tra l'ingresso in porto e l'accosto, comprensiva della fase di evoluzione all'interno del turning circle

Al fine di valutare l'impatto di tali necessarie procedure sui traffici marittimi del porto di Augusta è opportuno evidenziare quanto segue:

- il Porto di Augusta è accessibile attraverso due distinte imboccature:
  - una a Nord, dedicata al traffico commerciale,

- una a Sud, dedicata al traffico industriale.
- il Porto di Augusta è caratterizzato da dimensioni assolutamente rilevanti:
  - estensione: circa 24 km<sup>2</sup>,
  - profondità massima: 39 m;
- le attività commerciali che hanno luogo nel Porto di Augusta sono localizzate nella parte Nord- Ovest della rada. Il pontile liquidi, localizzato nella parte Sud-Ovest della stessa, unitamente alle altre attività industriali, dista oltre 5 km dalle banchine destinate ad attività commerciali;
- l'area di evoluzione delle navi metaniere è ubicata ad oltre 1 km di distanza dall'imboccatura portuale e a diverse centinaia di metri dal canale di accesso al porto.

L'ampiezza e la conformazione del Porto di Augusta sono quindi tali da ridurre al minimo le interferenze con gli attuali traffici portuali.

Sarà cura della Capitaneria di Porto di Augusta provvedere alla puntuale regolamentazione del traffico attraverso l'emanazione di specifiche Ordinanze, come peraltro già effettuato per la disciplina degli attuali traffici industriali (si veda il successivo Paragrafo 6.3).

A tale proposito si evidenzia che già attualmente ben cinque accosti di ERG Raffinerie Mediterranee (19, 20, 21, 22 e 25) sono in grado di ospitare navi con pescaggio superiore a 12 m (pescaggio massimo delle navi metaniere a servizio del Terminale GNL), e fino a circa 20 m per gli accosti 20 e 21. Secondo i dati della gestione pontili ERGMed relativi al solo traffico ERG, le navi con pescaggio superiore a 12 m nel biennio 2006-2007 in approdo a tali pontili sono ammontate a 115 (ERG, 2008).

## **6.2 L'ESPERIENZA DEL PORTO DELLA SPEZIA**

Il terminale GNL di Panigaglia, ubicato nella rada del porto della Spezia, a poca distanza da Portovenere, e gestito da GNL Italia S.p.A. (società del gruppo ENI), è l'unico Terminale GNL in esercizio in Italia.

La regolamentazione del traffico delle navi metaniere di tale terminale è stata oggetto dell'Ordinanza No. 150/2001, modificata dalla No. 103/2004 da parte della Capitaneria di Porto della Spezia, integralmente riportata in Appendice G.

Parte integrante dell'ordinanza è la "Disciplina della Navigazione e del Traffico nella Rada e nel Porto della Spezia", il cui Articolo 5 (Prescrizioni generali operanti nella rada della Spezia), comma 5.3, riporta testualmente "*Nella zona di mare del seno di Panigaglia ubicato nella rada interna del golfo della Spezia [omissis] è vietata qualsiasi attività di superficie e subacquea se non previo nulla osta dell'Autorità Marittima. [omissis]. Sono esclusi dal divieto di cui al presente punto le navi metaniere destinate all'ormeggio al pontile Snam ivi esistente ed i relativi mezzi nautici impiegati durante le operazioni di ormeggio/disormeggio (ormeggiatori, piloti, rimorchiatori), i mezzi navali della Marina Militare, delle forze di Polizia e dei Vigili del Fuoco per lo svolgimento dei compiti di istituto. [omissis].*

Nel resto dell'Ordinanza non sono previste limitazioni al traffico marittimo durante le manovre di ingresso/ormeggio e di uscita delle navi metaniere, vista anche la favorevole localizzazione del seno di Panigaglia, situato a sufficiente distanza dai canali di entrata e di uscita definiti all'Articolo 4 della Disciplina della Navigazione.

### 6.3 ASPETTI DI SICUREZZA DELLA NAVIGAZIONE

Gli aspetti di sicurezza della navigazione sono stati oggetto di approfondimenti e integrazioni al SIA (D'Appolonia, 2006). Rimandando a tale documento e agli studi effettuati nell'ambito della procedura per il rilascio del Nulla Osta di Fattibilità (NOF) per le valutazioni di dettaglio, si evidenzia che, nel rispetto di quanto sarà disposto dalla locale Capitaneria di Porto, le soluzioni prospettate sono pienamente rispondenti a tutti i limiti di sicurezza internazionalmente noti e non evidenziano situazioni di rischio che possano generare effetti incidentali a catena.

Attualmente la navigazione e la manovra del traffico marittimo per il porto di Augusta sono regolamentate dalle seguenti ordinanze:

- Ordinanza No. 67/94 del 28 Novembre 1994 (regolamento per la disciplina della navigazione, degli accosti, della circolazione, del traffico commerciale, dello svolgimento di attività, dei servizi marittimi e della polizia portuale in genere nel complesso portuale di Augusta);
- Ordinanza No. 33/95 del 12 Giugno 1995 (obbligo di impiego del secondo pilota per navi con tonnellaggio maggiore di 50,000-60,000 TSL);
- Ordinanza No. 28/03 del 14 Marzo 2003 (istituzione della zona di rispetto per il Pontile Marina Militare "NATO");
- Ordinanza No. 99/2006 del 30 Novembre 2006 (individuazione dei canali di accesso al porto e definizione delle regole di transito ed ancoraggio sulla base dello stato di qualità dei sedimenti marini e della relativa necessità di bonifica). Tale Ordinanza è integralmente riportata in Appendice H.

## 7 ASPETTI PAESAGGISTICI E MITIGAZIONI AMBIENTALI

### 7.1 ASPETTI PAESAGGISTICI

L'impatto paesaggistico del Terminale GNL è stato affrontato nell'ambito del SIA; in tale documento sono riportati alcuni fotoinserimenti dai punti di vista ritenuti maggiormente significativi.

In merito a tale aspetto, si evidenzia che il contesto portuale/industriale che caratterizza il sito, nonché la morfologia del territorio, fanno sì che i serbatoi del Terminale non risultino visibili dalle immediate vicinanze del sito.

Anche dalle aree di maggiore visibilità, l'impatto paesaggistico può essere ritenuto modesto. A supporto di tali valutazioni, ad integrazione di quanto già riportato nel SIA, in Figura 1 e in Figura 2 sono riportati i fotoinserimenti del Terminale (Fase I e Fase II) con punto di vista dall'abitato di Melilli, situato a circa 5 km di distanza e in posizione elevata sul mare.

Dall'esame delle Figure si può rilevare come, seppur visibili, i serbatoi si inseriscano in un contesto fortemente industrializzato e caratterizzato dalla presenza, quasi a perdita d'occhio, di camini, serbatoi, torce, colonne e altri elementi caratteristici di un polo industriale.

### 7.2 INTEGRAZIONE DELLO SCARICO FREDDO DEL TERMINALE GNL CON GLI SCARICHI CALDI ESISTENTI

Il sistema di rigassificazione del Terminale GNL sfrutterà il calore dell'acqua di mare (vaporizzatori a fluido intermedio – IFV), per la cui circolazione verranno utilizzate le esistenti opere di presa e di scarico del circuito di raffineria.

Tale soluzione progettuale consentirà di annullare completamente lo scarico "freddo" del Terminale attraverso una completa integrazione con il sistema di raffreddamento della Centrale ERG Nuove Centrali S.p.A (ERG NuCe) prossima al sito, a servizio degli impianti di Raffineria. L'acqua in ingresso al Terminale avrà una temperatura pari a quella di prelievo, mentre l'acqua in uscita avrà una temperatura di circa 5 gradi inferiore rispetto a quella in ingresso. Tali portate non saranno scaricate direttamente in mare, ma saranno inviate in ingresso alla centrale termoelettrica. Si noti che le portate necessarie per il sistema di rigassificazione (Fase I) rappresentano circa il 60% delle acque impiegate nel processo di raffreddamento della Centrale. Le acque restituite in mare avranno quindi una temperatura di scarico, dopo il loro passaggio attraverso il Terminale (Fase I) e la Centrale, di circa 2°C superiore a quella di prelievo (riducendo quindi di tre gradi la temperatura di scarico della Centrale) e sostanzialmente uguale a quest'ultima in Fase II (annullando di fatto lo scarico caldo).

**La presenza del Terminale determinerà quindi una mitigazione degli scarichi caldi delle acque di raffreddamento della Centrale.** Le possibili combinazioni dei diversi scarichi industriali sono riassunte nella seguente tabella, estratta dal Quadro di Riferimento Ambientale del SIA (D'Appolonia, 2005).

IMPIANTI IN ESERCIZIO	Fase	Portata [m <sup>3</sup> /h]	$\Delta T$ [°C]	Temperatura di Scarico in Mare [°C]
Terminale GNL (funz. medio)	I	22,500	-5	16
Terminale GNL (funz. medio)	II	33,500	-5	16
CTE	0	36,000	+5	26
CTE e Terminale GNL (funz. medio)	I	36,000 <sup>(1)</sup>	+1.9	22.9
CTE e Terminale GNL (funz. medio)	II	36,000 <sup>(2)</sup>	+0.3	21.3

Note:

- (1) di cui 22,500 attraverso il Terminale GNL  
(2) di cui 33,500 attraverso il Terminale GNL

La soluzione proposta consente pertanto di ottenere i seguenti benefici :

- non saranno necessarie nuove opere di presa o scarico a mare in quanto si utilizzeranno quelle già esistenti;
- si evita la presenza dello scarico termico “freddo” del Terminale;
- si mitiga lo scarico caldo delle acque di raffreddamento della Centrale;
- la Centrale Termoelettrica aumenterà la sua efficienza utilizzando acqua di mare più fredda.

Nell’ambito del SIA è stato anche analizzato il caso in cui, in caso di fuori servizio della Centrale Termoelettrica, non fosse possibile l’integrazione tra i due sistemi. Le simulazioni condotte nel SIA (Paragrafo 4.3.6 del Quadro di Riferimento Ambientale), cui si rimanda per maggiori dettagli, hanno evidenziato che, a 1000 m dal punto di scarico, è attesa una diminuzione di temperatura compresa tra 0.0° C e 0.5° C (valore massimo lungo l’asse del pennacchio).

### 7.3 UTILIZZO DI CLORO

Nell’ambito del SIA (Quadro Ambientale, Paragrafo 4.3.7) si era evidenziato che “*in questa fase di progettazione non si esclude la possibilità di installare ulteriori gruppi per l’elettro-clorazione, in aggiunta agli attuali gruppi di elettro-clorazione CM3. Il motivo è dato dal fatto che i requisiti di stoccaggio per il raffreddamento ad acqua di mare verranno significativamente aumentati dall’integrazione tra Terminale e Centrale Termoelettrica e non è possibile sapere, in questa fase, se le attuali unità di elettro-clorazione CM3 avranno una capacità sufficiente. I requisiti e le specifiche di questa unità dovranno essere rivisti nelle successive fasi di progettazione, quando saranno completati gli studi in corso sull’integrazione del sistema acqua di mare*”.

Sulla base degli approfondimenti progettuali che sono stati effettuati successivamente alla presentazione del SIA si è verificato che la realizzazione del Terminale **non determina la necessità di installare ulteriori gruppi per l’elettro-clorazione.**

## **RIFERIMENTI**

D'Appolonia, 2005, Rapporto, “Studio di Impatto Ambientale, Quadri di Riferimento Programmatico, Progettuale, Ambientale, Terminale GNL – Porto di Augusta”, preparato per ERG Power & Gas – Roma, Shell Energy Italia - Milano, Doc. No. 05-542-H1-H2-H3, Rev. 0, Luglio 2005.

D'Appolonia, 2006, Rapporto, “Approfondimenti e Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale, Terminale GNL – Porto di Augusta”, preparato per ERG Power & Gas – Roma, Shell Energy Italia - Milano, Doc. No. 05-542-H5, Rev. 0, Maggio 2006.

ERG, 2008, comunicazione via e-mail ricevuta da ERG in data 18 Febbraio 2008 (Subject: Rif: terminale GNL – dimensioni navi porto augusta).

Ionio Gas, 2008, Riunione del 7 Marzo 2008 presso ERG-Genova.