

Sede operativa Stogit di Crema (CR)

## CENTRALE STOCCAGGIO GAS DI SERGNANO (CR)

### INSTALLAZIONE DEL NUOVO TURBOCOMPRESSORE TC-1

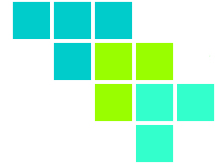
# RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA

ai sensi dell'Art. 15 del D. Lgs. 105/2015

Emis. N.	Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
01	18/06/2019	Prima Emissione			
Commessa: 71850-1			File: 71850-1-APS RPdS unità TC-1 Sergnano-00.docx		

T R R S.r.l. – Tecnologia Ricerca Rischi – Via Saore, 25 – 24046 Osio Sotto (BG)



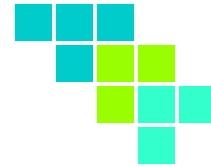


# ***STRUTTURA DEL RAPPORTO PRELIMINARE DI SICUREZZA***

## **VOLUME UNICO**

- **TESTO**
- **ALLEGATI PARTE A**
- **ALLEGATI PARTE B**

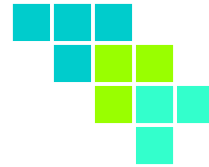




# INDICE

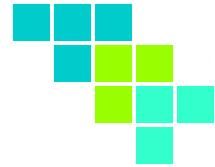
<b>GLOSSARIO .....</b>	<b>9</b>
<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>12</b>
<b>1.1. GENERALITÀ .....</b>	<b>12</b>
<b>1.2. SCOPO DEL PRESENTE STUDIO .....</b>	<b>13</b>
<b>1.3. SINTESI RISULTATI ANALISI DI RISCHIO CONTENUTA NEL RAPPORTO .....</b>	<b>14</b>
<b>A DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO .....</b>	<b>20</b>
<b>A.1 DATI GENERALI.....</b>	<b>20</b>
A.1.1 Nominativo, codice fiscale, indirizzo (sede legale) del Gestore e documentazione che attesta la qualifica posseduta .....	20
A.1.2 Denominazione ed ubicazione dello Stabilimento e Nominativo del Direttore Responsabile .....	20
A.1.3 Responsabili della progettazione esecutiva e della realizzazione degli impianti .....	21
A.1.4 Responsabile dell'esecuzione del Rapporto Di Sicurezza.....	21
<b>A.2 LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO .....</b>	<b>22</b>
A.2.1 Corografia della zona .....	22
A.2.2 Posizione dello Stabilimento .....	22
A.2.3 Planimetria generale, Piante e sezioni dell'impianto .....	22
<b>B INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO.....</b>	<b>23</b>
<b>B.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ.....</b>	<b>23</b>
B.3.0 Definizioni utili .....	23
B.3.1 Attività relative allo Stabilimento .....	24
B.3.2 Tecnologie di base adottate.....	27
B.3.3 Schemi a blocchi, schemi di processo semplificati e schemi di marcia.....	29
B.3.4 Capacità produttiva .....	29
B.3.5 Informazioni relative alle sostanze pericolose .....	29
<b>C. SICUREZZA DELLO STABILIMENTO.....</b>	<b>33</b>
<b>C.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE.....</b>	<b>33</b>
C.1.1 Problemi noti di Salute e Sicurezza.....	33
C.1.2 Esperienza storica e fonti di informazione relative alla sicurezza di impianti simili .....	35
<b>C.2 REAZIONI INCONTROLLATE .....</b>	<b>42</b>
C.2.1 Reazioni fortemente esotermiche o difficili da controllare .....	42
<b>C.3 EVENTI METEOROLOGICI, GEOFISICI, METEOMARINI, CERAUNICI E DISSESTI IDROGEOLOGICI.....</b>	<b>42</b>
C.3.1 Condizioni meteorologiche prevalenti .....	42
C.3.2 Cronologia degli eventi geofisici, meteomarini, ceraunici e dei dissesti idrogeologici .....	44
<b>C.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI .....</b>	<b>47</b>
C.4.1.0 Analisi Preliminare per l'individuazione delle Unità critiche dello Stabilimento .....	48
C.4.1 Identificazione eventi (cause iniziatrici) e scenari incidentali.....	52
C.4.2 Stima delle conseguenze .....	88
C.4.3 Rappresentazione cartografica delle aree di danno .....	114
C.4.4 Valutazione dell'entità delle conseguenze ambientali.....	114





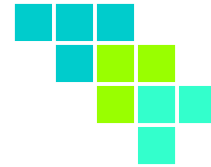
<b>C.5</b>	<b>SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI ED INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO .....</b>	<b>116</b>
C.5.1	Risultanze qualitative e quantitative dell'analisi degli eventi incidentali ed elementi utili per la pianificazione del territorio .....	116
C.5.2	Mappe per la pianificazione del territorio .....	123
<b>C.6</b>	<b>DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE O MITIGARE GLI INCIDENTI .....</b>	<b>124</b>
C.6.1	Precauzioni adottate per prevenire gli eventi incidentali .....	124
<b>C.7</b>	<b>CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI .....</b>	<b>124</b>
C.7.1	Precauzioni e coefficienti di sicurezza assunti nella progettazione delle strutture .....	124
C.7.2	Norme e/o criteri utilizzati per la progettazione degli impianti elettrici .....	125
C.7.3	Norme e/o i criteri utilizzati per la progettazione dei sistemi di scarico della pressione, serbatoi e tubazioni .....	127
C.7.4	Identificazione dei punti di emissione .....	128
C.7.5	Controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza e dei sistemi di blocco .....	128
C.7.6	Criteri di protezione dei contenitori delle sostanze corrosive .....	129
C.7.7	Zone in cui sono immagazzinate sostanze corrosive .....	129
C.7.8	Criteri seguiti per la determinazione dei sovrassessori di corrosione .....	129
C.7.9	Organizzazione e procedure di controllo di qualità .....	130
C.7.10	Sistemi di blocco di sicurezza e criteri seguiti nella determinazione delle frequenza di prova .....	130
C.7.11	Provvedimenti adottati nei luoghi chiusi per evitare la formazione, la persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e di sostanze pericolose .....	132
C.7.12	Precauzioni assunte per evitare che i serbatoi e le condotte di trasferimento possano essere danneggiati a seguito di collisione .....	132
<b>C.8</b>	<b>SISTEMI DI RILEVAMENTO .....</b>	<b>133</b>
C.8.1	Sistemi adottati per il monitoraggio della presenza di sostanze pericolose, infiammabile e tossiche, nonché per la rilevazione di incendi .....	133
C.8.2	Sistema di rilevazione fuoriuscite gas (fonometri) .....	135
<b>D</b>	<b>SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI .....</b>	<b>136</b>
<b>D.1</b>	<b>SOSTANZE EMESSE .....</b>	<b>136</b>
<b>D.2</b>	<b>EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI A RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE .....</b>	<b>137</b>
D.2.1	Criteri adottati per l'individuazione degli Effetti Domino .....	137
D.2.2	Effetti degli incidenti indotti .....	140
D.3	<b>SISTEMI DI CONTENIMENTO .....</b>	<b>142</b>
D.3.1	Sistemi di contenimento di sostanze infiammabili .....	142
D.3.2	Sistemi di contenimento dei liquidi tossici e/o pericolosi per l'ambiente .....	142
D.3.3	Sistemi di contenimento di rilasci in atmosfera .....	142
<b>D.4</b>	<b>CONTROLLO OPERATIVO .....</b>	<b>145</b>
D.4.1	Controllo operativo del processo .....	145
<b>D.6</b>	<b>FONTI DI RISCHIO MOBILI .....</b>	<b>145</b>
D.6.1	Descrizione di eventuali fonti di rischio mobili .....	145
D.6.2	Misure adottate per prevenire il rischio associato alle fonti di rischio mobili .....	145





<b>D.8</b>	<b>MISURE CONTRO L'INCENDIO .....</b>	<b>146</b>
D.8.1	Impianti, attrezzature ed organizzazione per la prevenzione e l'estinzione degli incendi .....	146
D.8.2	Sistema di drenaggio durante l'emergenza .....	150
D.8.3	Fonti di approvvigionamento idrico antincendio .....	150
D.8.4	Autorizzazioni Antincendio .....	150
<b>D.9</b>	<b>SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI.....</b>	<b>151</b>
D.9.1	Dislocazione sala controllo, uffici, laboratori e apparecchiature principali .....	151
D.9.3	Ubicazione servizi di emergenza.....	151
<b>E.</b>	<b>IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI .....</b>	<b>152</b>

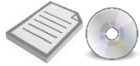




## ALLEGATI



**Allegato fornito in Versione Elettronica**



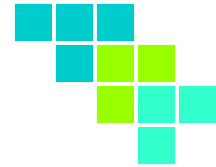
**Allegato fornito sia in Versione Elettronica che in Versione Cartacea**















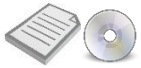

PARTE A		Note
I.2	Schede di dati di sicurezza delle sostanze pericolose (rif. Reg. 1907/2006/CE s.m.i)	
I.4	Tabella riepilogativa delle sostanze, miscele e preparati di cui all'allegato I del D. Lgs. 105/2015 e delle relative quantità massime previste	
I.5	Tabella riepilogativa delle risultanze delle analisi degli eventi incidentali	
I.9	Elenco delle attività soggette al controllo del Corpo nazionale dei Vigili del Fuoco ai sensi del D.P.R. 151/2011	
I.11	Documentazione di cui all'Allegato I del decreto del Ministero dell'interno del 7 Agosto 2012	

PARTE B		Note
A.1.1	Qualifica del gestore dello stabilimento	
A.1.3	Referenze dei responsabili della progettazione dell'unità di compressione TC-1	
A.1.4	Qualificazione professionale ed esperienze del responsabile dell'esecuzione del Rapporto di Sicurezza	
A.2.1	Corografia della zona in scala 1:10.000 con raggio di 2 km dal confine	
A.2.2	Corografia della zona in scala 1:5.000 con raggio di 500 m dal confine	
A.2.3	Planimetria generale Stabilimento e Cluster	
B.3.3-1	Schema a blocchi delle attività dello stabilimento	

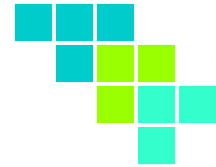












PARTE B		Note
<b>B.3.3-2</b>	Schemi di processo semplificati	
<b>B.3.3-3</b>	P&I relativi al processo	
<b>B.3.4</b>	Tabella dei flussi annui delle sostanze pericolose	
<b>C.1.2-1</b>	Report di incidenti censiti nella banca dati FACTS	
<b>C.1.2-2</b>	Registro degli eventi occorsi negli stabilimenti Stogit	
<b>C.3.1</b>	Dati relativi alle condizioni meteorologiche dominanti la zona	
<b>C.4.1.0_A</b>	Schede del Metodo ad Indici	
<b>C.4.1.0_B</b>	Planimetria del metodo ad indici	
<b>C.4.1.1.2</b>	Approfondimento rotture full bore	
<b>C.4.1.2_A</b>	HazOp	
<b>C.4.1.2_B</b>	Alberi di guasto	
<b>C.4.1.2_C</b>	Sezioni isolabili	
<b>C.4.2.1.2</b>	Relazione DNV “Guidance on the assessment of explosion hazard for natural gas facilities”	
<b>C.4.2.2.1</b>	Elaborati di calcolo Gas Naturale	
<b>C.4.3</b>	Mappe delle conseguenze	
<b>C.5.2</b>	Elementi per la pianificazione territoriale	

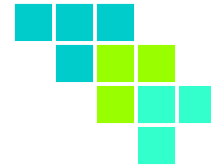




PARTE B		Note
<b>C.7.4</b>	Planimetria con indicazione delle torce e degli scarichi di emergenza	
<b>C.7.10</b>	Sistemi di blocco di sicurezza dello Stabilimento	
<b>C.7.11</b>	Classificazione luoghi con pericolo esplosione e verifiche e adeguamenti impianti elettrici	
<b>C.8.1</b>	Planimetrie con riportata la posizione dei sistemi di rilevamento Fire & Gas	
<b>D.8.1</b>	Planimetrie dei sistemi antincendio	
<b>D.9.1</b>	Planimetrie con indicazione delle vie di fuga	







## GLOSSARIO

### a) **Concessione mineraria**

“Concessione mineraria” è il titolo rilasciato per l’attività di stoccaggio di gas naturale ai sensi della Legge 170/74 nonché dell’art. 11, comma 1, del D.Lgs. 164/2000. Si intende un’area sulla quale sono dislocati i pozzi di iniezione ed erogazione, le linee interrato di collegamento e la Centrale.

### b) **Giacimento**

“È una roccia sotterranea porosa e permeabile definita da fattori fisici e geologici all’interno di confini orizzontali e verticali formata da uno o più livelli contenenti o che abbia contenuti idrocarburi, idonea a contenere gas naturale” (Rif. Art. 2, comma E, D.M. 26/08/2005), ossia unità geologica nel sottosuolo in cui viene iniettato o da cui viene erogato il gas naturale.

Fase di iniezione: attività produttiva in cui il gas naturale viene prelevato dalla rete nazionale di trasporto e iniettato nei pozzi del giacimento mediante compressione.

Fase di erogazione: attività produttiva in cui il gas naturale viene prelevato dal giacimento attraverso i pozzi e, dopo i necessari trattamenti, viene immesso nella rete nazionale di trasporto.

### c) **Centrale (Compressione e Trattamento)**

La Centrale è costituita dall’insieme delle apparecchiature asservite alle fasi di iniezione/compressione (stoccaggio) e di erogazione (trattamento). Comprende inoltre Uffici e servizi ausiliari.

### d) **Area Cluster/Area Pozzi**

Area recintata in cui sono presenti uno o più pozzi e relative tubazioni di collegamento all’interno di un’area recintata.

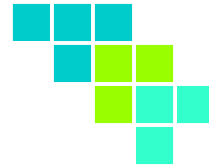
### e) **Pozzo**

Il pozzo è l’elemento di collegamento tra il giacimento e la superficie. Tramite il pozzo viene effettuata l’attività di iniezione ed erogazione del gas naturale. La "croce di erogazione" è l’elemento posto alla sommità del pozzo stesso e si compone di una serie di accoppiamenti flangiati, valvole e strumenti di controllo.

### f) **Pozzo isolato**

Area recintata in cui è presente un solo pozzo e relative tubazioni di collegamento.





**g) Flowlines**

Linee interrante e/o fuori terra che collegano:

- un pozzo o le aree Cluster alla Centrale;
- un pozzo alle aree Cluster;
- un Cluster ad altri Cluster.

**h) Collettori**

Linee interrante e/o fuori terra poste all'interno della Centrale e/o dei Cluster.

**i) Stabilimento**

Lo Stabilimento si compone dei seguenti asset:

IN SUPERFICIE

- impianti centrale di trattamento;
- impianti centrale di compressione;
- impianti aree cluster;
- impianti aree pozzi isolati;
- condotte.

NEL SOTTOSUOLO

- dotazioni completamento pozzi;
- giacimenti.

TELECONTROLLO

- Dispacciamento operativo.

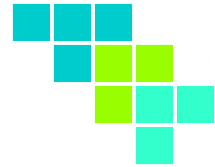
**l) Cushion gas**

“Quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti in fase di stoccaggio che è necessario mantenere sempre nel giacimento e che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti di stoccaggio” (Rif. Art. 2, comma 1.i, D.Lgs. 164/00).

**m) Working gas**

“Quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas producibile, ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri ed orari” (Rif. Art. 2, comma 1.kk, D. Lgs. 164/00).





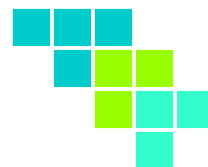
**n) Pozzo di monitoraggio**

Pozzo preposto al controllo del corretto esercizio del giacimento attraverso la misurazione di parametri fisici e dinamici (pressione di strato, saturazione in gas-acqua, ecc.).

**o) Pozzo di reiniezione**

Pozzo appositamente attrezzato e autorizzato per lo scarico, in unità geologica profonda, delle acque di produzione risultanti dal processo di disidratazione del gas estratto dal giacimento.





# 1. PREMESSA

## 1.1. GENERALITÀ

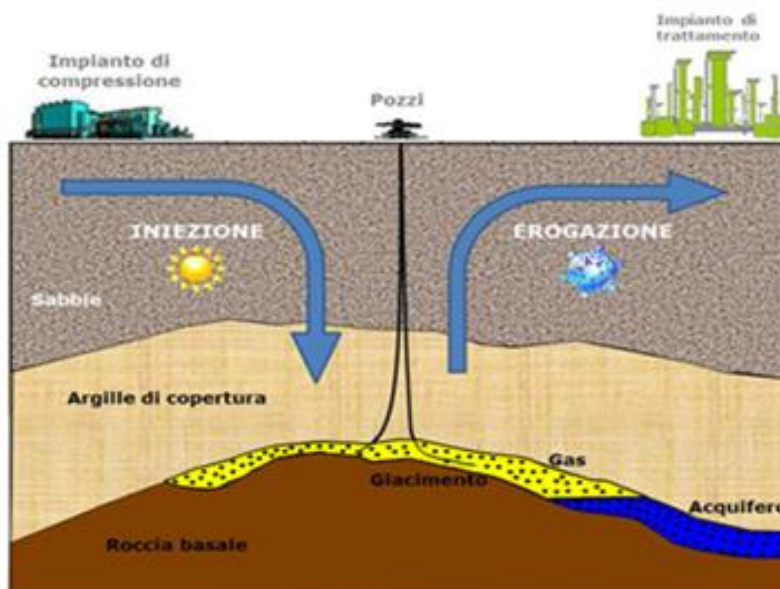
Stogit S.p.A. è la società del Gruppo Snam attiva nello stoccaggio del gas naturale, attività nella quale, con 9 giacimenti in esercizio, è il maggiore operatore italiano e uno dei principali in Europa.

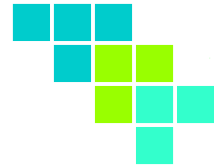
Dato che i consumi di gas sono caratterizzati da punte minime durante il periodo estivo e da punte massime durante il periodo invernale, alcuni vecchi giacimenti ormai esauriti vengono utilizzati come serbatoi di stoccaggio, al fine di mantenere costantemente alto il livello di importazione del gas naturale.

Lo stoccaggio di gas naturale è dunque un processo che consente di iniettare il gas nella roccia porosa di un giacimento esaurito riportandolo, in una certa misura, al suo stato originario. Una volta immesso, il gas naturale può essere erogato secondo le richieste del mercato e utilizzato per garantire le forniture industriali e il riscaldamento nel periodo invernale.

Il gas viene immagazzinato prevalentemente durante il periodo estivo in quei giacimenti naturali che si potrebbero definire “geologicamente collaudati”, mentre nel periodo invernale viene effettuata la re-immissione del gas dal pozzo alla rete Nazionale per soddisfare le esigenze dei consumatori finali.

Nella figura seguente è schematizzato il processo di iniezione, stoccaggio ed erogazione.





Lo Stabilimento Stogit oggetto del presente documento ricade nel campo di applicazione dell'art. 15 del D. Lgs. 105/2015 relativo al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose, in quanto detiene gas naturale, inteso come somma degli hold-up degli impianti di superficie e del giacimento, in quantitativi superiori al limite definito nella colonna 3 dell'allegato I del medesimo Decreto.

Lo Stabilimento risulta dunque soggetto agli articoli:

- 13 - Notifica;
- 14 - Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti;
- 15 - Rapporto di Sicurezza e connessa documentazione.

Nel Luglio 2017 la Società Stogit ha trasmesso alle Autorità competenti l'aggiornamento del Rapporto di Sicurezza previsto dall'art.15 del D. Lgs. 105/2015 e s.m.i. per lo Stabilimento di Sergnano.

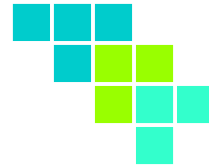
## 1.2. SCOPO DEL PRESENTE STUDIO

In accordo all'Art. 18 (Modifiche di uno Stabilimento) del D.Lgs. 105/2015, il presente documento **costituisce il Rapporto Preliminare di Sicurezza per il rilascio del Nulla Osta di Fattibilità** redatto in accordo alla struttura richiesta dall'Allegato C al citato decreto e relativo alle modifiche previste per l'Impianto di Compressione che prevedono l'installazione di una nuova unità di Compressione (TC-1) e la dismissione di una delle due attualmente presenti in impianto (TC-6).

**Il Rapporto Preliminare di Sicurezza è stato predisposto da TRR S.r.l. in base alle informazioni fornite dal Gestore e alla documentazione emessa per quanto concerne la modifica oggetto del presente documento.**

Parte delle informazioni contenute nella presente relazione tecnica sono da considerarsi riservate. Pertanto si richiede che la divulgazione del contenuto della presente relazione sia subordinata alla consultazione della Direzione della Stogit S.p.A.





### 1.3. SINTESI RISULTATI ANALISI DI RISCHIO CONTENUTA NEL RAPPORTO

Il presente documento è stato redatto sulla base della documentazione prodotta da APS per l'ingegneria di dettaglio del progetto in esame aggiornata sino alla data del 30/04/2019.

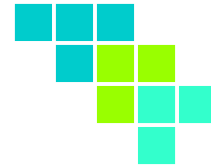
#### **Metodologia adottata nell'analisi di rischio del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza (installazione unità di Compressione TC-1)**

L'analisi di rischio riportata in seguito ed effettuata per valutare i rischi connessi alla nuova unità TC-1 di Sergnano è stata elaborata in accordo all metodologia descritta nella relazione *“Approfondimenti metodologici relativi all'analisi statistico-storica condotti a seguito delle prescrizioni di cui alla com. uff. 2251 del 23/01/2018 del CTR Lombardia”* presentato al CTR Lombardia in data 07/11/2018 (Prot.675/AMPIR/MB).

L'approccio usato prevede, in sintesi, i seguenti passaggi:

- analisi operativa Hazop (effettuata in tale sede per la nuova unità di Compressione TC-1);
- alberi di guasto;
- stima delle frequenze di accadimento delle ipotesi da analisi statistico-storica (TNO Purple Book ed. 2005);
- alberi degli eventi al fine di considerare anche il sistema di rilevazione fonometrico;
- aggiornamento analisi storica basata sull'esperienza operativa degli impianti Stogit oltre che da banche dati e/o letteratura internazionale;
- applicazione della linea guida ministeriale del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco (*“Guida alla lettura e alla valutazione dei Rapporti di Sicurezza”*, 1995) per quanto riguarda la modellazione dei rilasci da tubazioni;
- utilizzo della miscela di gas naturale al fine di meglio rappresentare il comportamento in caso di rilascio accidentale la sostanza in prevalenza presente sugli impianti;
- utilizzo del software Phast per i rilasci di gas in pressione;
- tempi di intervento degli scenari incidentali legati alla presenza del sistema fonometrico;
- utilizzo di dati sperimentali per la stima del grado di confinamento/congestionamento delle aree impiantistiche, in caso di rilascio di sostanze infiammabili;
- stima dell'irraggiamento termico generato dal Jet Fire.





Nella tabella successiva si riportano i principali criteri adottati per eseguire l'analisi di rischio evidenziando le eventuali differenze tra quelli adottati nel RdS ed. 2017 e quelli relativi alla metodologia sopra citata e adottata in tale sede.

I criteri sono dettagliatamente discussi nel paragrafo C.4.

	<b>RdS ed. Luglio 2017 Sergnano</b>	<b>RPdS TC-1</b>
Suddivisione in sezioni isolabili	SI	Riviste per installazione nuove valvole di blocco
Frequenze di rottura	API 581 ed. 2000	TNO Purple Book ed. 2005
Fattore correttivo di interrimento	Pari a 0,1 per tratti prevalentemente interrati (>70%)	Pari a 0,15/0,19 per i soli tratti interrati nel caso di rottura di tipo Leak/Full Bore
Fattore correttivo gestionale	MSF = 0,14 (API 581 ed. 2000)	MSF = 0,14 (API 581 ed. 2000)
Rottura tipo "Full Bore"	20% DN per DN > 8" (linea guida VVF 1995)	20% DN per DN > 8" (linea guida VVF 1995)
Fonometri considerati nell'analisi di rischio	SI	SI
Credibilità ipotesi/scenari	> 10 <sup>-6</sup> occ/anno	> 10 <sup>-6</sup> occ/anno
Alberi degli eventi con fonometri	SI	Come RdS 2017
Probabilità di innesco	TNO Purple Book	TNO Purple Book
Identificazione presenza sorgenti di innesco	SI	NO
Tempi di intervento	5 minuti	3 minuti

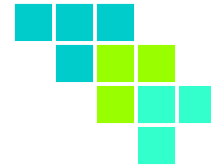
### Eventi incidentali individuati per l'Impianto di Compressione

È stata eseguita una sessione HazOp specifica per la nuova unità di Compressione tenendo conto delle protezioni previste in fase di progettazione. I top event individuati per l'unità di Compressione TC-1 sono riassunti nella tabella seguente:

<b>N. Top</b>	<b>Unità di impianto/Item</b>	<b>Top Event</b>
L	Compressione – Turbina TC-1	Sovratemperatura della linea di mandata primo stadio
M	Compressione – Turbina TC-1	Sovratemperatura della linea di mandata secondo stadio
N	Compressione – Turbina TC-1	Pompaggio del compressore TC-1 con possibile danneggiamento dello stesso
O	Compressione – Turbina TC-1	Sovrappressione della linea di mandata 2° stadio del compressore TC-1





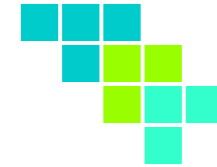


Per quanto riguarda le ipotesi incidentali individuate tramite analisi statistico storica, nella tabella seguente si riporta uno specchio esemplificativo delle ipotesi individuate nel RdS ed. 2017 per l’Impianto di Compressione con indicazione di quelle che saranno aggiunte, eliminate e modificate a seguito delle modifiche oggetto di questo documento.

N. Ipotesi incidentale	Unità	Descrizione	Stato ipotesi a seguito modifica
3	Compressione	Aspirazione compressione	Modificata
4a	Compressione	1° stadio TC-5	Invariata
4b	Compressione	1° stadio TC-6	Eliminata
4c	Compressione	1° stadio TC-1	Nuova ipotesi
5a	Compressione	Uscita 1° stadio TC-5	Modificata
5b	Compressione	Uscita 1° stadio TC-6	Eliminata
5c	Compressione	Uscita 1° stadio TC-1	Nuova ipotesi
5d	Compressione	Linea mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio TC-5	Nuova ipotesi
5e	Compressione	Linea mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio TC-1	Nuova ipotesi
6a	Compressione	2° stadio TC-5	Invariata
6b	Compressione	2° stadio TC-6	Eliminata
6c	Compressione	2° stadio TC-1	Nuova ipotesi
7	Compressione	Mandata compressione	Modificata
8	Compressione	Linee da compressione a Trattamento - fase stoccaggio	Invariata
9	Compressione/Trattamento	Linea 18" - fase stoccaggio	Invariata
10	Compressione/Trattamento	Linea 24" - fase stoccaggio	Invariata

Nella tabella successiva si riporta un dettaglio delle ipotesi 3, 5a e 7 che saranno modificate grazie all’introduzione di nuove valvole di blocco ai filtri in aspirazione alla compressione e a valle dei separatori presenti nell’unità di Compressione TC-5 oltre a quelle previste nel progetto dell’unità TC-1. L’unità di compressione TC-6 invece sarà dismessa e successivamente smantellata.

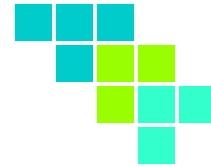




N. Ipotesi incidentale RdS ed. 2017	Descrizione	Da	A	N. Ipotesi incidentale post modifiche	Descrizione	Da	A
3	Aspirazione compressione	HSV1	HSV501 HV510 HSV601 HV610 HV8	3a	Aspirazione compressione (monte filtri)	HSV1	HSV31, HSV33 HSV35
				3b	Filtro S-1	HSV31	HSV32
				3c	Filtro S-2	HSV33	HSV34
				3d	Filtro S-3	HSV35	HSV36
				3e	Aspirazione compressione (valle filtri)	HSV32 HSV34 HSV36	HSV43, HSV501, HV510, HSV101, HV110, HSV7, HSV3
5a	Uscita 1° stadio TC-5	HSV504	HSV511	5a	Compressione uscita 1° Stadio TC-5	HSV504	HSV517
				5d	Linea mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio TC-1	HSV517	HSV511, HV-511, HV-510
7	Mandata compressione	HSV514 HSV614 HSV7	HSV14	7a	Uscita 2° stadio TC-5	HSV514	HSV516
				7b	Uscita 2° stadio TC-1	HSV114	HSV116
				7c	Mandata compressione	HSV516, HV511, HSV116, HV111	HSV7, HSV14

Le sezioni così individuate tengono conto di un funzionamento dei compressori con stadi in serie (caso più gravoso dal punto di vista delle pressioni).





## Sistema di rilevazione perdite tramite fonometri

Nell'analisi di rischio del presente documento, così come nel RdS ed. 2017, è stata considerata la presenza del sistema di rilevazione fuoriuscita gas basata sull'impiego di fonometri in grado di rilevare il suono ad alta frequenza generato dalla fuoriuscita di Gas rapportato al normale livello sonoro ambientale. A seguito della modifica saranno installati due nuovi fonometri nell'area di installazione della TC-1.

## Sostanze pericolose

In riferimento ai criteri riportati nell'Allegato 1 (parte 1 e parte 2) del D.Lgs. 105/15, lo Stabilimento oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza, per i quantitativi di sostanze pericolose detenuti, si classifica come:

### “Stabilimento di soglia superiore”

Al paragrafo B.3.5 “Informazioni relative alle Sostanze pericolose” del presente Rapporto sono riportate tutte le informazioni sulle sostanze pericolose presenti nel sito, ivi incluse le informazioni dell'**Allegato I.4** richieste dal D.Lgs. 105/15.

Di seguito si riportano le sostanze pericolose presenti nel sito:

- gas naturale;
- metanolo;
- gasolio.

## Riepilogo risultati

Nel presente Rapporto Preliminare di Sicurezza sono state considerate le sole ipotesi incidentali individuate per l'impianto di Compressione e relative alle modifiche previste.

Per il calcolo degli scenari sono stati utilizzate le seguenti pressioni di riferimento:

Fasi Operative	Valori di pressione considerati nella stima degli scenari incidentali (barg)
<b>INIEZIONE</b>	
Massima pressione operativa mandata compressione.	146

Le ipotesi incidentali identificate derivano sia dall'analisi operativa (Hazop), e sono caratterizzate a mezzo lettera (A, B, C, ...), sia dall'analisi statistico storica (Random), identificate in questo caso a mezzo numeri progressivi (1, 2, 3, 4, ...).



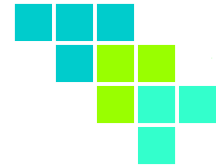


Nella tabella seguente viene riportata una sintesi delle distanze di danno relative agli scenari incidentali con impatto verso l'esterno.

Evento iniziale			Scenario incidentale conseguente	Distanze di danno (metri)			
Scenario incidentale	Unità	ITEM		Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
5a	Compressione	Uscita 1° stadio TC5	<b>Jet Fire</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>26</b>
			<b>Flash Fire</b>	<b>s.n.r.</b>	<b>31</b>	<b>--</b>	<b>--</b>
			<b>VCE</b>	<b>s.n.r.</b>	<b>s.n.r.</b>	<b>17</b>	<b>40</b>
7a	Compressione	Uscita 2° stadio TC5	<b>Jet Fire</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>26</b>
			<b>Flash Fire</b>	<b>s.n.r.</b>	<b>31</b>	<b>--</b>	<b>--</b>
			<b>VCE</b>	<b>s.n.r.</b>	<b>s.n.r.</b>	<b>17</b>	<b>40</b>
L	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata 1° stadio TC-1	<b>Jet Fire</b>	<b>45</b>	<b>49</b>	<b>52</b>	<b>60</b>
			<b>Flash Fire</b>	<b>39</b>	<b>85</b>	<b>--</b>	<b>--</b>
M	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata 2° stadio TC-1	<b>Jet Fire</b>	<b>45</b>	<b>49</b>	<b>52</b>	<b>60</b>
			<b>Flash Fire</b>	<b>39</b>	<b>85</b>	<b>--</b>	<b>--</b>

Ulteriori dettagli sono esposti ai paragrafi C.4.1 e C.4.2.





## **A DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO**

### **A.1 DATI GENERALI**

#### **A.1.1 Nominativo, codice fiscale, indirizzo (sede legale) del Gestore e documentazione che attesta la qualifica posseduta**

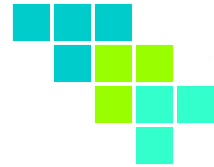
<b>Ragione sociale della Società proprietaria dello Stabilimento</b>	STOGIT Stoccaggi Gas Italia S.p.A.
<b>Sede legale</b>	Piazza Santa Barbara, 7 - 20097 San Donato Milanese (MI)
<b>Sede operativa</b>	Via Libero Comune, 5 - 26013 Crema (CR)
<b>Gestore</b>	Ing. Cesare Giulio Vecchietti
<b>Codice Fiscale del Gestore</b>	VCCCRG61T12H2240
<b>Residente per la carica presso</b>	Via Libero Comune, 5 - 26013 Crema (CR)

Nell'Allegato A.1.1 si riporta la qualifica del Gestore.

#### **A.1.2 Denominazione ed ubicazione dello Stabilimento e Nominativo del Direttore Responsabile**

<b>Denominazione Stabilimento</b>	Centrale Stoccaggio Gas di Sergnano
<b>Ubicazione Stabilimento</b>	Via Vallarsa, 18 – 26010 Sergnano (CR)
<b>Coordinate geografiche del caposaldo dello Stabilimento</b>	Latitudine 45.4275
	Longitudine 9.6888
<b>Direttore Responsabile dello Stabilimento (nonché Gestore ai sensi dell'Art.3, comma "i" del D.Lgs.105/2015)</b>	Ing. Cesare Giulio Vecchietti
<b>Responsabile Polo Operativo</b>	Sig. Ernesto Marchesi





### **A.1.3 Responsabili della progettazione esecutiva e della realizzazione degli impianti**

La redazione del progetto delle modifiche all’Impianto di Compressione, con l’inserimento del nuovo Turbocompressore TC-1, è stata sviluppata dalla Società APS S.p.A. con sede centrale a Roma (RM), sulla base dei relativi know-how consolidati da comprovate esperienze di realizzazioni industriali similari.

In **Allegato A.1.3** vengono riportate le principali esperienze professionali della Società APS in fatto di progettazione di impianti similari.

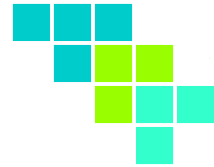
### **A.1.4 Responsabile dell’esecuzione del Rapporto Di Sicurezza**

Il responsabile dell’esecuzione del Rapporto di Sicurezza è l’Ing. Giovanni Romano della Società TRR (Tecnologia Ricerca Rischi) S.r.l. di Osio Sotto (BG), la cui qualificazione professionale ed esperienza nel campo vengono riportate in **Allegato A.1.4**.

Le informazioni relative alle caratteristiche tecniche dello Stabilimento necessarie per la valutazione dei rischi, sono state fornite dalla società responsabile della progettazione delle modifiche all’Impianto di Compressione (APS S.p.A.) ed approvate dal Gestore dello Stabilimento (Stogit S.p.A.).

Le informazioni di carattere generale, quelle relative alle sostanze trattate e detenute nello Stabilimento, ai processi ed agli impianti, alle condizioni di esercizio, alle procedure ed all’organizzazione dell’attività, ai sistemi di gestione, necessarie all’effettuazione dell’analisi ed alla redazione del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza, sono state fornite dalla Società Stogit.





## **A.2 LOCALIZZAZIONE E IDENTIFICAZIONE DELLO STABILIMENTO**

### **A.2.1 Corografia della zona**

In **Allegato A.2.1** è riportata la corografia presentata con il RdS ed. 2017 dell'area, sulla quale è evidenziato il perimetro dello Stabilimento e la destinazione d'uso del territorio circostante, compresi le principali linee di comunicazione e gli elementi potenzialmente vulnerabili o sensibili, posti all'esterno del sito.

La corografia comprende inoltre un raggio di 5 km dal baricentro dello Stabilimento.

### **A.2.2 Posizione dello Stabilimento**

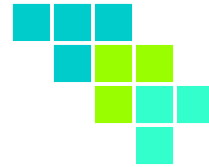
In **Allegato A.2.2** è riportata la corografia dello Stabilimento presentata con il RdS ed. 2017 nella quale è rappresentata la zona circostante per un raggio di 1 km dal baricentro, con una distanza minima di 500 m dai confini dell'attività.

### **A.2.3 Planimetria generale, Piante e sezioni dell'impianto**

In **Allegato A.2.3** si riporta la planimetria dettagliata in scala 1:500 con indicazione dell'area su cui sarà installato il nuovo Turbocompressore TC-1 con indicazione delle principali apparecchiature installate.







## **B INFORMAZIONI RELATIVE ALLO STABILIMENTO**

### **B.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ**

#### **B.3.0 Definizioni utili**

Di seguito si riportano alcune definizioni tratte dal DM 21.01.2011 “*Modalità di conferimento della concessione di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo e relativo disciplinare tipo*” e dal D.Lgs. 164/2000 “*Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144*”, relative alla terminologia utilizzata nel seguito del presente documento, ed altre definizioni ritenute necessarie per inquadrare l'attività oggetto del presente Rapporto di Sicurezza, anche nell'ottica dell'applicazione della normativa “Seveso”.

- a. **stoccaggio**: operazione con la quale il gas naturale viene immesso, mediante eventuale compressione, in una struttura sotterranea, avente caratteristiche tali da permetterne l'accumulo, la conservazione e, quando richiesto, il prelievo;
- b. **stoccaggio in giacimento**: stoccaggio del gas naturale in giacimenti in via di esaurimento;
- c. **giacimento**: roccia sotterranea porosa e permeabile definita da fattori fisici e geologici all'interno di confini orizzontali e verticali, formata da uno o più livelli contenenti o che abbiano contenuto idrocarburi, suscettibile di essere tecnicamente ed economicamente adibita allo stoccaggio di gas naturale;
- d. **cushion gas** o gas inattivo: quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti in fase di stoccaggio che è necessario mantenere sempre nel giacimento e che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti di stoccaggio;
- e. **working gas**: quantitativo di gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas producibile, ma in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri ed orari.





Altre definizioni:

- a) **Pozzo:** il pozzo è l'elemento di collegamento tra il giacimento e la superficie, attraverso il quale viene effettuata l'attività di iniezione ed erogazione del gas naturale. Esso è posto in area recintata;
- b) **Pozzo isolato:** area recintata in cui è presente un solo pozzo e relative tubazioni di collegamento;
- c) **Area Cluster/Area Pozzi:** *area recintata* in cui sono presenti uno o più pozzi e relative tubazioni di collegamento all'interno di un'area recintata;
- d) **Centrale (Compressione e Trattamento):** è costituita dall'insieme delle apparecchiature/impianti asserviti alle fasi di iniezione/compressione (stoccaggio) e di erogazione (trattamento). Comprende inoltre Uffici e servizi ausiliari;
- e) **Collettori:** Linee interrato e/o fuori terra poste all'interno della Centrale e/o dei Cluster o delle aree pozzo;
- f) **Flowline:** linee interrato e/o fuori terra che collegano un pozzo o le aree Cluster alla Centrale, un pozzo alle aree Cluster o un Cluster ad altri Cluster.

### B.3.1 Attività relative allo Stabilimento

Gli stabilimenti Stogit si compongono dei seguenti asset:

#### IN SUPERFICIE

- impianti centrale di trattamento,
- impianti centrale di compressione,
- impianti aree cluster,
- impianti aree pozzi isolati,
- le condotte interne alla Centrale, Aree Cluster/Aree Pozzi e Pozzi Isolati.

#### NEL SOTTOSUOLO

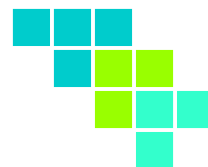
- dotazioni completamento pozzi,
- giacimenti.

#### TELECONTROLLO

- Dispacciamento operativo.

Stogit è la società del Gruppo Snam attiva nello stoccaggio del gas naturale e, con 9 giacimenti in esercizio, è il maggiore operatore italiano e uno dei principali in Europa.





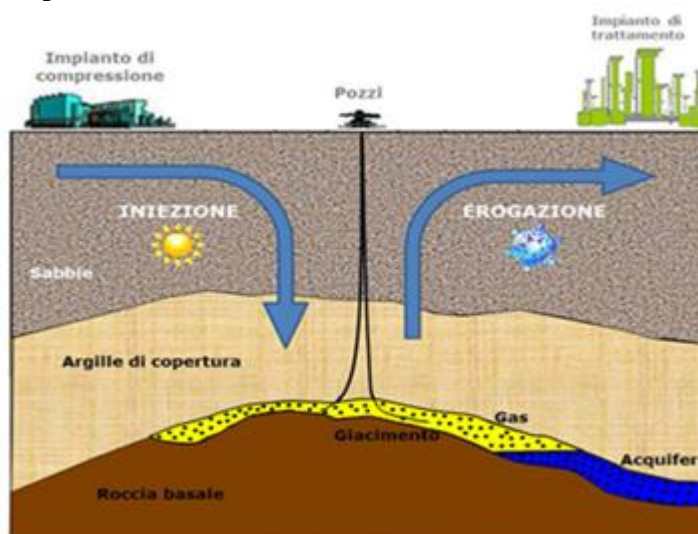
Lo stoccaggio di gas naturale è un processo che consente di *iniettare* il gas nella roccia porosa di un giacimento esaurito, che lo conteneva in passato, riportando il giacimento stesso, in una certa misura, al suo stato originario. Una volta immesso, il gas naturale può essere *erogato* secondo le richieste del mercato ed utilizzato per garantire le forniture industriali e il riscaldamento nel periodo invernale.

Il primo stoccaggio di gas fu realizzato negli Stati Uniti nel 1915; in Italia il primo impianto fu realizzato nel 1964 a Cortemaggiore, in Emilia, e fu tra i primissimi in Europa.

Il sito di stoccaggio non è un serbatoio, né un deposito o una caverna piena di gas, ma una struttura di roccia porosa all'interno della quale il gas viene conservato nella stessa condizione di sicurezza con cui la natura lo ha tenuto per milioni di anni.

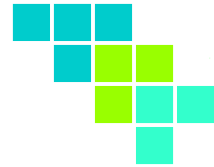
Prevalentemente nel periodo estivo, il gas viene immagazzinato in quei giacimenti naturali che si potrebbero definire “geologicamente collaudati”, mentre durante l'inverno il gas viene estratto e immesso nelle reti di distribuzione per soddisfare le esigenze dei consumatori finali.

Nella figura seguente è schematizzato il processo di iniezione, stoccaggio ed erogazione sopra descritto.



Lo Stabilimento Stogit oggetto del presente Rapporto di Sicurezza, comprendente anche il giacimento, ricade nel campo di applicazione dell'art. 15 del D.Lgs. 105/2015 in quanto detiene gas naturale, inteso come somma degli hold-up degli impianti di superficie e del giacimento, in quantitativi superiori al limite definito nella colonna 3 dell'allegato I del medesimo Decreto.





È previsto a tal riguardo, a carico del Gestore:

- la stesura del Rapporto di Sicurezza, secondo l'art. 15 del D.Lgs. 105/2015;
- la predisposizione e l'attuazione di un Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) nel rispetto di una politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, secondo l'art. 14 del D.Lgs. 105/2015;
- l'aggiornamento del Piano di Emergenza Interno, secondo l'art. 20 del D.Lgs. 105/2015;
- la predisposizione della Notifica e della Scheda informativa alla popolazione, ai sensi rispettivamente dell'art. 13 e dell'All. 5 del D.Lgs. 105/2015 in merito ai rischi di incidenti rilevanti.

Il codice dell'attività, con riferimento alla classificazione dell'Allegato IV all'O.M. 21 Febbraio 1985 del Ministero della Sanità è:

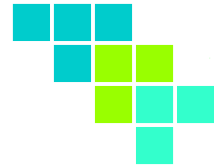
2 - Industrie estrattive (Comprese tutte le operazioni complementari per il trattamento e l'arricchimento dei minerali), di cui:

*2.02 A - Estrazione di combustibili, solidi, liquidi, gassosi.*

Secondo la classificazione ATECO 2007, il codice è:

*49.50.10 - Trasporto mediante condotte di gas*





### **B.3.2 Tecnologie di base adottate**

Le attività svolte presso lo Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza possono essere sintetizzate in:

- compressione del gas ricevuto dalla rete Snam Rete Gas e iniezione nel giacimento di stoccaggio;
- erogazione dalle Aree Pozzi alla Centrale, dove il gas subisce un trattamento di disidratazione;
- invio alla rete Snam Rete Gas.

Le best practices utilizzate per la realizzazione dei processi di compressione e trattamento del gas prevedono:

- l'utilizzo delle turbine a gas per comprimere il gas naturale nel giacimento;
- l'utilizzo di impianti di disidratazione con glicole trietilenico per togliere l'umidità presente nel gas naturale prelevato dal giacimento;
- l'utilizzo della tecnica di gravel packing per le attività di completamento dei pozzi al fine di consentire elevate portate in erogazione ed in stoccaggio per preservare l'integrità strutturale del giacimento.

Si riporta nel seguito una descrizione della tecnologia adottata nelle varie parti dello Stabilimento:

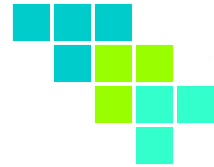
#### **Centrale di Compressione**

Lo scopo dell'Impianto di Compressione è quello di comprimere il gas naturale prelevato dalla rete Snam Rete Gas (mediamente a 70 bar) per poi iniettarlo nel giacimento di stoccaggio.

L'attuale configurazione della Centrale di Compressione gas di Sergnano prevede due unità di compressione: la TC-5 da 23MW (NUOVO PIGNONE, costituita da turbina a gas di tipo "Light duty", PGT25-DLE, e compressore centrifugo 2BCL 406/A) e la TC-6 da 26 MW (COOPER ROLLS costituita da turbina a gas di tipo "Light duty", RB211-DLE, e compressore centrifugo, B9-8B Barrel) di potenza nominale.

A seguito delle modifiche oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza, sarà aggiunta una nuova unità di compressione (TC-1) da 25 MW di potenza nominale che avrà lo scopo di incrementare la capacità di stoccaggio della Centrale mentre la macchina TC-6 sarà messa fuori esercizio e successivamente dismessa.





## **Centrale di Trattamento**

Lo scopo dell'Impianto di Trattamento è quello di disidratare il gas naturale proveniente dal giacimento fino ai valori di qualità previsti dal codice di rete: mediamente la pressione di esercizio è di 70 bar.

L'impianto di Trattamento è composto dai seguenti principali elementi:

- unità disidratazione gas e misura fiscale;
- unità rigenerazione glicole;
- varie unità di servizio;
- iniezione di liquido per prevenire la formazione di idrati;
- tubazioni dedicate al trasporto di gas naturale.

A seguito delle modifiche previste dal presente Rapporto Preliminare di Sicurezza non saranno apportate variazioni alla Centrale di Trattamento.

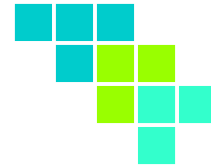
## **Area Cluster**

Le aree Cluster sono costituite dai seguenti elementi:

- pozzi muniti di croce di erogazione;
- separatori di prova in uscita Cluster;
- valvola regolatrice di pressione;
- iniezione di liquido per prevenire la formazione di idrati;
- tubazioni dedicate al trasporto di gas naturale.

Non sarà effettuata alcuna modifica nelle aree Cluster a seguito dell'installazione del nuovo turbocompressore TC-1 per cui si rimanda al RdS ed. 2017 per la descrizione dettagliata dei processi e delle apparecchiature.





### B.3.3 Schemi a blocchi, schemi di processo semplificati e schemi di marcia

Si riporta in allegato la seguente documentazione:

- **Allegato B.3.3-1** lo schema a blocchi complessivo delle attività dello Stabilimento;
- **Allegato B.3.3-2** gli schemi di processo semplificati (per le fasi di iniezione ed erogazione);
- **Allegato B.3.3-3** i P&ID delle linee gas principali relative alla modifica (i restanti P&ID sono a disposizione presso lo Stabilimento).

### B.3.4 Capacità produttiva

L'attività svolta presso lo Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza è quella di stoccaggio di gas naturale.

Nella tabella seguente sono riportati i dati relativi alle portate nominali dello stabilimento, autorizzate dagli Enti, nelle fasi di iniezione (stoccaggio) ed erogazione (trattamento).

Tali valori si riferiscono alle condizioni iniziali di erogazione e di iniezione con temperature ambiente e pressione di aspirazione/consegna particolarmente favorevoli.

	Portata giornaliera (Sm <sup>3</sup> /g)
Iniezione (stoccaggio)	25.000.000
Erogazione (trattamento)	58.500.000

In **Allegato B.3.4** è inoltre riportata la tabella dei flussi annui delle sostanze pericolose in entrata ed in uscita dallo Stabilimento, nella quale sono precisati la tipologia di trasporto, il numero dei vettori annui interessati e le portate.

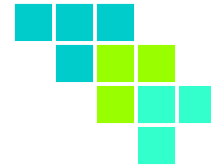
### B.3.5 Informazioni relative alle sostanze pericolose

Le informazioni sulle sostanze e/o miscele pericolose presenti nello Stabilimento, coinvolte dalla presente modifica, e riportate in Allegato 1 del D.Lgs. 105/15, sono contenute nelle schede di sicurezza riportate in **Allegato I.2**. Per le altre sostanze pericolose presenti nello Stabilimento si rimanda al RdS ed. 2017.

Le schede di Sicurezza sono elaborate in accordo al Regolamento "Registration, Evaluation, Authorisation and restriction of Chemical substances – REACH e 1272/2008/CE Classification, Labelling and Packaging – CLP".







### B.3.5.1 Classificazione delle sostanze

La sostanza classificata come pericolosa ai sensi del D.Lgs. 105/2015, presente nell'unità soggetta alla modifica di cui al presente Rapporto Preliminare di Sicurezza, è il gas naturale. Nella tabella seguente, con riferimento al citato Decreto, si riporta la classificazione di pericolo e la frase di rischio H del gas naturale aggiornata al Regolamento CE n. 1272/2008 e s.m.i. Per la classificazione delle altre sostanze pericolose presenti nello Stabilimento si rimanda al RdS ed. 2017.

SOSTANZA	N. CAS	FRASI DI RISCHIO
Gas naturale	68410-63-9	H220 – Gas estremamente infiammabile

La scheda di sicurezza del gas naturale è riportata in **Allegato I.2**.

Si precisa comunque che sia il gas naturale che il metano sono esclusi dall'obbligo di registrazione (poiché richiamate al punto 7 dell'allegato V del REACH). Pertanto non è necessario che nella scheda di sicurezza siano indicati gli scenari di esposizione.

### B.3.5.2 Fasi dell'attività in cui le sostanze pericolose intervengono o possono intervenire

Di seguito si riportano le fasi nelle quali interviene il gas naturale, ricadente nel campo di applicazione del D.Lgs.105/2015, presente in Stabilimento e oggetto della presente modifica.

- **Gas naturale:** in sintesi, il gas naturale interviene in due fasi, che si alterneranno durante un anno di esercizio:
  - ❖ la fase di iniezione del gas nei pozzi, generalmente concentrata nel periodo tra aprile e ottobre, che consiste nello stoccare il gas naturale, proveniente dalla rete Snam Rete Gas, nel giacimento tramite i pozzi e previa compressione;
  - ❖ la fase di erogazione del gas, generalmente concentrata nel periodo tra ottobre e aprile durante la quale il gas naturale viene erogato, disidratato e riconsegnato alla rete Snam Rete Gas;





### B.3.5.3 Quantità effettiva massima prevista

Nella tabella seguente si riportano le massime quantità previste di sostanze classificate pericolose ai sensi del D.Lgs. 105/2015 che possono essere presenti in Stabilimento e oggetto della presente modifica.

Numero CAS	Nome comune	Frase di rischio rilevanti ai sensi del D.Lgs. 105/2015	Quantità limite per l'applicazione di: [t]		Massima quantità presente [t]
			Requisiti di soglia inferiore	Requisiti di soglia superiore	
<i>Allegato 1 - parte 1 e parte 2</i>					
68410-63-9	Gas naturale (*)	H220	50	200	3.092.205 (giacimento)
					154 + 34 (impianto)

(\*) Hold-up del giacimento e degli impianti presenti nella centrale di trattamento, nella centrale di compressione e negli impianti aree cluster.

Da quanto riportato in tabella, risulta che lo Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza è soggetto agli obblighi di cui agli articoli 13, 14 e 15 del D. Lgs. 105/2015 in quanto detiene gas naturale in quantità superiori a quelle indicate nella colonna 3 dell'Allegato I Parte 2 del Decreto citato.

La modifica comporterà un aumento di hold-up in impianto poiché è prevista l'installazione della nuova unità di compressione che comprende le apparecchiature e le tubazioni afferenti.

APS S.p.A. ha effettuato un calcolo sulle quantità di gas interessate dalla modifica. L'aumento di hold-up previsto è pari a 34 tonnellate con un aumento di gas naturale in impianto pari al 22%. Il calcolo è stato effettuato tenendo conto dell'hold-up relativo alla TC-1 di nuova installazione e di quello relativo alla TC-6 che sarà in seguito dismessa, al netto delle apparecchiature per le quali sono stati ipotizzati gli stessi volumi. La stima dei volumi delle tubazioni dell'unità di compressione TC-6 è stata effettuata considerando la loro lunghezza pari a -10% rispetto a quella delle tubazioni della TC-1 in via conservativa.

In **Allegato I.4** è riportata la tabella riepilogativa dell'inventario aggiornato delle sostanze, presenti nello Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza, secondo il formato tabellare previsto nel D.Lgs. 105/15.





#### **B.3.5.4 Comportamento chimico e/o fisico nelle condizioni normali e/o anomale di utilizzo**

Nelle condizioni normali di utilizzo non sono presenti comportamenti chimici e/o fisici delle sostanze tali da originare fenomeni di instabilità.  
Per un maggiore dettaglio delle caratteristiche chimiche/fisiche delle sostanze presenti si rimanda alle schede di sicurezza in **Allegato I.2**.

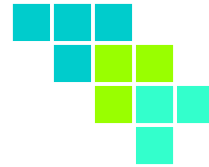
#### **B.3.5.5 Sostanze che possono originarsi in condizioni anomale di esercizio**

L'attività svolta nello Stabilimento è quella di stoccaggio e movimentazione del gas naturale; non avvengono pertanto lavorazioni che possono comportare rischi di trasformazione chimica di tale sostanza.

#### **B.3.5.6 Incompatibilità delle sostanze**

In tutte le condizioni di utilizzo, le sostanze presenti non sono incompatibili tra loro.





## **C. SICUREZZA DELLO STABILIMENTO**

### **C.1 ANALISI DELL'ESPERIENZA STORICA INCIDENTALE**

#### **C.1.1 Problemi noti di Salute e Sicurezza**

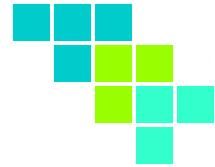
##### **Sanità e sicurezza dei lavoratori (D. Lgs. 624/96)**

I rischi infortunistici e igienistico ambientali a cui sono esposti i lavoratori sono stati valutati nel Documento di Salute e Sicurezza (DSS) elaborato ai sensi dell'art. 6 - D.Lgs.624/96 e comprensivo dei contenuti previsti dall'art. 28 del D. Lgs. 81/08 e s.m.i.. Il documento contiene, inoltre, l'individuazione delle misure di prevenzione e protezione adottate per l'eliminazione e/o mitigazione dei rischi, nonché il programma delle misure ritenute opportune per garantire nel tempo il miglioramento dei livelli di sicurezza. Si precisa che i contenuti del DSS, previsti dall'art.10 - D. Lgs 624/96, sono trattati nei Documenti di Salute e Sicurezza Coordinati (DSSC) predisposti nel rispetto di quanto previsto nell'art, 9 Comma 2b, del D. Lgs 624/96 per ogni Luogo di Lavoro ricadente nel campo di applicazione della normativa mineraria.

I rischi trattati nel Documento di Salute e sicurezza sono:

- Incendio;
- Movimentazione manuale dei carichi;
- Videoterminali;
- Rumore;
- Vibrazioni;
- Campi elettromagnetici;
- Radiazioni ottiche artificiali e naturali;
- Agenti chimici;
- Agenti cancerogeni;
- Amianto/FAV;
- Agenti biologici;
- Protezione contro le esplosioni-Fulminazione;
- Radiazioni ionizzanti;
- Microclima;
- Stress lavoro correlato;
- Differenze genere, età e linguistiche;
- Lavoratrici gestanti, puerpere o in periodo di allattamento;
- Security;
- Attrezzature;
- Elettrico;
- Ambienti confinati;
- Lavoro in quota;
- Bevande alcoliche.





Le caratteristiche in termini di sanità e sicurezza delle sostanze presenti sono descritte nelle relative schede di sicurezza, per le quali si rimanda al paragrafo B.3.5.1 del presente Rapporto di Sicurezza.

### **Sicurezza (rischio di incidenti rilevanti D. Lgs. 105/2015)**

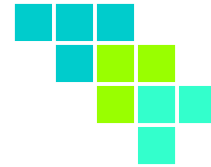
L'attività svolta dalla Stogit nello Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza è quella di stoccaggio del gas naturale.

I rischi per la sicurezza, intesi come rischio di incidenti rilevanti, vengono valutati nelle analisi di cui al presente Rapporto di Sicurezza.

Il principale rischio è costituito dalla presenza di gas naturale, sostanza estremamente infiammabile che può dare luogo a rischio di incendio ed esplosione.

Per la trattazione di questi rischi si rimanda al Capitolo C.4 del presente Rapporto di Sicurezza.





## C.1.2 Esperienza storica e fonti di informazione relative alla sicurezza di impianti simili

Una prima valutazione della sicurezza dello Stabilimento in esame deriva dall'esperienza storica, con riferimento ad impianti che utilizzano nel loro ciclo produttivo le stesse sostanze pericolose.

Nel seguito sono trattati i punti relativi alla sicurezza degli impianti ed all'esperienza storica relativa agli eventi pericolosi che hanno coinvolto impianti simili che contengono le stesse sostanze impiegate nello Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza.

L'analisi è stata condotta sia attraverso banche dati esterne sia in base all'esperienza operativa di Stogit sui propri impianti.

### C.1.2.1 Esperienza storica esterna

È stata condotta una ricerca mediante consultazione della banca dati degli incidenti FACTS ("Failure and Accidents Technical information System), dell'ente "TNO Industrial and External Safety".

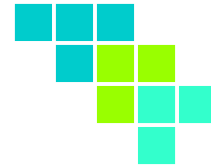
All'interno di tale banca dati sono registrati informazioni riguardanti circa 25700 incidenti accaduti nei siti industriali negli ultimi 90 anni in tutto il mondo, aggiornata ad Ottobre 2013.

L'estrazione degli incidenti è aggiornata ad Aprile 2016 e, sulla base delle sostanze trattate nello Stabilimento Stogit e oggetto di modifica, è stata condotta con i seguenti criteri:

Sostanza	Tipologia di attività	Tipologia di sito industriale
Gas naturale	Processo	Impianto di processo gas
	Stoccaggio	

Di seguito si riportano i risultati relativi all'analisi degli incidenti estratti dalla banca dati FACTS con i criteri sopra esposti, mentre l'**Allegato C.1.2-1** ne contiene i report.



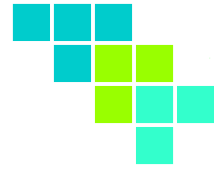


## Gas naturale

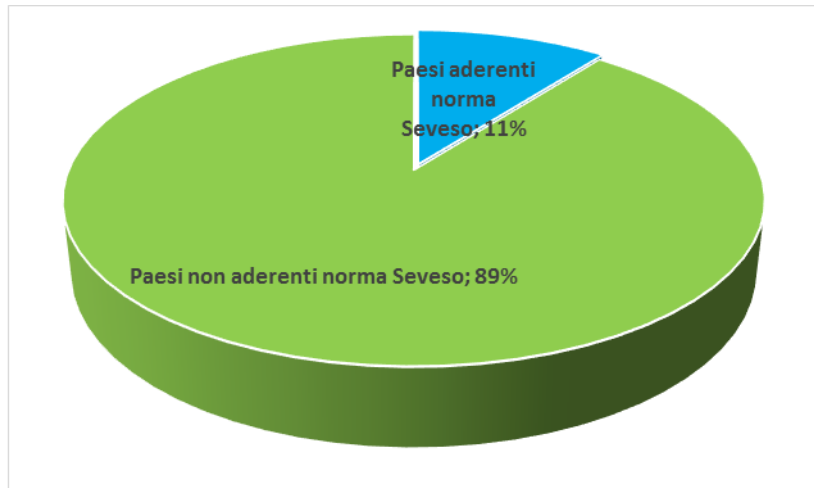
Relativamente al gas naturale, risultano complessivamente disponibili circa 2230 incidenti; tuttavia solo 28 risultano assimilabili ai processi e alle condizioni tipici di uno Stabilimento Stogit. Si riporta di seguito un elenco di tali eventi.

n.	Tipo di impianto	Fase attività	Anno	Paese
1	Gas process plant	Processo	2012	USA
2		Processo	2012	USA
3		Processo	2012	Messico
4		Processo	2012	USA
5		Processo	2010	USA
6		Processo	2006	Austria
7		Processo	2006	USA
8		Processo	2004	Indonesia
9		Processo	2004	USA
10		Processo	2003	USA
11		Processo	2003	USA
12		Processo	2002	Canada
13		Processo	2002	Azerbaijan
14		Processo	2002	USA
15		Processo	2002	USA
16		Processo	2002	Malesia
17		Processo	2001	Canada
18		Processo	2001	Canada
19		Processo	2000	Australia
20		Processo	2000	Australia
21		Processo	2000	USA
22		Processo	1994	Nigeria
23		Processo	1990	USA
24		Processo	1981	USA
25		Processo	1978	India
26		Processo	1976	Australia
27		Stoccaggio	1996	Regno Unito
28		Stoccaggio	1985	Regno Unito

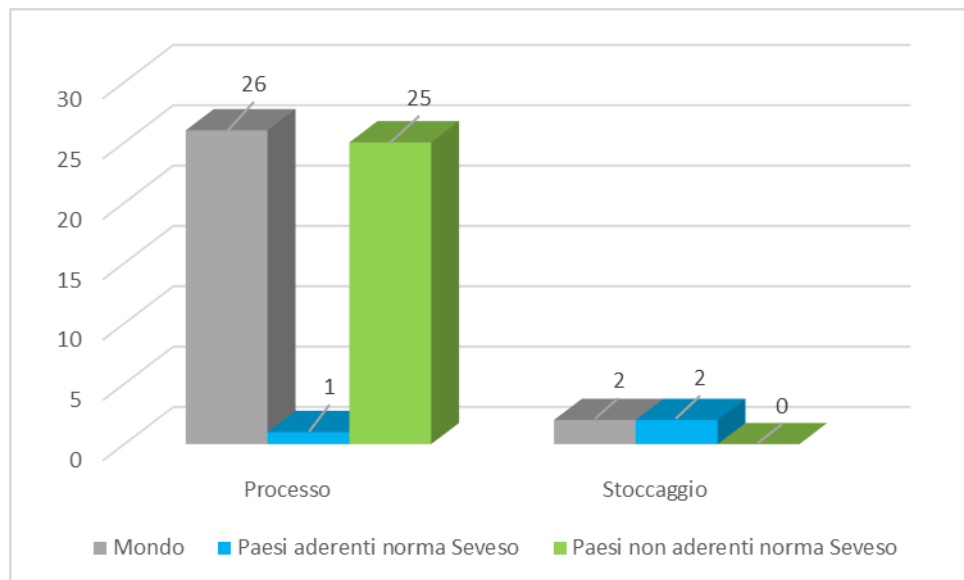




In particolare, soltanto 3 sono accaduti nei Paesi che hanno recepito le normative europee per il controllo del pericolo degli incidenti rilevanti, come mostrato nel grafico seguente:



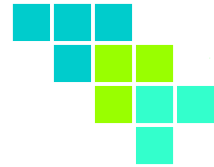
Il grafico seguente mostra invece il dettaglio della ripartizione degli incidenti avvenuti nei Paesi che hanno recepito le normative europee per il controllo del pericolo degli incidenti rilevanti e quelli avvenuti nel resto del Mondo.



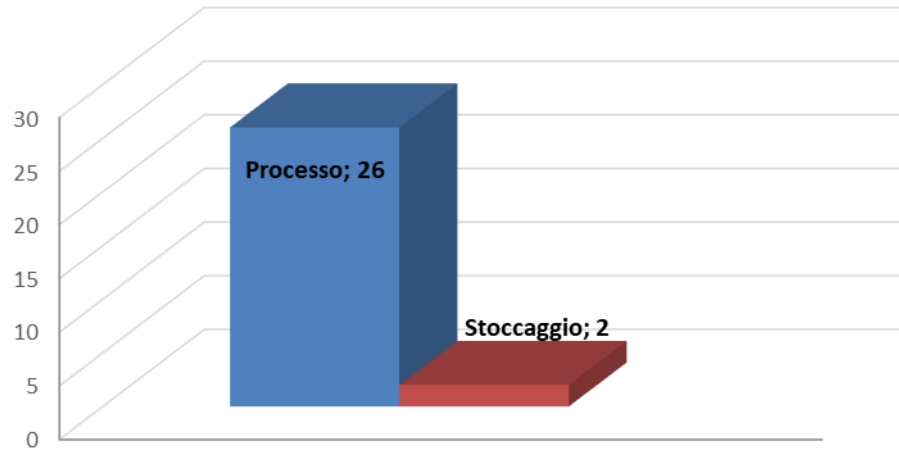
La maggior parte degli incidenti legati al Gas Naturale negli impianti di processo è attribuibile al processo (92,9%), in minor misura allo stoccaggio (7,1%), come si evince dal seguente istogramma.



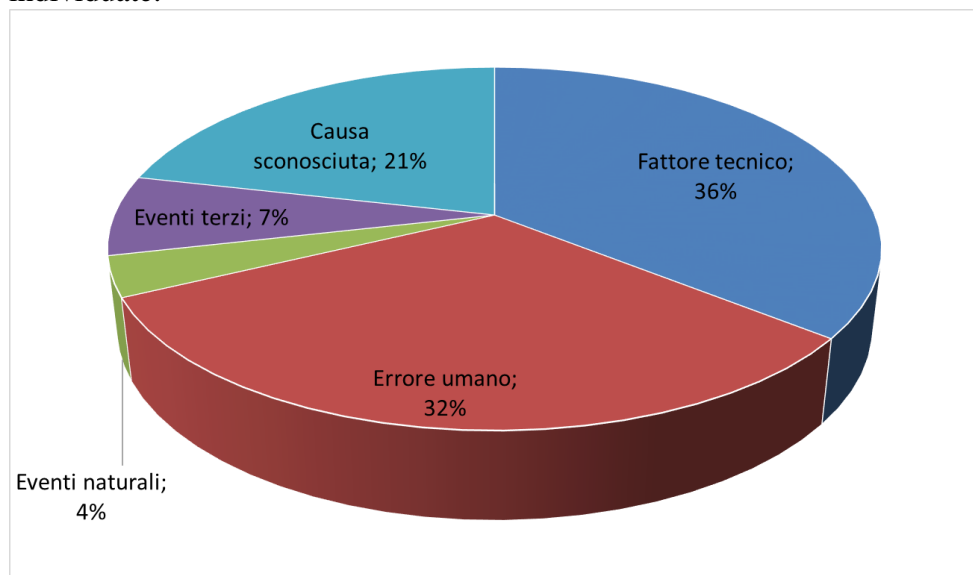




### n. incidenti negli impianti di processo gas

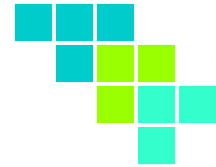


Di seguito si riporta la suddivisione di tali incidenti in funzione delle cause individuate:



Particolarmente interessante risulta essere l'analisi dettagliata delle cause degli incidenti: in tal modo, infatti, è possibile individuare le azioni correttive più efficaci, sia nella fase di progettazione che nella fase di manutenzione dell'impianto.



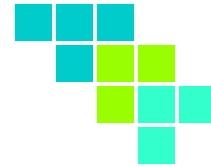


Nelle tabelle riportate nel seguito sono sviluppate con maggiore dettaglio le macro cause introdotte nel grafico precedente:

<b>FATTORI TECNICI (cause riconducibili a guasti propri dell'impianto)</b>		<b>n.</b>	<b>%</b>
Guasto elettrico		1	10%
Malfunzionamento strumentazione (valvole, trasmettitori..)		4	40%
Perdita da tubazione/apparecchiatura		2	20%
Rottura tubazione/apparecchiatura		3	30%
<b>EVENTI TERZI</b>		<b>n.</b>	<b>%</b>
Incendio		2	100%
<b>EVENTI NATURALI</b>		<b>n.</b>	<b>%</b>
Fulmine		1	100%
<b>FATTORE</b>	<b>ERRORE UMANO</b>	<b>n.</b>	<b>%</b>
M	Errore durante la fase di manutenzione	3	33%
E	Errore durante la fase di campionamento	1	11%
E	Errore durante operazioni generiche	1	11%
M	Errore durante saldatura	1	11%
O	Errore gestionale/procedurale	3	33%
Fattori che hanno indotto un errore umano:			
- Esercizio (E);			
- Manutenzione (M);			
- Organizzazione (O);			

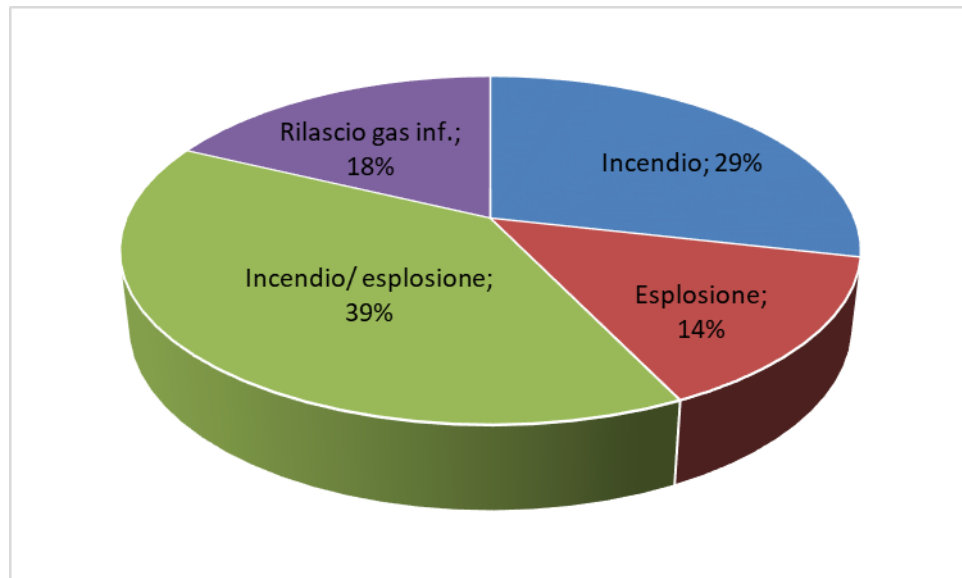
In base alla tabella sopra riportata, si evince che i principali fattori che hanno indotto un errore umano sono imputabili alla manutenzione (44%) e all'organizzazione (33%), e solo per il 22% all'esercizio.





A seguito della valutazione delle cause, si valutano le conseguenze degli eventi incidentali stessi.

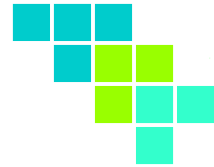
L'analisi storica mostra che gli effetti degli incidenti verificatisi negli impianti di processo di gas sono dovuti essenzialmente alle caratteristiche di infiammabilità ed esplosività delle sostanze, e si raggruppano principalmente nelle tipologie di incendio, esplosione o nella combinazione di entrambi:



Per la minimizzazione delle cause identificate occorre precisare che:

- viene effettuata formazione al fine di ridurre la probabilità di commettere errori operativi; in particolare il personale della manutenzione, prima di procedere alle operazioni, viene informato e formato sui rischi specifici connessi all'impianto ed alla propria attività e sui rischi interferenziali tra attività da svolgere e l'impianto in cui si svolge l'attività.
- la scelta della componentistica e la sua corretta installazione e manutenzione seguono procedure di Società, al fine di ridurre la probabilità di causare incidenti per difetti meccanici; in particolare vi sono specifiche procedure di sicurezza per il mantenimento della piena efficienza delle apparecchiature attraverso piani di manutenzione annuali, al fine di prevenire eventuali guasti e malfunzionamenti di origine meccanica;
- gli eventi esterni tra cui sabotaggi vengono minimizzati considerato che lo Stabilimento risulta recintato in tutte le sue parti. Inoltre lo Stabilimento risulta presidiato durante le ore diurne e telecontrollato 24 ore su 24.





### C.1.2.2 Esperienza storica interna

I risultati presentati nel presente capitolo sono dedotti dall'analisi degli eventi significativi occorsi negli stabilimenti Stogit a partire dal 2006, tracciati sulla base della normativa del sistema di gestione HSE in vigore alla data degli eventi stessi.

In seguito all'ingresso nel campo di applicazione della Direttiva Seveso, Stogit ha implementato un'apposita istruzione operativa, la STG-IOP-063 "Rapporto di incidente rilevante, quasi-incidente, anomalia di funzionamento", che definisce i criteri, le responsabilità e le modalità operative dell'analisi post-incidentale in linea con i requisiti previsti dal D. Lgs. 105/2015. Attualmente l'istruzione operativa STG-IOP-063 è stata aggiornata e sostituita dall'istruzione tecnica STG-SPP-ITL011 "Analisi di incidente, quasi incidente e anomalia in attività soggetto a rischio di incidente rilevante" che ne recepisce i contenuti.

In **Allegato C.1.2-2** si riporta il registro degli eventi occorsi in tutti gli Stabilimenti Stogit dal 2006.





## **C.2 REAZIONI INCONTROLLATE**

### **C.2.1 Reazioni fortemente esotermiche o difficili da controllare**

Con riferimento a quanto indicato ai precedenti punti del paragrafo B.3.5 e sulla base delle informazioni fornite dall'Azienda, nello Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza non sono ipotizzabili, nel normale processo produttivo, "reazioni incontrollate, fortemente esotermiche, pericolose per la loro velocità" tali da originare rischi. Le modifiche oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza non varieranno tale condizione.

## **C.3 EVENTI METEOROLOGICI, GEOFISICI, METEOMARINI, CERAUNICI E DISSESTI IDROGEOLOGICI**

### **C.3.1 Condizioni meteorologiche prevalenti**

In **Allegato C.3.1** è riportato il dettaglio dei dati meteo, di seguito sintetizzati, forniti dalla Stazione di rilevamento ARPA Lombardia sita nel comune di Crema per il periodo 01/01/2013-31/12/2018.

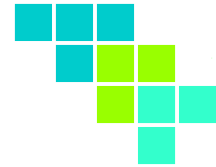
L'area presenta un clima di tipo continentale con forti escursioni termiche annue.

Le valutazioni relative alla temperatura media al suolo, ai valori di umidità relativa media ed ai valori relativi alla velocità del vento, sono state condotte relativamente al periodo Gennaio 2013 - Dicembre 2018.

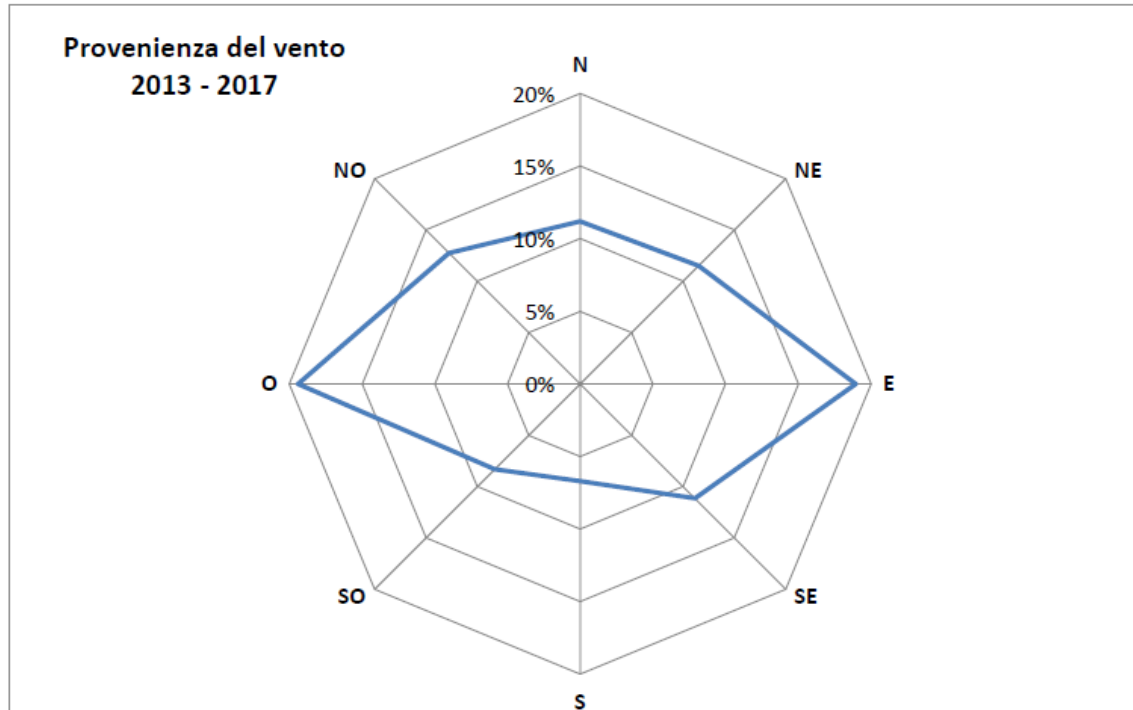
Durante tale periodo è stata osservata:

- **Temperatura media:** **14,8°C;**
  - Temperatura minima assoluta: -9,5°C;
  - Temperatura massima assoluta: 39,3°C;
  
- **Velocità media del vento:** **0,9 m/s;**
  - Velocità minima assoluta: 0 m/s;
  - Velocità massima assoluta: 8,5 m/s;
  
- **Direzione prevalente del vento:** **Est-Ovest.**





Di seguito si riporta il grafico con indicazione delle direzioni del vento nel periodo di registrazione dei dati.



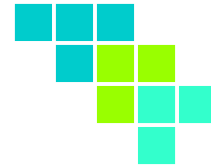
Si osserva che nel quinquennio oggetto di studio la direzione prevalente risulta essere Ovest (19% delle occasioni) e direzione Est (19% delle occasioni).

- **Piuvosità media:** **0,1 mm/h;**
- Piuvosità minima assoluta: 0 mm/h;
- Piuvosità massima assoluta: 36,0 mm/h.

Le precipitazioni, complessivamente di modesta quantità (inferiori a 1000 mm annui), sono ben distribuite durante l'anno; i massimi si registrano solitamente nelle stagioni autunnali o primaverili, con prevalenza statistica per il mese di novembre. I mesi meno piovosi risultano essere Luglio, Settembre e Gennaio.

- **Umidità relativa media:** **79,1%;**
- Umidità relativa minima: 13,2 %;
- Umidità relativa massima: 100 %.





### C.3.2 Cronologia degli eventi geofisici, meteomarini, ceraunici e dei dissesti idrogeologici

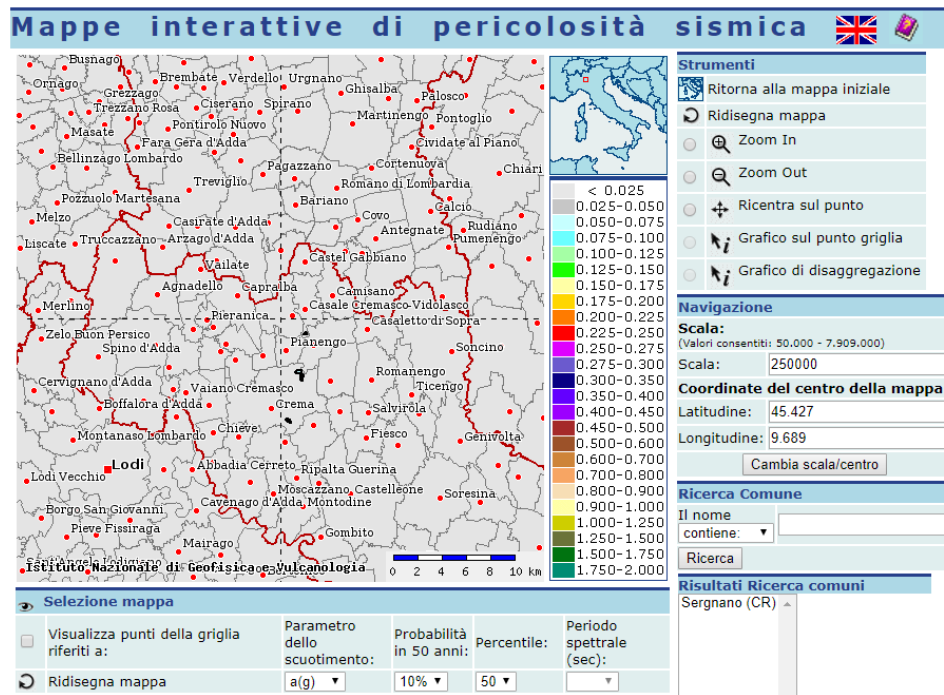
#### C.3.2.1 Terremoti

L'area ove è ubicato lo Stabilimento è classificata come “Zona Sismica 3”, in accordo al D.G.R. 11/07/2014 n.X/2129, a cui corrispondono dei valori di accelerazione massima ( $a_g$ ) compresi tra 0,05 e 0,15, come riportato nella tabella di pericolosità sismica di cui alla O.P.C.M. 3519/06.

Zona sismica	Accelerazione massima ( $a_g$ ) <sup>1</sup>	Descrizione
1	$a_g > 0.25$	Zona più pericolosa, in cui possono verificarsi forti terremoti
2	$0.15 < a_g \leq 0.25$	Nei comuni di questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti
3	$0.05 < a_g \leq 0.15$	<b>Zone in cui i Comuni sono soggetti a scuotimenti modesti</b>
4	$a_g \leq 0.05$	E' la meno pericolosa, con basse possibilità di danni sismici

Suddivisione delle zone sismiche in relazione all'accelerazione di picco su terreno rigido (in verde la classificazione per Sergnano).

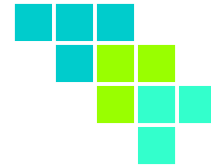
Tali valori sono inoltre confermati dalla mappa di pericolosità sismica della zona<sup>2</sup> (scala 1:250.000).



<sup>1</sup> Con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni.

<sup>2</sup> <http://esse1-gis.mi.ingv.it/>





### Cronologia eventi sismici

I dati riportati all'interno del Rapporto di Sicurezza appartengono alla banca dati ISIDE "Italian Seismic Instrumental and parametric Data-basE", ove vengono pubblicati parametri di terremoti localizzati in tempo reale durante il servizio di sorveglianza sismica e i parametri ipocentrali rivisti giornalmente dagli analisti dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (Centro Nazionale Terremoti), pubblicati nel Bollettino Sismico italiano. I segnali sismici e le fasi provengono dalla Rete Sismica Nazionale Italiana o da altre reti locali, regionali e nazionali che appartengono ad altre istituzioni italiane o estere.

Per quanto riguarda la zona in esame, è stata effettuata una ricerca di carattere storico sui fenomeni sismici registrati.

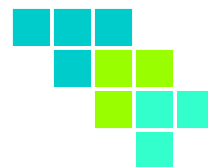
La ricerca è stata centrata sul comune di Sergnano e condotta su un raggio di 20 km, non corrispondente all'estensione del giacimento che è inferiore, ma distanza minima per avere una base statistica significativa.

Di seguito si riportano, per il territorio su cui sorge lo Stabilimento, i fenomeni sismici registrati in banca dati:

Data	Latitudine	Longitudine	Profondità (km)	Magnitudo (Scala Richter)
14/01/1985	45.487	9.835	10.0	2.7
28/01/1986	45.583	9.845	6.1	2.3
17/07/1986	45.323	9.633	19.7	2.6
27/09/1986	45.518	9.48	5.0	2.4
30/12/1986	45.495	9.499	18.5	2.6
24/04/1987	45.349	9.8	10.0	2.2
29/01/1988	45.551	9.81	9.9	2.6
09/03/1988	45.603	9.602	5.0	2.2
23/10/1988	45.498	9.824	12.4	2.5
23/10/1988	45.535	9.857	6.4	2.5
20/03/1989	45.508	9.872	16.4	2.4
20/10/1989	45.48	9.87	4.3	2.5
27/03/1990	45.5	9.857	10.5	3.0
20/09/1991	45.579	9.809	7.6	2.9
05/11/1991	45.495	9.51	16.2	2.7
29/01/1992	45.527	9.785	14.7	2.5
14/02/1994	45.485	9.513	23.5	2.0
29/10/1995	45.606	9.925	4.8	3.9
24/12/1996	45.369	9.566	5.0	3.0
01/06/1999	45.563	9.77	12.9	2.6
26/12/1999	45.481	9.453	15.8	2.9
02/02/2002	45.273	9.485	5.0	2.7







Data	Latitudine	Longitudine	Profondità (km)	Magnitudo (Scala Richter)
14/07/2002	45.389	9.509	15.5	2.8
29/04/2003	45.256	9.482	3.4	2.4
19/10/2004	45.583	9.813	13.1	2.5
02/05/2005	45.383	9.533	9.6	1.7
11/10/2005	45.537	9.91	29.1	2.4
06/07/2006	45.405	9.944	5.0	1.7
05/12/2007	45.322	9.483	3.3	3.0
25/10/2008	45.539	9.858	10.2	1.7
28/12/2008	45.593	9.929	10.0	1.4
17/12/2009	45.562	9.574	24.9	2.5
24/06/2010	45.36	9.507	5.0	1.6
01/07/2010	45.558	9.784	3.8	1.3
20/10/2015	45.541	9.588	32.0	2.0
27/10/2015	45.457	9.542	44.5	2.1
14/12/2015	45.295	9.597	38.0	2.6
19/12/2015	45.597	9.732	7.6	1.6
09/02/2016	45.51	9.71	34	2.2
26/03/2016	45.37	9.53	32	2.0
15/05/2016	45.49	9.76	35	2.2
10/09/2016	45.48	9.65	33	3.3
13/09/2017	45.52	9.66	35	1.6
19/06/2018	45.54	9.73	25	2.0

Si osserva che il massimo valore di magnitudo registrata risulta essere 3,9 gradi della scala Richter.





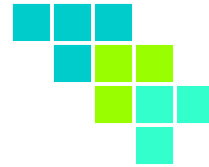
#### C.4 ANALISI DEGLI EVENTI INCIDENTALI

L'analisi di rischio riportata in seguito ed effettuata per valutare i rischi connessi alla nuova unità TC-1 di Sergnano non segue la metodologia del RdS ed. 2017 di Sergnano ma quella definita ed utilizzata nel documento *“Approfondimenti metodologici relativi all'analisi statistico-storica condotti a seguito delle prescrizioni di cui alla com. uff. 2251 del 23/01/2018 del CTR Lombardia”* presentato al CTR Lombardia in data 07/11/2018 (Prot.675/AMPIR/MB).

L'approccio usato prevede, in sintesi, i seguenti passaggi:

- analisi operativa Hazop (effettuata in tale sede per la nuova unità di Compressione TC-1);
- alberi di guasto;
- stima delle frequenze di accadimento delle ipotesi da analisi statistico-storica (TNO Purple Book ed. 2005);
- alberi degli eventi al fine di considerare anche il sistema di rilevazione fonometrico;
- aggiornamento analisi storica basata sull'esperienza operativa degli impianti Stogit oltre che da banche dati e/o letteratura internazionale;
- applicazione della linea guida ministeriale del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco (*“Guida alla lettura e alla valutazione dei Rapporti di Sicurezza”*, 1995) per quanto riguarda la modellazione del rilascio da tubazioni;
- utilizzo della miscela di gas naturale al fine di meglio rappresentare il comportamento in caso di rilascio accidentale la sostanza in prevalenza presente sugli impianti;
- utilizzo del software Phast per i rilasci di gas in pressione;
- tempi di intervento degli scenari incidentali legati alla presenza del sistema fonometrico;
- utilizzo di dati sperimentali per la stima del grado di confinamento/congestionamento delle aree impiantistiche, in caso di rilascio di sostanze infiammabili;
- stima dell'irraggiamento termico generato dal Jet Fire.





#### **C.4.1.0 Analisi Preliminare per l'individuazione delle Unità critiche dello Stabilimento**

Nel presente paragrafo si riporta l'analisi preliminare condotta mediante il metodo indicizzato proposto nell'Allegato II del D.P.C.M. 31/03/1989.

Questa analisi consente la classificazione degli impianti di processo e di stoccaggio in aree a rischio mediante l'attribuzione di fattori che vanno a definire degli indici di rischio.

Il fine di detta classificazione è quello di fornire un quadro immediato e sintetico del grado di sicurezza delle unità di Impianto e di stoccaggio prese nel loro insieme e singolarmente, così da poter individuare quelle aree sulle quali eventualmente approfondire l'indagine, qualora l'indice di rischio globale "intrinseco" evidenziasse delle situazioni particolari.

Il giacimento di gas naturale non è stato identificato come unità logica oggetto del metodo indicizzato, in quanto la maggior parte dei parametri richiesti per la valutazione risulterebbero non applicabili, e a fronte di una difficoltà oggettiva nel ricondurre il giacimento ad un insieme di apparecchiature. Il livello di rischio associato al giacimento è stato valutato secondo quanto riportato negli Allegati C.4.1-1 e C.4.1-2 al RdS ed. 2017.

Il primo passo per attuare il metodo proposto consiste nella suddivisione dello Stabilimento in unità omogenee, dette aree critiche. Queste si possono definire come una parte dell'impianto che può essere logicamente caratterizzata come entità fisica separata. Indipendente dall'essere separata fisicamente (o potenzialmente separabile) dalle unità adiacenti, una unità si distingue per:

- la natura del processo condotto;
- le sostanze contenute;
- le condizioni operative.

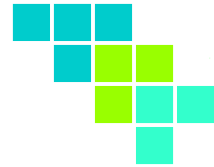
In particolare, per ogni unità vengono riportate le scelte effettuate (ad es. sostanza predominante dell'unità), le valutazioni dei parametri e le relative motivazioni.

Per ciascuna unità si sono indicate anche le misure di sicurezza volte a ridurre il numero di incidenti e la dimensione potenziale degli stessi, scegliendole tra gli elementi proposti nell'Allegato II del D.P.C.M. sopracitato.

Per ciascuna unità logica sono stati determinati 5 indici:

- Indice d'incendio, F;
- Indice di esplosione confinata, C;
- Indice di esplosione in aria, A;
- Indice di rischio generale, G;
- Indice di rischio tossico, T.





In particolare, i valori di indice generale G dipendono in maniera diretta principalmente da:

- quantitativo di sostanza pericolosa considerato;
- pressione di esercizio;
- pericolosità della sostanza;
- layout delle apparecchiature che compongono l'unità.

I valori di indice generale G compensato tengono conto inoltre delle protezioni installate, tra cui principalmente:

- sistemi di controllo;
- criteri di progettazione delle apparecchiature;
- sistemi di intercettazione e antincendio;
- caratteristiche delle apparecchiature che compongono l'unità.

Nel seguito viene riportato l'elenco delle apparecchiature principali delle varie unità considerate, mentre negli **Allegati C.4.1.0\_A** e **C.4.1.0\_B** sono riportate rispettivamente le schede di dettaglio in cui sono evidenziati i valori degli indici, prima e dopo l'applicazione dei fattori compensativi, e le planimetrie con l'indicazione delle unità identificate.

#### **C.4.1.0.1 Elenco delle unità e criteri seguiti per il calcolo degli hold-up**

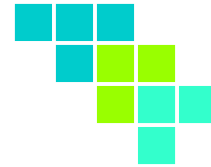
Le unità individuate sono quelle ritenute più rappresentative per lo Stabilimento, in accordo ai colloqui con i tecnici di Stabilimento.

I criteri utilizzati per la determinazione degli hold-up sono basati sulla valutazione individuale di tutte le apparecchiature (colonna, serbatoio, recipienti, scambiatori, ecc.) contenenti le sostanze pericolose; per tutte queste, si è valutato il volume partendo dai dati geometrici e successivamente si è valutata la frazione di volume utile occupata dalle sostanze pericolose.

Le densità dei prodotti considerati sono le seguenti:

- $d_{\text{GAS NATURALE}} = 0,81 \text{ kg/m}^3$ .





Le unità individuate nel vigente Rapporto di Sicurezza sono le seguenti:

Unità	Descrizione	Metodo indicizzato	Componenti dell'unità
1	Campo di stoccaggio gas/cluster	D.P.C.M. 31/03/1989	Le apparecchiature considerate nell'unità sono le tubazioni in arrivo dai cluster dal confine della centrale fino ai separatori.
2	Colonne di disidratazione	D.P.C.M. 31/03/1989	Le apparecchiature che fanno parte dell'unità sono le colonne di separazione acqua dal gas D1/D13 ed i separatori bifase per il glicole VA100 e VA101 e le relative tubazioni annesse.
3	Stoccaggio metanolo in Centrale	D.M. 20/10/98	L'unità considera il serbatoio di stoccaggio di metanolo in Centrale e l'area di travaso.
4	Misura fiscale	D.P.C.M. 31/03/1989	Le apparecchiature che fanno parte dell'unità sono i misuratori fiscali e le relative linee a valle delle colonne di disidratazione.
5	Aspirazione e filtri compressore	D.P.C.M. 31/03/1989	L'unità tiene conto delle linee interrato e fuori terra di aspirazione, e dei filtri posizionate su di esse.
6	Compressione gas	D.P.C.M. 31/03/1989	Le apparecchiature considerate nell'unità sono i turbocompressori, gli scambiatori ad aria e le turbine a gas.
7	Linee di trasferimento ad alta pressione	D.P.C.M. 31/03/1989	Tale unità si riferisce alle linee che vanno, in fase di iniezione, dalla mandata del compressore fino ai separatori.
8	Cluster A (*)	D.P.C.M. 31/03/1989	Le apparecchiature che fanno parte dell'unità sono le valvole di testa pozzo, i separatori e le tubazioni.
9	Pompe metanolo cluster A	D.M. 20/10/98	L'unità considera le pompe di iniezione di metanolo del Cluster A.
10	Stoccaggio metanolo Cluster A	D.M. 20/10/98	L'unità considera il serbatoio di stoccaggio di metanolo del Cluster A e l'area di travaso.

\* Il metodo indicizzato è stato applicato al Cluster A al fine di rappresentare il livello di rischio degli altri Clusters.

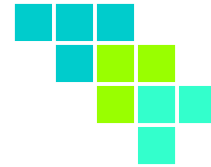
Le unità interessate dalla modifica oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza saranno le n. 5, 6 e 7.

#### C.4.1.0.2 Sintesi dei risultati ottenuti

Di seguito si riassumono i risultati ottenuti dall'Analisi preliminare effettuata sulle aree oggetto di modifica dell'Impianto di Compressione, in accordo al D.P.C.M. 31/03/1989.

Ove si faccia riferimento ai valori limiti proposti dall'I.S.P.E.S.L. (Rivista Prevenzione Oggi, Volume I, Gennaio 1990), si ottiene la seguente ripartizione del numero di unità in relazione alla categoria di rischio generale (Indice "G"), per quanto riguarda le schede compilate in accordo al D.P.C.M. 31/03/1989.





Indice di Rischio Generale Compensato G	Categorie di Rischio Generale Compensato G	N. di Unità
0 – 20	Lieve	<b>1</b>
20 – 100	Basso	<b>1</b>
100 – 500	Moderato	<b>1</b>
500 – 1100	Alto I	<b>0</b>
1100 – 2500	Alto II	<b>0</b>
2500 – 12500	Molto Alto	<b>0</b>
12500 - 65000	Grave	<b>0</b>
oltre 65000	Gravissimo	<b>0</b>

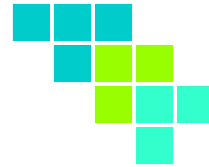
Per quanto riguarda le unità calcolate con il D.M. 20/10/98 (sostanze infiammabili e/o tossiche), l'indice di Rischio Generale Compensato, (Indice "G"), in accordo al metodo proposto in Appendice II del D.M. 20/10/1998, **risulta pari ad "A" e "B", corrispondenti ai livelli di rischio più basso.**

UNITÀ 5- ASPIRAZIONE E FILTRI COMPRESSORE				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,34	LIEVE	0,09	LIEVE
C	2,25	BASSO	0,43	LIEVE
A	807,28	MOLTO ALTO	111,85	ALTO
<b>G</b>	536,54	ALTO I	56,06	BASSO

UNITÀ 6 – COMPRESSIONE GAS				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	0,05	LIEVE	0,01	LIEVE
C	2,45	BASSO	0,52	LIEVE
A	380,24	ALTO	52,68	MODERATO
<b>G</b>	170,36	MODERATO	10,87	LIEVE

UNITÀ 7 - LINEE DI TRASFERIMENTO AD ALTA PRESSIONE				
INDICE	VALORE INIZIALE	CATEGORIA	VALORE FINALE COMPENSATO	CATEGORIA
F	1,68	LIEVE	0,47	LIEVE
C	2,40	BASSO	0,58	LIEVE
A	461,15	MOLTO ALTO	79,87	MODERATO
<b>G</b>	771,26	ALTO I	100,73	MODERATO





## **C.4.1 Identificazione eventi (cause iniziatrici) e scenari incidentali**

### **Impianti di superficie**

Nei paragrafi successivi è riportata l'analisi delle frequenze delle ipotesi incidentali individuate per l'installazione del nuovo turbocompressore.

### **C.4.1.1 Metodologia utilizzata per l'individuazione degli eventi (cause iniziatrici) e relativa frequenza**

#### **C.4.1.1.1 Tecniche utilizzate per l'individuazione delle ipotesi incidentali (cause iniziatrici)**

Le cause iniziatrici degli eventi incidentali ragionevolmente credibili vengono individuate mediante:

- Analisi Operativa (Hazop) delle sezioni impiantistiche più critiche al fine di identificare cause e protezioni delle ipotesi incidentali analizzate;
- Analisi da dati di tipo statistico-storico (letteratura) attraverso la metodologia individuata nella banca dati “*Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005*”.

Tali tecniche si applicano alle unità prese in considerazione nell'applicazione del metodo indicizzato.

#### **Identificazione delle ipotesi incidentali mediante Analisi operativa delle sezioni impiantistiche più critiche (Hazop)**

L'analisi operativa permette di valutare possibili deviazioni dalle condizioni di regime di funzionamento, andando ad individuare le cause e le conseguenze elementari che, concatenate tra loro, possono portare all'accadimento di una causa iniziatrice.

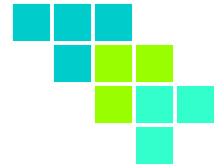
L'analisi operativa è applicata con risultati apprezzabili a sistemi complessi, dove i rischi sono dovuti principalmente a deviazioni delle condizioni di funzionamento.

È stato condotto un HazOp sulla nuova unità di Compressione di futura installazione e oggetto del presente Rapporto Preliminare di Sicurezza.

La scelta delle ipotesi incidentali, coerentemente con il campo di applicazione dell'analisi operativa, è stata condotta sulla base della criticità delle operazioni e in base al grado di protezione di processo esistente.

Si ritiene opportuno osservare che l'analisi operativa ha considerato l'assetto impiantistico così definito: esercizio degli impianti con controllo in modalità remota (Dispacciamento).





## **Identificazione delle ipotesi incidentali mediante Analisi Statistico-Storica**

La tecnica analitica di tipo “statistico-storica” compie un’analisi macroscopica degli eventi incidentali caratteristici delle apparecchiature connesse con la linea in esame. Senza approfondire la sequenza logica che porta al verificarsi della causa iniziatrice, questa determina i punti critici delle installazioni esaminate e fornisce una stima approssimata della frequenza di accadimento.

Per l’impianto in esame, l’analisi è stata condotta utilizzando la banca dati “*Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005*”.

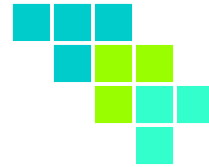
L’impianto oggetto di analisi è stato suddiviso in “*sezioni isolabili*”, dove per sezione isolabile si intende una parte d’impianto compresa tra almeno due valvole automatiche consecutive, che rimane isolata dal resto dell’impianto a seguito dell’intervento di ESD (Emergency Shut Down) o PSD (Process Shut Down).

Le sezioni isolabili includono apparecchiature e tubazioni che sono state considerate, per la conduzione della presente analisi, separatamente ai fini della stima delle frequenze di rottura, così come riportato dal TNO Purple Book, trattandosi di elementi distinti con ratei di guasto e fori di rottura differenti.

Per ogni apparecchiatura e tubazione compresa all’interno della sezione isolabile, è prevista l’assegnazione di una specifica frequenza, fornita all’interno della banca dati sopra citata.







#### C.4.1.1.2 Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali

##### Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali mediante alberi di Guasto

Le frequenze relative alle cause iniziatrici individuate attraverso l'analisi operativa vengono determinate attraverso la tecnica quantitativa dell'albero dei guasti (Fault Tree Analysis).

Gli alberi di guasto sono costruiti avvalendosi dei risultati dell'analisi operativa, combinando tra di loro le diverse "cause" e le "mancate protezioni". Per determinare la frequenza di accadimento dell'evento incidentale, si procede alla quantificazione degli alberi di guasto.

La quantificazione dell'albero di guasto è effettuata con l'ausilio del codice "Isograph" della Reliability Workbench (ultima versione disponibile alla data della presente relazione).

In funzione dei ratei di guasto, dei tempi di riparazione e delle frequenze di test attribuiti ai primari, si ottengono le frequenze di accadimento su base annua degli eventi incidentali selezionati. Ad ogni singolo evento primario, che entra nella quantificazione dell'albero di guasto, sono attribuiti i parametri di affidabilità ricavati da banche dati componenti specializzate.

Le banche dati componenti utilizzate nell'analisi sono:

- Oreda participant, OREDA Handbook, Offshore Reliability Data Handbook, 5<sup>th</sup> Edition, 2009;
- Sintef Technology and Society, SINTEF, Reliability Data for Safety Instrumented System, PSD Data Handbook 2013 Edition.

Per quanto riguarda i tempi di verifica delle attrezzature critiche (allarmi, PSV e sistemi di blocco), gli alberi di guasto tengono conto di valori specifici adottati dallo Stabilimento, anziché della banca dati sopra riportata.

In particolare si è considerato:

- per le PSV un tempo di test pari a 2 anni;
- per i sistemi di blocco un tempo di test pari a 1 anno;
- per gli allarmi un tempo di test pari a 1 anno.

Inoltre:

- non sono state considerate quali protezioni le indicazioni di strumenti in campo;
- il rateo di guasto attribuito ai controllori di processo è quello che corrisponde al guasto di una scheda di tipo "multifunction controller" del sistema di controllo.





Si precisa che la frequenza di accadimento di un'ipotesi incidentale è stata calcolata considerando che tutte le cause e le mancate protezioni occorrono contemporaneamente e a condizione che siano mantenuti tutti i tempi di test e di riparazione dei componenti adottati in un albero di guasto.

### **Determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali mediante analisi statistico-storica**

La determinazione della frequenza di accadimento delle ipotesi incidentali, necessarie per l'applicazione dell'analisi statistico-storica, è stata effettuata analizzando i dati storici riportati nella banca dati "Guideline for quantitative risk assessment, TNO, Purple book, 2005" di seguito richiamati per le apparecchiature di processo in funzione delle varie tipologie di rottura.

#### **a) Apparecchiature in pressione**

Item	Riferimento	Rilascio istantaneo dell'intero hold-up	Rilascio continuo dell'intero hold-up in 10 min	Rilascio continuo da un foro di 10 mm di diametro
		occ/anno	occ/anno	occ/anno
Apparecchiatura in pressione	TNO Purple Book ed. 2005	$5,0 \cdot 10^{-7}$	$5,0 \cdot 10^{-7}$	$1,0 \cdot 10^{-5}$

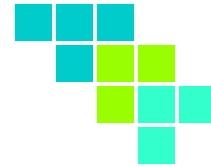
Tabella 1: ratei di guasto recipienti in pressione, TNO Purple Book ed. 2005

Stogit, nei suoi Stabilimenti, predispone e attua la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti adottando un Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) conforme all'Allegato 3 del D. Lgs. 105/2015; tale documento è redatto secondo le linee guida definite all'Allegato B del citato decreto. Si precisa inoltre che le procedure e le istruzioni operative che costituiscono il SGS Stogit fanno parte di un sistema di gestione più ampio, integrato anche con aspetti ambientali, di salute e sicurezza dei lavoratori e di qualità.

Secondo quanto previsto dal SGS tutte le apparecchiature presenti negli stabilimenti sono oggetto di manutenzione, al fine di salvaguardarne la sicurezza, l'efficienza e la continuità di servizio. Le operazioni di manutenzione sono effettuate secondo permessi di lavoro specifici.

Inoltre la movimentazione degli automezzi è regolamentata da apposita procedura; per evitare che i serbatoi possano essere danneggiati, ogni automezzo ha l'obbligo di circolare ad una velocità non superiore a 20 km/h. Nel caso di impiego di mezzi di sollevamento nelle aree dello stabilimento, sono previste particolari misure di sorveglianza, al fine di svolgere il lavoro secondo le procedure di sicurezza riportate nei Documenti Salute e Sicurezza dell'Impianto.





A seguito delle osservazioni effettuate, si possono ritenere non ragionevolmente ipotizzabili i rilasci istantanei e rilasci dell'intero hold-up entro 10 minuti che, pertanto, non saranno valutati nel prosieguo dell'analisi.

#### b) Compressori

Item	Riferimento	Foro > 75 mm	Foro > 25 mm e ≤ 75 mm	Foro ≤ 25 mm
		occ/anno	occ/anno	occ/anno
Compressore Centrifugo	HSE, 2012	$2,9 \cdot 10^{-6}$	$2,7 \cdot 10^{-4}$	$1,2 \cdot 10^{-2}$
Compressore Alternativo	HSE, 2012	$1,4 \cdot 10^{-5}$	$3,3 \cdot 10^{-3}$	$8,6 \cdot 10^{-2}$

Tabella 2: ratei di guasto compressori centrifughi, HSE 2012.

Nel TNO Purple Book non sono riportate le frequenze di rottura per i compressori per cui sono stati considerati i ratei di guasto riportati dal HSE, Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments, 2012. Secondo quanto riportato dal HSE, il foro di rilascio da considerare per l'analisi coincide con le dimensioni dei tubi in ingresso o in uscita dal compressore stesso.

#### c) Air cooler

Item	Riferimento	Rilascio istantaneo dell'intero hold-up	Rilascio continuo dell'intero hold-up in 10 min	Rilascio continuo da un foro di 10 mm di diametro
		occ/anno	occ/anno	occ/anno
Scambiatore di calore	TNO Purple Book ed. 2005	$5,0 \cdot 10^{-5}$	$5,0 \cdot 10^{-5}$	$1,0 \cdot 10^{-3}$

Tabella 3: ratei di guasto scambiatori di calore, TNO Purple Book ed. 2005

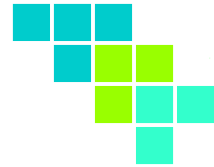
Per gli scambiatori valgono le stesse considerazioni effettuate per le apparecchiature in pressione pertanto risultano non ragionevolmente ipotizzabili rilasci istantanei e rilasci dell'intero hold-up entro 10 minuti.

#### d) Serbatoi

Item	Riferimento	Rilascio istantaneo dell'intero hold-up	Rilascio continuo dell'intero hold-up in 10 min	Rilascio continuo da un foro di 10 mm di diametro
		occ/anno	occ/anno	occ/anno
Serbatoio	TNO Purple Book ed. 2005	$5,0 \cdot 10^{-6}$	$5,0 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^{-4}$

Tabella 4: ratei di guasto scambiatori di calore, TNO Purple Book ed. 2005





Per i serbatoi valgono le stesse considerazioni effettuate per le apparecchiature in pressione pertanto risultano non ragionevolmente ipotizzabili rilasci istantanei e rilasci dell'intero hold-up entro 10 minuti.

#### e) Tubazioni

Item	Riferimento	Rottura parziale	Rottura totale
		occ/anno/m	occ/anno/m
Tubazioni DN < 3"	TNO Purple Book Ed. 2005	$1,0 \cdot 10^{-6}$	$5,0 \cdot 10^{-6}$
Tubazioni 3" ≤ DN ≤ 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$3,0 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-6}$
Tubazioni DN > 6"	TNO Purple Book Ed. 2005	$1,0 \cdot 10^{-7}$	$5,0 \cdot 10^{-7}$

Tabella 5: ratei di guasto tubazioni, TNO Purple Book ed. 2005

Il foro di rilascio per la rottura parziale di una tubazione considerato è pari al 10% del diametro della linea fino ad un massimo di 50 mm così come riportato nel TNO Purple Book.

#### **Approfondimento rotture di tipo "full bore"**

##### Bibliografia

Dall'analisi della Banca Dati FACTS (Failure and Accidents Technical information System) su un periodo storico di 90 anni emerge come, su 25.700 incidenti totali registrati, di cui 28 attribuibili al settore stoccaggio gas (impianti), solo 3 eventi incidentali sono stati classificati come rotture totali, di cui 2 incidenti avvenuti in fase manutentiva (quindi associabili ad errori operativi) e 1 di dinamica non nota. Le schede estrapolate dalla banca dati FACTS per i 28 eventi analizzati sono riportate in **Allegato C.1.2-1**.

Nella figura sottostante, tratta dal 10° report EGIG, sono riportate le frequenze di rottura suddivise per cause e dimensioni dei fori.



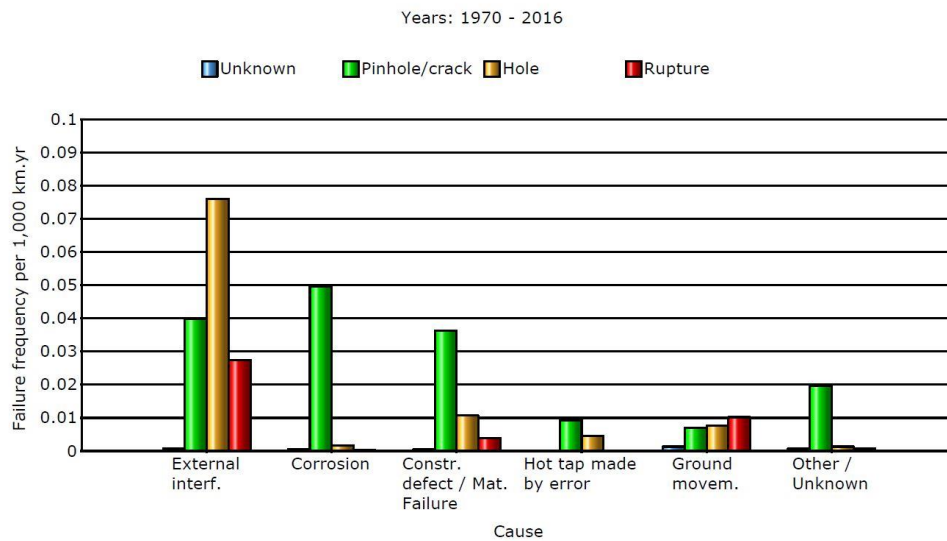
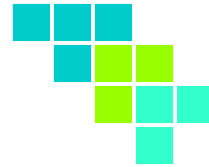


Grafico EGIG – relazione tra frequenza di rottura, causa e dimensione del foro (1970-2016)

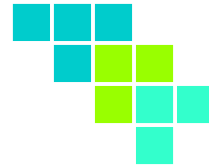
Come si può osservare dalla figura, la quasi totalità degli eventi di rottura totale (rupture) è dovuta ad interferenze esterne o a movimenti del terreno. Tali cause di rottura sono però caratteristiche per condotte di trasporto e pertanto non riconducibili alle tubazioni di impianto come quelle Stogit. In linea generale, è possibile constatare che le rotture full bore di tubazioni di grande diametro si considerano poco probabili in aree di impianto dato che si escludono situazioni particolarmente critiche in cui le tubazioni possano essere esposte a forze meccaniche elevate (i.e. collisione con mezzi pesanti etc.). Per le cause invece maggiormente applicabili agli impianti, la frequenza di rottura totale è pressoché nulla.

Dall’analisi del documento “On-site Natural Gas Piping – Scenarios and failure frequencies” pubblicato nel 2011 dall’Istituto Nazionale per la Salute Pubblica e per l’Ambiente Olandese, emerge che gli eventi di rottura totale registrati per danneggiamento di flange e tubazioni negli impianti di Gasunie (maggior operatore del gas in Olanda), risultano essere pari a zero, come mostrato dalla tabella seguente.

Leakage type	Number of incidents	Time period	Experience
Flange leak < 10 mm	34	12 years	956,760 years
Flange leak > 25 mm	1	20 years	1,594,600 years
Flange rupture	0	20 years	1,594,600 years
Pipeline leak	0	12 years	947,760 m.years
Pipeline rupture	0	12 years	947,760 m.years

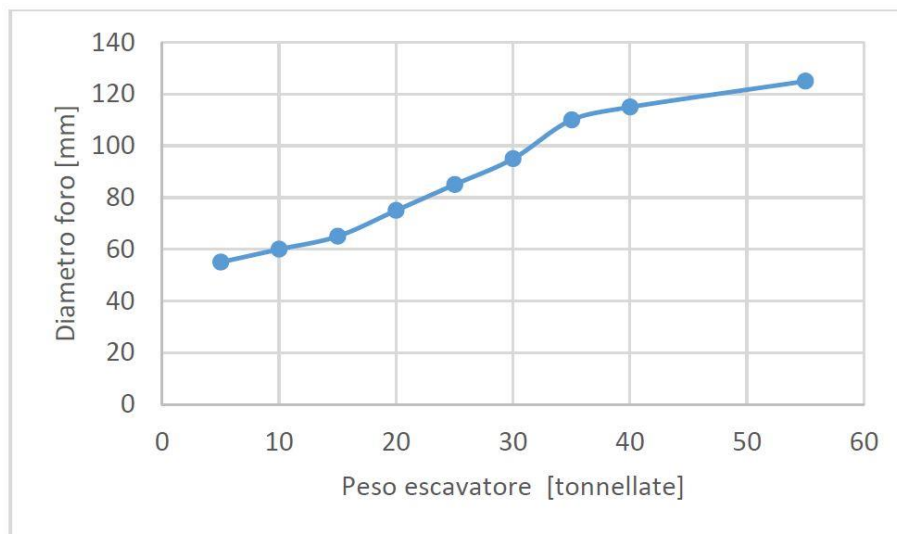
*On-site Natural Gas Piping – rilascio di gas negli impianti Gasunie*





### Studi Specifici

Il Politecnico di Torino ha eseguito per conto Stogit uno studio nominato “Resistenza a Penetrazione” in cui è stata calcolata l’energia meccanica necessaria per generare un foro di dimensioni rilevanti (nello studio è stato analizzato un foro passante di diametro equivalente pari a 4”) e capire quali possano essere le relative macchine operatrici che lo generano. Lo studio è stato effettuato per due tubazioni considerate come rappresentative per le tubazioni presenti in impianti Stogit ed è riportato in **Allegato C.4.1.1.2**.



*Diametro massimo del foro in funzione del peso dell’escavatore*

I risultati hanno portato a concludere che i danneggiamenti rilevanti possono derivare da situazioni estreme e cioè da escavatori molto grandi equipaggiati con denti per perforazione o del tipo “tiger” normalmente non utilizzati in impianti in esercizio.

In **Allegato C.4.1.1.2** è riportato inoltre lo studio “Analisi Leak vs Break Tubazioni effettuato da Rina Consulting per verificare l’eventualità che una rottura parziale (leakage) in una tubazione possa evolvere sino alla rottura completa delle tubazioni che Stogit utilizza normalmente nei propri impianti.

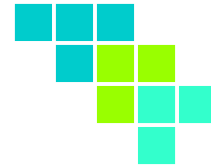
In conclusione lo studio mostra i seguenti risultati:

- Partendo da un foro circolare di 25,4 mm non si evolve in alcun caso alla rottura totale;
- Il massimo leak che può essere sopportato dalla tubatura nelle condizioni di esercizio varia da 64,1 mm e 124mm.

In aggiunta agli studi di approfondimento riportati va tenuto conto che:

- negli impianti Stogit sono previste misure organizzative di prevenzione del rischio di aggressione meccanica da personale sulle tubazioni di impianto. Tali misure prevedono: formazione dei lavoratori, permessi





di lavoro, procedure di manutenzione, piani di prevenzione (DSSC) che contengono prescrizioni specifiche per:

- movimentazione carichi;
  - uso macchine operatrici;
  - operazioni in quota;
  - operazioni meccaniche;
  - uso attrezzature manuali;
  - monitoraggio circolazione veicoli terze parti in impianto;
- sono previste misure organizzative di prevenzione del rischio di aggressione meccanica da esterni sulle tubazioni di impianto. Tali misure prevedono: recinzioni di impianto e dispositivi anti-intrusione, sistemi di videosorveglianza, etc.;
  - sono previste misure tecniche di prevenzione del rischio di aggressione meccanica sulle tubazioni di impianto. Tali misure prevedono: allarmi e blocchi (pressione e temperatura), protezione catodica per tubazioni interrati, indagini geologiche per tubazioni potenzialmente in aree a rischio, ottemperanza ai decreti PED, ispezioni con piggaggio, etc.
  - registro Incidenti/Quasi Incidenti Stogit: l'analisi della tipologia di incidenti/quasi incidenti avvenuti in impianti Stogit dimostra che le cause di incidenti sono associabili a difetti di corrosione/fabbricazione e i rari casi di incidenti con fori di rilascio maggiori sono associabili a cause di processo (i.e. formazione idrati nell'impianto di Ripalta, per il quale sono state adottate idonee contromisure impiantistico/procedurali). Non è stato infatti individuato nessun caso di incidente/quasi incidente provocato da impatti meccanici.

Benché non sia possibile escludere a priori rotture totali, nella presente analisi di rischio sono state considerate le rotture totali in termini di frequenza, considerando i ratei di guasto riportati nelle tabelle precedenti, ma i fori di rilascio sono stati considerati in accordo alla “Linea guida alla lettura dei Rapporti di Sicurezza” (Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, 1995).

I ratei di guasto riportati nelle tabelle precedenti sono stati corretti secondo la formula seguente:

$$F_{ip} = F_{iniz} \cdot F_{int} \cdot F_{SGS}$$

Dove:

$F_{ip}$  = Frequenza di accadimento ipotesi incidentale corretta (occ/anno)

$F_{iniz}$  = Frequenza di accadimento ipotesi incidentale iniziale (occ/anno, TNO Purple Book);

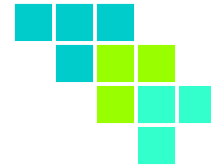
$F_{int}$  = Fattore correttivo per i tubi interrati

$F_{SGS}$  = Fattore correttivo legato al Sistema di Gestione della Sicurezza

I fattori correttivi applicati sono spiegati in dettaglio nei paragrafi successivi.







### Fattore correttivo per le tubazioni interrate

Per la stima delle frequenze di rottura delle tubazioni, è stato adottato un fattore correttivo nel caso di tubazioni interrate per le motivazioni riportate nel prosieguo del paragrafo.

I tassi di guasto desunti dal TNO Purple Book (Table 3.7) si riferiscono a tubi di processo fuori terra; per le tubazioni interrate invece il TNO rimanda genericamente ad altre fonti. Nell'appendice 3 dello stesso TNO Purple Book (DETAILED QRA) sono riportati in tabella 3.15 tassi di guasto per condotte interrate. Tali dati non sono stati ritenuti idonei per la conduzione della presente analisi in quanto non sono differenziati per classe di diametro delle tubazioni. È stata effettuata un'analisi critica dei dati di rottura delle tubazioni interrate riportate dal database EGIG.

EGIG è una cooperazione di 17 tra le maggiori compagnie di trasporto di gas naturale in Europa e possiede un ampio database di tutti i rilasci di gas avvenuti nelle loro condotte. Nel database sono raccolte le informazioni dei rilasci di gas dal 1970 ad oggi; l'ultimo report EGIG è stato pubblicato nel Marzo 2018 (GAS PIPELINE INCIDENTIS, 10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group, period 1970 – 2016).

I report EGIG forniscono informazioni utili sui trend incidentali che si sono sviluppati negli anni fornendo i tassi di guasto in funzione dei parametri di progetto delle condotte. I dati raccolti nel database EGIG non fanno riferimento a linee di produzione che possono coinvolgere altri componenti ma a condotte onshore localizzate fuori dai confini degli impianti e quindi prevalentemente interrate.

Il database EGIG contiene informazioni generali sui metanodotti Europei di trasmissione del gas e specifiche informazioni sugli incidenti tra cui: dimensione del foro, causa iniziale dell'incidente, presenza o meno di ignizione, conseguenze e altre informazioni specifiche relative ai vari rilasci incidentali.

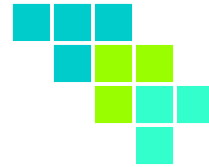
Si riporta di seguito la tabella 4 tratta dal 10° Report EGIG dalla quale si possono ricavare le frequenze di rottura in funzione della dimensione del foro e della causa di guasto:

Leak size	Failure frequency per 1,000 km-year					
	External interference	Corrosion	Construction defect / Mat. Failure	Hot tap made by error	Ground movement	Other and unknown
Rupture	0.0058	0.0000	0.0022	0.0000	0.0065	0.0007
Hole	0.0195	0.0007	0.0014	0.0014	0.0079	0.0014
Pinhole/crack	0.0166	0.0353	0.0224	0.0043	0.0065	0.0123
Unknown	0.0007	0.0014	0.0007	0.0000	0.0014	0.0007

Figura 1: Tabella EGIG – frequenza di rottura, causa e dimensione del foro (2007-2016)







I tatei di guasto riportati fanno riferimento a metanodotti di trasferimento del gas naturale, che si estendono per decine e decine di km e che hanno caratteristiche in parte diverse rispetto a quelle delle linee di collegamento interrato presenti all'interno degli Stabilimenti Stogit. Le linee interrate presenti negli Stabilimenti Stogit si estendono al massimo per qualche decina di metri e si sviluppano all'interno dei confini degli impianti. In virtù delle differenze riscontrate tra le caratteristiche delle condotte analizzate nei report EGIG e quelle delle linee interrate Stogit che si sviluppano all'interno dei confini degli impianti, tra le cause di rottura analizzate nella tabella precedente, si possono ragionevolmente escludere quelle relative all'interferenza esterna e al movimento del terreno. La percentuale degli incidenti avvenuti per le altre cause riportate in tabella è pari al 19% nel caso di rottura totale e al 15% nel caso di rottura di tipo "hole". Da tali percentuali è stato desunto un fattore correttivo delle frequenze di rottura delle tubazioni, pari a 0,19 nel caso di rotture totali e di 0,15 nel caso di rotture parziali, da applicare per i tratti di tubi interrati presenti negli Stabilimenti Stogit.

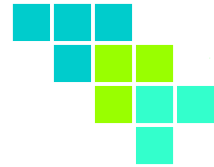
#### Fattore correttivo legato al sistema di gestione della sicurezza

Nel TNO Purple Book si riporta quanto segue: *“Various (international) projects have been initiated to assess the management system of an establishment and to evaluate the quality of the management by applying management factors to the failure frequencies. [...] management factors are not introduced in this document. The subject will be considered again with the update of the failure frequencies.”*. Il TNO Purple Book prevede quindi di implementare le frequenze di rottura riportate, in sede di aggiornamento del documento per tenere conto dei sistemi di gestione.

Si ritiene quindi giustificabile l'utilizzo di un fattore riduttivo legato al sistema di gestione della sicurezza. Poiché il TNO non ha ancora presentato un aggiornamento del documento citato si è fatto riferimento ad altre fonti per la stima del fattore di gestione.

Dalle fonti consultate (tra le quali lo Standard API 581) si evince che tale fattore può variare da un valore minimo pari a 0,1 a uno massimo pari a 10. L'applicazione di un fattore correttivo di gestione maggiore di 1, che determina un incremento delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali, è da prevedersi nel caso in cui lo Stabilimento non sia dotato di un Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS). La società Stogit, nei suoi Stabilimenti, predispone e attua una politica di prevenzione degli incidenti rilevanti adottando un Sistema di Gestione della Sicurezza conforme ai requisiti normativi riportati nell'Allegato 3 del D. Lgs. 105/2015; tale documento è redatto secondo le linee guida definite dall'Allegato B del citato decreto. Si precisa inoltre che le procedure e le istruzioni operative che costituiscono il SGS Stogit fanno parte di un sistema di gestione più ampio, integrato anche con aspetti ambientali, di salute e sicurezza dei lavoratori e di qualità.

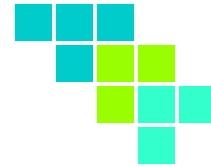




Allo scopo di mantenere sotto controllo il SGS nonché per valutare in modo continuativo la sua efficienza (attuazione del Documento di Politica e conseguimento degli obiettivi), sono pianificate verifiche interne di conformità, eseguite da personale opportunamente addestrato, indipendente da quello avente diretta responsabilità delle attività sottoposte a verifica. Le risultanze degli audit sono portate a conoscenza del Gestore affinché intraprenda, attraverso la propria struttura organizzativa, eventuali azioni correttive.

In conclusione Stogit adotta un Sistema di Gestione della Sicurezza conforme ai requisiti richiesti dalla legge e svolge delle verifiche periodiche interne di conformità; pertanto si ritiene plausibile l'applicazione di un fattore correttivo legato al sistema di gestione della sicurezza adottato negli Stabilimenti Stogit. Si è ritenuto plausibile l'utilizzo di un fattore correttivo determinato dall'applicazione della check list riportata nello Standard API 581 che porta ad un Management System Factor pari a 0,14 per gli Stabilimenti Stogit.





### C.4.1.1.3 Criteri per l'individuazione della classe di probabilità delle ipotesi e degli eventi incidentali

Ad ogni ipotesi incidentale individuata, in base alla frequenza di accadimento ottenuta, viene associata una "classe di probabilità", secondo quanto indicato nella seguente tabella tratta da "General Guidance on Emergency Planning within the CIMAHA (Control of Industrial Major Accident Hazards Regulation) regulation for Chlorine installation CIA (Chemical Industries Association)".

CLASSE DELL'EVENTO	FREQUENZA (occ/anno)
PROBABLE (probabile)	$> 10^{-1}$
FAIRLY PROBABLE (abbastanza probabile)	$10^{-2} \div 10^{-1}$
SOMEWHAT UNLIKELY (abbastanza improbabile)	$10^{-3} \div 10^{-2}$
QUITE UNLIKELY (piuttosto improbabile)	$10^{-4} \div 10^{-3}$
UNLIKELY (improbabile)	$10^{-5} \div 10^{-4}$
VERY UNLIKELY (molto improbabile)	$10^{-6} \div 10^{-5}$
EXTREMELY UNLIKELY (estremamente improbabile)	$< 10^{-6}$

La classificazione di cui sopra può essere espressa anche con riferimento alla classificazione qualitativa prevista dall'Allegato III al D.P.C.M. 31/03/89, utilizzata con una estensione come da tabella seguente.

FREQUENZA	CLASSE
Maggiore di 1 volta ogni 10 anni	Molto Alta
Tra 10 e 100 anni	Alta
Tra 100 e 1.000 anni	Media
Tra 1.000 e 10.000 anni	Bassa
Minore di 1 volta ogni 10.000 anni	Molto Bassa

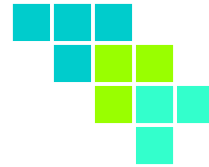
Dove le classi "Bassa, Media e Alta" assumono il seguente significato:

**BASSA:** improbabile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato.

**MEDIA:** possibile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato.

**ALTA:** evento che si può verificare almeno una volta nella vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato.





### **Soglia di credibilità per l'identificazione delle ipotesi ragionevolmente credibili**

L'analisi di sicurezza identifica una serie di ipotesi incidentali, sia sulla base dell'esperienza storica (analisi statistico-storica), sia sulla base di tecniche sistematiche d'indagine (analisi operativa).

Pur non essendovi uno specifico riferimento nella legislazione nazionale, il D.P.C.M. 31 Marzo 1989 (Paragrafo 2.3.4) richiede, una volta *“identificati gli eventi incidentali”*, *“un calcolo basato su ipotesi conservative nell'ipotesi di caso peggiore fra quelli credibili”*.

A livello internazionale si possono citare, tra i più importanti, i seguenti riferimenti relativi all'identificazione di criteri di accettabilità del rischio:

- US. Environmental Protection Agency (1990), *The National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan (NCP)*, Section 300.430(e), nel quale si cita espressamente il valore di  $10^{-6}$  come criterio generale di tolleranza dei rischi (*“The  $10^{-6}$  risk level shall be used as the point of departure for determining remediation goals”*).
- UK Government through HSE Health and Safety Executive (2007), *Proposals for revised policies to address societal risk around onshore non-nuclear major hazard installations*, nel quale si cita espressamente il valore di  $10^{-6}$  (*“For both workers and the public, an annual risk of death from an industrial activity of below 1 in 1,000,000 is considered to be a very low risk”*).

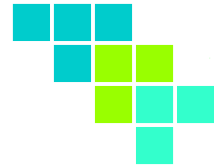
Il criterio utilizzato è di considerare un evento ragionevolmente credibile se caratterizzato da una frequenza di accadimento superiore o uguale a  $1 \cdot 10^{-6}$  occasioni/anno.

In considerazione di quanto sopra, nella presente analisi si suddividono gli eventi incidentali in:

- Eventi incidentali ragionevolmente credibili: quelli con frequenza di accadimento superiore o pari a  $1 \cdot 10^{-6}$  occasioni per anno.
- Eventi incidentali non ragionevolmente credibili che non vengono analizzati: quelli la cui frequenza di accadimento è inferiore a  $1 \cdot 10^{-6}$  occasioni per anno.

Per le ipotesi incidentali caratterizzati da una frequenza inferiore a  $1 \cdot 10^{-6}$  occasioni/anno e pertanto *“non ragionevolmente credibili”*, non sono stati identificati i possibili scenari incidentali.





#### C.4.1.2 **Ipotesi incidentali e relative frequenze di accadimento**

Nelle Tabelle successive si riportano i risultati riepilogativi ottenuti applicando i criteri riportati ai punti precedenti per la nuova sezione di compressione, in particolare:

- la prima Tabella riporta i risultati dell'applicazione della tecnica dell'albero di guasto;
- la Tabella successiva riporta una sintesi dei risultati ottenuti per l'analisi statistico storica. In **Allegato C.4.1.2\_C** si riportano i P&ID con l'identificazione delle sezioni isolabili la cui numerazione corrisponde alle ipotesi incidentali sotto riportate.

Nel seguito viene riportato il dettaglio di ciascuna ipotesi incidentale (nuove ipotesi incidentali connesse con l'unità di compressione TC-1, ipotesi incidentali che saranno modificate con l'introduzione della nuova unità di compressione e ipotesi incidentali che saranno eliminate a seguito della dismissione dell'unità di compressione TC-6).

##### **Legenda utile alla lettura delle Tabelle successive**

	Scenario remoto e non analizzato (frequenza di accadimento inferiore a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni/anno)
--	Scenario non applicabile per il caso in esame





**TABELLA FREQUENZA DI ACCADIMENTO DELLE IPOTESI INCIDENTALI INDIVIDUATE DALL'ANALISI OPERATIVA**

**(sono evidenziati con colorazione grigia le ipotesi la cui frequenza di accadimento è inferiore a  $1 \cdot 10^{-6}$  occasioni/anno)**

<b>N. Top</b>	<b>Unità di impianto/Item</b>	<b>Top Event</b>	<b>Frequenza di accadimento (occasioni/anno)</b>
L	Compressione – Turbina TC-1	Sovratemperatura della linea di mandata primo stadio TC-1	$3,4 \cdot 10^{-3}$
M	Compressione – Turbina TC-1	Sovratemperatura della linea di mandata secondo stadio TC-1	$3,4 \cdot 10^{-3}$
N	Compressione – Turbina TC-1	Pompaggio del compressore TC-1 con possibile danneggiamento dello stesso	$2,6 \cdot 10^{-5}$
O	Compressione – Turbina TC-1	Sovrappressione della linea di mandata 2° stadio del compressore TC-1	$2,0 \cdot 10^{-7}$

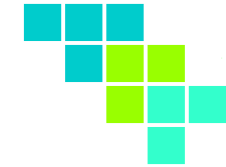




**TABELLA FREQUENZA DI ACCADIMENTO DELLE IPOTESI INCIDENTALI INDIVIDUATE  
TNO PURPLE BOOK ED. 2005**

N. Ipotesi incidentale	Unità	Descrizione	Item	Frequenza di accadimento (occasioni/anno)	
				Leak	Full bore
3a	Compressione	Aspirazione compressione (monte filtri)	Piping	$2,0 \cdot 10^{-6}$	$4,4 \cdot 10^{-7}$
3b	Compressione	Filtro S-1	1 filtro	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
3c	Compressione	Filtro S-2	1 filtro	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
3d	Compressione	Filtro S-3	1 filtro	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
3e	Compressione	Aspirazione compressione (valle filtri)	Piping	$1,7 \cdot 10^{-5}$	$3,9 \cdot 10^{-6}$
4b	Compressione	1° stadio TC-6	Compressore	Ipotesi eliminata	
			Piping		
4c	Compressione	1° stadio TC-1	Compressore	$4,1 \cdot 10^{-7}$	---
			Piping	$4,2 \cdot 10^{-6}$	$9,3 \cdot 10^{-7}$
5a	Compressione	Uscita 1° stadio TC-5	Filtro	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
			Air cooler	$1,4 \cdot 10^{-4}$	---
			Piping	$1,5 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-6}$
5b	Compressione	Uscita 1° stadio TC-6	Filtro	Ipotesi eliminata	
			Air cooler		
			Piping		
5c	Compressione	Uscita 1° stadio TC-1	Filtro	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
			Air cooler	$1,4 \cdot 10^{-4}$	---
			Piping	$1,4 \cdot 10^{-5}$	$2,9 \cdot 10^{-6}$

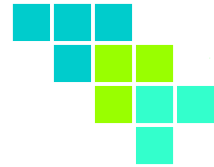




N. Ipotesi incidentale	Unità	Descrizione	Item	Frequenza di accadimento (occasioni/anno)	
				Leak	Full bore
5d	Compressione	Linea mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio TC-5	Piping	$8,9 \cdot 10^{-7}$	$2,1 \cdot 10^{-7}$
5e	Compressione	Linea mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio TC-1	Piping	$3,2 \cdot 10^{-7}$	$8,0 \cdot 10^{-8}$
6b	Compressione	2° stadio TC-6	Compressore	Ipotesi eliminata	
			Piping		
6c	Compressione	2° stadio TC-1	Compressore	$4,1 \cdot 10^{-7}$	---
			Piping	$3,2 \cdot 10^{-6}$	$6,5 \cdot 10^{-7}$
7a	Compressione	Uscita 2° stadio TC-5	Filtro	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
			Air cooler	$1,4 \cdot 10^{-4}$	---
			Piping	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-6}$
7b	Compressione	Uscita 2° stadio TC-1	Filtro	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
			Air cooler	$1,4 \cdot 10^{-4}$	---
			Piping	$1,4 \cdot 10^{-5}$	$2,8 \cdot 10^{-6}$
7c	Compressione	Mandata compressione	Piping	$9,1 \cdot 10^{-6}$	$2,2 \cdot 10^{-6}$







## **FREQUENZE DI ACCADIMENTO DA IPOTESI INDIVIDUATE CON L'ANALISI OPERATIVA (ALBERO DEI GUASTI)**

Le frequenze delle ipotesi incidentali individuata dall'Hazop sono stimate a mezzo della tecnica dell'albero dei guasti.

Per ciascuna ipotesi individuata dall'analisi Hazop segue una descrizione contenente:

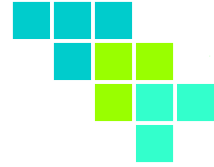
- Una premessa molto sintetica che richiami brevemente il fenomeno fisico originante l'evento, facendo riferimento alle condizioni di esercizio della sezione esaminata;
- Le cause iniziatrici con richiami alle apparecchiature e alla strumentazione della sezione;
- Le protezioni esistenti (progettate allo scopo di prevenire le cause iniziatrici) e l'ipotetico mancato intervento delle stesse che, in concomitanza all'accadimento delle cause, giustificheranno l'evento accidentale.

L'analisi operativa (Hazop), i cui risultati sono di seguito riportati, ha considerato le sole ipotesi incidentali identificate per l'installazione del nuovo turbocompressore TC-1. Si precisa che l'analisi di rischio tramite la metodologia HAZOP (Analisi di operabilità) è stata applicata in modo sistematico a tutti gli impianti dello Stabilimento per l'emissione del Rapporto di Sicurezza Ed. 2017.

Il dettaglio dell'analisi operativa (Hazop) condotta per le installazioni in esame è riportato in **Allegato C.4.1.2\_A** mentre gli alberi di guasto sono riportati in **Allegato C.4.1.2\_B**.

Di seguito si riporta invece una breve descrizione dei top event individuati.





### **Top event L (Analisi Operativa): Sovratemperatura della linea di mandata (primo stadio) del Compressore**

L'ipotesi avviene in caso di presenza delle cause e del mancato intervento delle protezioni.

#### CAUSE

La causa individuata per l'accadimento dell'ipotesi incidentale è:

- Mancanza di energia elettrica a tutti i motori dei ventilatori dell'aircooler E101 per guasto al quadro di distribuzione che alimenta i ventilatori oppure guasto del sistema di controllo ON/OFF di azionamento dei ventilatori del E101 attivato dal TSH151 (soglia software).

#### MANCATO INTERVENTO PROTEZIONI

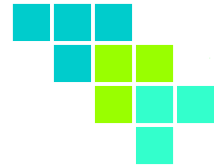
Per l'accadimento dell'ipotesi incidentale si ipotizza il mancato intervento della seguente protezione:

- Soglia di altissima temperatura TSHH151B che attraverso il PLC (S.C.U.) attiva in chiusura la valvola di blocco HSV106 (F.C.) sulla linea del gas di alimentazione alla turbina e apertura della valvola di vent HSV107. L'attivazione del blocco per alta temperatura è segnalata a S.C.U. (Sistema di Controllo Unità) locale (a STS è segnalato solo il blocco della turbina).

La frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale risulta pari a:

**$3,4 \cdot 10^{-3}$  occasioni/anno**





### **Top event M (Analisi Operativa): Sovratemperatura della linea di mandata (secondo stadio) del Compressore**

L'ipotesi avviene in caso di presenza delle cause e del mancato intervento delle protezioni.

#### CAUSE

La causa individuata per l'accadimento dell'ipotesi incidentale è:

- Mancanza di energia elettrica a tutti i motori dei ventilatori dell'aircooler E102 per guasto al quadro di distribuzione che alimenta i ventilatori oppure guasto del sistema di controllo ON/OFF di azionamento dei ventilatori del E102 attivato dal TSH152 (soglia software).

#### MANCATO INTERVENTO PROTEZIONI

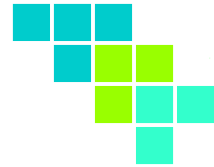
Per l'accadimento dell'ipotesi incidentale si ipotizza il mancato intervento della seguente protezione:

- Soglia di altissima temperatura TSHH154 che attraverso il PLC (S.C.U.) attiva in chiusura la valvola di blocco HSV106 (F.C.) sulla linea del gas di alimentazione alla turbina e apertura della valvola di vent HSV107. L'attivazione del blocco per alta temperatura è segnalata a S.C.U. (Sistema di Controllo Unità) locale (a STS è segnalato solo il blocco della turbina).

La frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale risulta pari a:

$$3,4 \cdot 10^{-3} \text{ occasioni/anno}$$





### **Top event N (Analisi Operativa): Pompaggio del compressore TC-1 con possibile danneggiamento dello stesso**

L'ipotesi avviene in caso di presenza delle cause e del mancato intervento delle protezioni.

#### CAUSE

La causa individuata per l'accadimento dell'ipotesi incidentale è:

1. Chiusura valvola HV101 per errore operativo di chiusura della stessa valvola per mezzo di HVS101;
2. Chiusura spuria valvola HSV101 oppure errore operativo di chiusura della stessa valvola per mezzo di HS101

#### MANCATO INTERVENTO PROTEZIONI

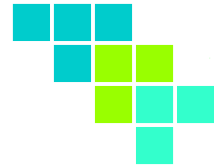
Per l'accadimento dell'ipotesi incidentale si ipotizza il mancato intervento delle seguenti protezioni:

1. Intervento regolatore antipompaggio (attivato da SCU) attivato da PDT151, PT151 (su linea aspirazione 1° stadio), PDT108 (su aspirazione 1° stadio), PT153 (mandata 1° stadio) e PT154 (mandata 2° stadio) con apertura della FV151 che ricicla in aspirazione al compressore;
2. Il fine corsa di chiusura della valvola HSV101 provoca l'arresto del compressore. L'attivazione della logica è segnalata a SCU.

La frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale risulta pari a:

$$2,6 \cdot 10^{-5} \text{ occasioni/anno}$$





## **Top event O (Analisi Operativa): Sovrappressione della linea di mandata 2° stadio del compressore TC-1**

L'ipotesi avviene in caso di presenza delle cause e del mancato intervento delle protezioni.

### CAUSE

Le cause individuate per l'accadimento dell'ipotesi incidentale sono:

1. Chiusura spuria HSV114 uscita 2° stadio compressore;
2. Chiusura spuria HSV116 uscita S102 in mandata 2° stadio;
3. Chiusura spuria HV104 mandata finale 2° stadio.

### MANCATO INTERVENTO PROTEZIONI

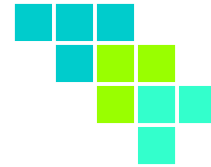
Per l'accadimento dell'ipotesi incidentale si ipotizza il mancato intervento delle seguenti protezioni:

- 1,2,3. Soglie di alta pressione PT102A/B/C che in logica 2oo3 attraverso SCU attiva in chiusura la valvola di blocco hPS102V (F.C.) sulla linea del gas di alimentazione alla turbina. L'attivazione del blocco per alta pressione è segnalata a SCU;
- 1,2,3. Il fine corsa di chiusura delle valvole provoca l'arresto del compressore. L'attivazione della logica è segnalata a SCU.

La frequenza di accadimento dell'ipotesi incidentale risulta pari a:

$$2,0 \cdot 10^{-7} \text{ occasioni/anno}$$





## FREQUENZE DI ACCADIMENTO DELLE IPOTESI INDIVIDUATE CON LA TECNICA DELL' ANALISI STATISTICO STORICA

Le frequenze delle ipotesi incidentali sono desunte dall'analisi statistico storica condotta con il TNO Purple Book ed. 2005. Nelle seguenti tabelle si riportano i risultati ottenuti.

### COMPRESSIONE

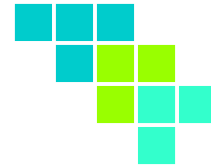
#### **Ipotesi 3a (Random) Rottura linee in aspirazione alla compressione (monte filtri)**

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	3A	Aspirazione Compressione (monte filtri)		
	DA	HSV-1	000-PID-0021-001	
	A	HSV-31	000-PID-0021-002	
		HSV-33	000-PID-0021-002	
		HSV-35	000-PID-0021-002	
Condizioni Operative	Pressione massima op.		146	bar
	Temperatura massima op.		25	°C
	Hold up		5,9	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionament o (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	0	8760	0,0E+00	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	101	8760	2,0E-06	4,4E-07

Diametro linea (")	Lunghezza tubazioni	
	Interrate (m)	Fuori terra (m)
24,36	15	86





### Ipotesi 3b (Random) Rottura filtro S-1

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

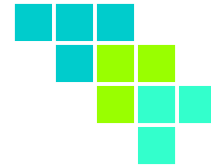
RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	3B	Filtro S-1		
	DA	HSV-31	000-PID-0021-002	
	A	HSV-32	000-PID-0021-002	
Condizioni Operative	Pressione massima op.		146	bar
	Temperatura massima op.		25	°C
	Hold up		1,1	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionamento (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	1	8760	1,4E-06	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	0	8760	0,0E+00	0,0E+00

### Ipotesi 3c (Random) Rottura filtro S-2

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	3C	Filtro S-2		
	DA	HSV-33	000-PID-0021-002	
	A	HSV-34	000-PID-0021-002	
Condizioni Operative	Pressione massima op.		146	bar
	Temperatura massima op.		25	°C
	Hold up		1,1	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionamento (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	1	8760	1,4E-06	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	0	8760	0,0E+00	0,0E+00





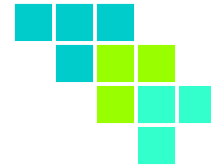
### Ipotesi 3d (Random) Rottura filtro S-3

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	3D	Filtro S-3		
	DA	HSV-35	000-PID-0021-002	
	A	HSV-36	000-PID-0021-002	
Condizioni Operative	Pressione massima op.		<b>146</b>	bar
	Temperatura massima op.		<b>25</b>	°C
	Hold up		<b>1,1</b>	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionamento (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	1	8760	1,4E-06	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	0	8760	0,0E+00	0,0E+00







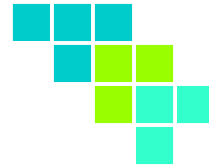
### **Ipotesi 3e (Random) Rottura linee in aspirazione alla compressione (valle filtri)**

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

<b>RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE</b>	3E	<b>Aspirazione Compressione (valle filtri)</b>		
	DA	HSV-32	000-PID-0021-002	
		HSV-34	000-PID-0021-002	
		HSV-36	000-PID-0021-002	
	A	HSV-43	000-PID-0021-002	
		HSV-501	000-PID-0021-005	
		HV-510	000-PID-0021-005	
		HSV-101	000-PID-0021-006	
		HV-110	000-PID-0021-006	
		HSV-7	000-PID-0021-007	
	HSV-3	000-PID-0021-007		
Condizioni Operative	<b>Pressione massima op.</b>		<b>146</b>	bar
	<b>Temperatura massima op.</b>		<b>25</b>	°C
	<b>Hold up</b>		<b>37,3</b>	t
	<b>Sostanza</b>		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionamento (ore/anno)	<b>Frequenza di rottura (occ/anno)</b>	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	0	8760	0,0E+00	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	1044	8760	1,7E-05	3,9E-06

<b>Diametro linee (")</b>	<b>Lunghezza tubazioni (m)</b>	
	<b>Fuori terra</b>	<b>Interrate</b>
20, 24, 36	101	943





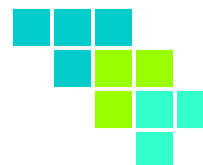
### **Ipotesi 4c (Random) Rottura linee connesse al 1° stadio del turbocompressore TC-1**

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	4C	Compressione 1° Stadio TC-1		
	DA	HSV-101	000-PID-0021-006	
	A	HSV-103	000-PID-0021-006	
		HSV-104	000-PID-0021-006	
		HSV-105	000-PID-0021-006	
HSV-113		000-PID-0021-006		
Condizioni Operative	Pressione massima op.		<b>146</b>	bar
	Temperatura massima op.		<b>25</b>	°C
	Hold up		<b>6,7</b>	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionament o (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	0	8760	0,0E+00	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	1	8760	4,1E-07	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	204	8760	4,2E-06	9,3E-07

Diametro linee (")	Lunghezza tubazioni (m)	
	Fuori terra	Interrate
12, 24	34	170





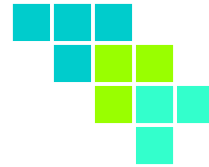
### Ipotesi 5a (Random) Rottura linee in uscita dal 1° stadio del turbocompressore TC-5

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	5A	Compressione uscita 1° Stadio TC-5		
	DA	HSV-504	000-PID-0021-005	
	A	HSV-517	#RIF!	
Condizioni Operative	Pressione massima op.		146	bar
	Temperatura massima op.		25	°C
	Hold up		4,0	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionamento (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	1	8760	1,4E-06	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	1	8760	1,4E-04	---
Piping	303	8760	1,5E-05	3,1E-06

Diametro linee (")	Lunghezza tubazioni (m)	
	Fuori terra	Interrate
8, 24	205	98





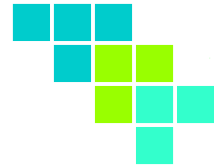
### **Ipotesi 5c (Random) Rottura linee in uscita dal 1° stadio del turbocompressore TC-1**

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

<b>RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE</b>	5C	<b>Compressione uscita 1° Stadio TC-1</b>		
	DA	HSV-104	000-PID-0021-006	
	A	HSV-117	000-PID-0021-006	
<b>Condizioni Operative</b>	<b>Pressione massima op.</b>		<b>146</b>	bar
	<b>Temperatura massima op.</b>		<b>25</b>	°C
	<b>Hold up</b>		<b>4,4</b>	t
	<b>Sostanza</b>		Gas naturale	
<b>Tipologia apparecchiatura</b>	<b>Numero o lunghezza (m) item</b>	<b>Ore funzionamento (ore/anno)</b>	<b>Frequenza di rottura (occ/anno)</b>	
			<b>Leak</b>	<b>Full Bore</b>
Pressure Vessel	1	8760	1,4E-06	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	1	8760	1,4E-04	---
Piping	279	8760	1,4E-05	2,9E-06

<b>Diametro linee (")</b>	<b>Lunghezza tubazioni (m)</b>	
	<b>Fuori terra</b>	<b>Interrate</b>
8, 24	189	90





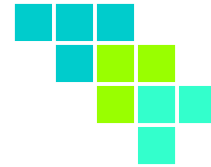
### **Ipotesi 5d (Random) Rottura linee mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio del turbocompressore TC-5**

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	5D	Linea mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio TC-5		
	DA	HSV-517	000-PID-0021-005	
	A	HV-510	000-PID-0021-005	
		HV-511	000-PID-0021-005	
	HSV-511	0		
Condizioni Operative	Pressione massima op.		<b>146</b>	bar
	Temperatura massima op.		<b>25</b>	°C
	Hold up		<b>2,1</b>	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionamento (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	0	8760	0,0E+00	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	68	8760	8,9E-07	2,1E-07

Diametro linee (")	Lunghezza tubazioni (m)	
	Fuori terra	Interrate
20	3	65





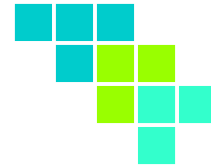
### **Ipotesi 5e (Random) Rottura linee mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio del turbocompressore TC-1**

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

<b>RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE</b>	<b>SE</b>	<b>Linea mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio TC-1</b>		
	<b>DA</b>	HSV-117	000-PID-0021-005	
	<b>A</b>	HV-110	000-PID-0021-005	
		HV-111	000-PID-0021-005	
		HSV-111	000-PID-0021-005	
<b>Condizioni Operative</b>	<b>Pressione massima op.</b>		<b>146</b>	bar
	<b>Temperatura massima op.</b>		<b>25</b>	°C
	<b>Hold up</b>		<b>2,9</b>	t
	<b>Sostanza</b>		Gas naturale	
<b>Tipologia apparecchiatura</b>	<b>Numero o lunghezza (m) item</b>	<b>Ore funzionamento (ore/anno)</b>	<b>Frequenza di rottura (occ/anno)</b>	
			<b>Leak</b>	<b>Full Bore</b>
Pressure Vessel	0	8760	0,0E+00	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	73	8760	3,2E-07	8,0E-08

<b>Diametro linee (")</b>	<b>Lunghezza tubazioni (m)</b>	
	<b>Fuori terra</b>	<b>Interrate</b>
24	8	30





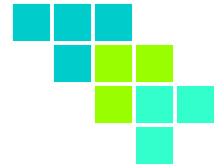
### **Ipotesi 6c (Random) Rottura linee connesse al 2° stadio del turbocompressore TC-1**

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	6C	Compressione 2° Stadio TC-1		
	DA	HSV-111	000-PID-0021-006	
	A	HSV-103A	000-PID-0021-006	
		HSV-113A	000-PID-0021-006	
		HSV-114	000-PID-0021-006	
HSV-115		000-PID-0021-006		
Condizioni Operative	Pressione massima op.		<b>146</b>	bar
	Temperatura massima op.		<b>25</b>	°C
	Hold up		<b>2,1</b>	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionamento (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	0	8760	0,0E+00	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	1	8760	4,1E-07	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	67	8760	3,2E-06	6,5E-07

Diametro linee (")	Lunghezza tubazioni (m)	
	Fuori terra	Interrate
10, 24	42	25





### **Ipotesi 7a (Random) Rottura linee in uscita 2° stadio compressore TC-5**

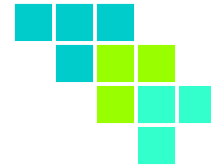
Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	7A	Uscita 2° stadio TC-5		
	DA	HSV-514	000-PID-0021-005	
	A	HSV-516	000-PID-0021-005	
Condizioni Operative	Pressione massima op.		<b>146</b>	bar
	Temperatura massima op.		<b>25</b>	°C
	Hold up		<b>3,8</b>	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionamento (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	1	8760	1,4E-06	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	1	8760	1,4E-04	---
Piping	334	8760	1,1E-05	2,3E-06

Diametro linee (")	Lunghezza tubazioni (m)	
	Fuori terra	Interrate
8, 20	122	213







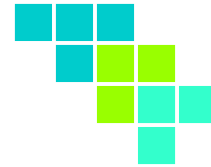
### **Ipotesi 7b (Random) Rottura linee in uscita 2° stadio compressore TC-1**

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

<b>RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE</b>	7B	<b>Uscita 2° stadio TC-1</b>		
	DA	HSV-114	000-PID-0021-005	
	A	HSV-116	000-PID-0021-005	
<b>Condizioni Operative</b>	<b>Pressione massima op.</b>		<b>146</b>	bar
	<b>Temperatura massima op.</b>		<b>25</b>	°C
	<b>Hold up</b>		<b>3,7</b>	t
	<b>Sostanza</b>		Gas naturale	
<b>Tipologia apparecchiatura</b>	<b>Numero o lunghezza (m) item</b>	<b>Ore funzionamento (ore/anno)</b>	<b>Frequenza di rottura (occ/anno)</b>	
			<b>Leak</b>	<b>Full Bore</b>
Pressure Vessel	1	8760	1,4E-06	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	1	8760	1,4E-04	---
Piping	259	8760	1,4E-05	2,8E-06

<b>Diametro linee (")</b>	<b>Lunghezza tubazioni (m)</b>	
	<b>Fuori terra</b>	<b>Interrate</b>
8, 24	189	71





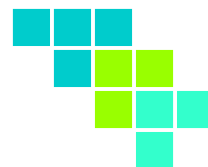
### Ipotesi 7c (Random) Rottura linee mandata compressione

Nella Tabella sottostante sono riportate le frequenze di accadimento per le ipotesi dei fori previste dal TNO Purple Book ed. 2005 con il dettaglio della sezione isolabile e dei tratti di tubazione interrati e fuori terra. La rappresentazione grafica della sezione isolabile è riportata in **Allegato C.4.2.1.2\_C**.

RIEPILOGO DATI DELLA SEZIONE	7C	Mandata Compressione		
	DA	HSV-516	000-PID-0021-005	
		HV-511	000-PID-0021-005	
		HSV-116	000-PID-0021-006	
		HV-111	000-PID-0021-006	
	A	HSV-7	000-PID-0021-007	
		HSV-14	000-PID-0021-001	
Condizioni Operative	Pressione massima op.		146	bar
	Temperatura massima op.		25	°C
	Hold up		24,0	t
	Sostanza		Gas naturale	
Tipologia apparecchiatura	Numero o lunghezza (m) item	Ore funzionamento (ore/anno)	Frequenza di rottura (occ/anno)	
			Leak	Full Bore
Pressure Vessel	0	8760	0,0E+00	---
Colonne (Pressure Vessel)	0	8760	0,0E+00	---
Compressore Centrifugo	0	8760	0,0E+00	---
Air cooler - scambiatori	0	8760	0,0E+00	---
Piping	725	8760	9,1E-06	2,2E-06

Diametro linee (")	Lunghezza tubazioni (m)	
	Fuori terra	Interrate
20, 24, 26	21	704





### **C.4.1.3 Identificazione dei punti critici dell'impianto**

In **Allegato C.4.3** si riporta la planimetria con l'indicazione dei punti critici dello Stabilimento.

Sono stati definiti punti critici tutti gli epicentri degli scenari incidentali individuati nei paragrafi precedenti.

### **C.4.2 Stima delle conseguenze**

#### **C.4.2.1 Criteri per l'individuazione degli scenari incidentali, frequenze di accadimento e stima delle conseguenze degli eventi incidentali**

##### **C.4.2.1.1 Criteri relativi all'individuazione degli scenari incidentali e relative frequenze di accadimento**

#### **Individuazione degli scenari incidentali**

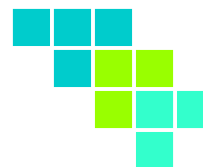
Il passaggio successivo all'individuazione delle ipotesi incidentali consiste nel determinare gli scenari ragionevolmente ipotizzabili.

Ad ogni ipotesi possono corrispondere pertanto uno o più scenari incidentali rappresentativi, la cui probabilità è valutata con la tecnica degli alberi degli eventi.

Per la sostanza in esame (gas naturale) gli scenari individuati, anche in base all'esperienza storica sono:

- getti incendiati (Jet Fire);
- dispersioni in atmosfera con successivo innesco (Flash Fire);
- esplosioni in luoghi confinati e/o congestionati (VCE).





### Frequenze di accadimento degli scenari incidentali

Molto importante risulta essere, per le sostanze infiammabili, la probabilità di innesco: a seconda che vi sia o meno innesco e che questo sia immediato o ritardato gli scenari che ne derivano sono alquanto differenti.

#### **Probabilità innesco immediato**

La frequenza di accadimento è ricavata a partire dalla frequenza di accadimento dell'ipotesi moltiplicata per la probabilità di innesco immediata fornita dal TNO "Purple Book" ed. 2005; la probabilità di innesco immediata è funzione della portata di rilascio come riportata nella Tabella seguente. Il gas naturale, in accordo alla tabella 4.7, paragrafo 4.7.1 parte 1 del TNO "Purple Book", ha reattività bassa.

Portata di rilascio	Probabilità di innesco immediato Fonte: TNO "Purple Book" ed. 2005	
	Liquido (metanolo)	Gas naturale (reattività bassa)
< 10 kg/s	0,065	0,02
10 – 100 kg/s		0,04
> 100 kg/s		0,09

*Valori guida per la determinazione della probabilità di innesco immediato per le installazioni fisse*

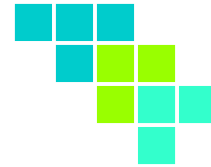
#### **Probabilità innesco ritardato**

La probabilità di innesco ritardato è legata a due fattori distinti, ossia la massa rilasciata e la durata dello scenario. Maggiore è la massa rilasciata e maggiore è la probabilità che la nube di gas infiammabile entri in contatto con una fonte di innesco. Allo stesso modo, maggiore è la durata del rilascio e maggiore è la probabilità che la nube venga innescata. Di seguito si riportano i valori ricavati dallo studio B.J. WIEKEMA - TNO "Analysis of Vapour Cloud Accidents" per tenere conto di questi due fattori da cui dipende l'innesco ritardato.

Quantità rilasciata	Probabilità di innesco ritardato Fonte: .J. WIEKEMA - TNO "Analysis of Vapour Cloud Accidents".
Q < 100 kg	0,001
100 kg < Q < 1000 kg	0,01
Q > 1000 kg	0,1

*Valori guida per la determinazione della probabilità di innesco ritardato*





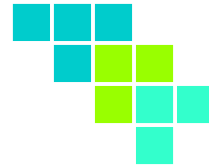
I valori della probabilità di innesco ritardata legata alla durata di rilascio sono stati distinti a loro volta in relazione allo scenario conseguente: Flash Fire o esplosione. Di seguito si riportano i dati ricavati dallo studio citato:

<b>Durata del rilascio</b>	<b>Probabilità di innesco ritardato per Flash Fire</b> <b>Fonte: .J. WIEKEMA - TNO “Analysis of Vapour Cloud Accidents”.</b>
< 1 min	0,14
1 – 5 min	0,62
6 – 30 min	0,76
> 30 min	1

<b>Durata del rilascio</b>	<b>Probabilità di innesco ritardato per Flash Fire</b> <b>Fonte: .J. WIEKEMA - TNO “Analysis of Vapour Cloud Accidents”.</b>
< 1 min	0,25
1 – 5 min	0,6
6 – 15 min	0,85
> 15 min	1

*Valori guida per la determinazione della probabilità di innesco ritardato*





### **Albero degli eventi**

Per il calcolo delle frequenze degli scenari incidentali è stata utilizzata la tecnica dell'albero degli eventi.

Nello schema seguente è riportata la rappresentazione dell'albero degli eventi utilizzato per il calcolo delle frequenze degli scenari incidentali legati al gas naturale.

I valori di probabilità di innesco immediato (P1) e ritardato (P3 e P4) sono definiti come riportato al paragrafo precedente.

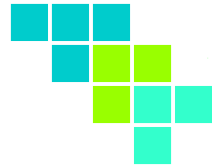
La stima dell'indisponibilità (1-P2) del sistema di intercettazione automatica (sistema fonometrico) è stata ricavata dai dati affidabilistici messi a disposizione dalla società Stogit ed in particolare dalla relazione tecnica "Dati affidabilità sistema rilevazione perdite di gas" prodotta dalla Società Emerson. Da tale studio è stato ricavato un MTTB (Mean Time Between Failure) pari a 67531,2 ore. La probabilità di fallimento su domanda (considerando un solo fonometro) ricavata da tali dati è pari a  $1,07 \cdot 10^{-03}$  (valore di P2 pari a 0,998). Data la bassa probabilità di fallimento, i rami degli scenari "non intercettati" avranno una frequenza di accadimento ritenuta non credibile per cui non saranno analizzati nel prosieguo né in termini di frequenza né di stima delle conseguenze.

La probabilità di Flash Fire senza effetti di sovrappressione (P5) è stata ricavata da

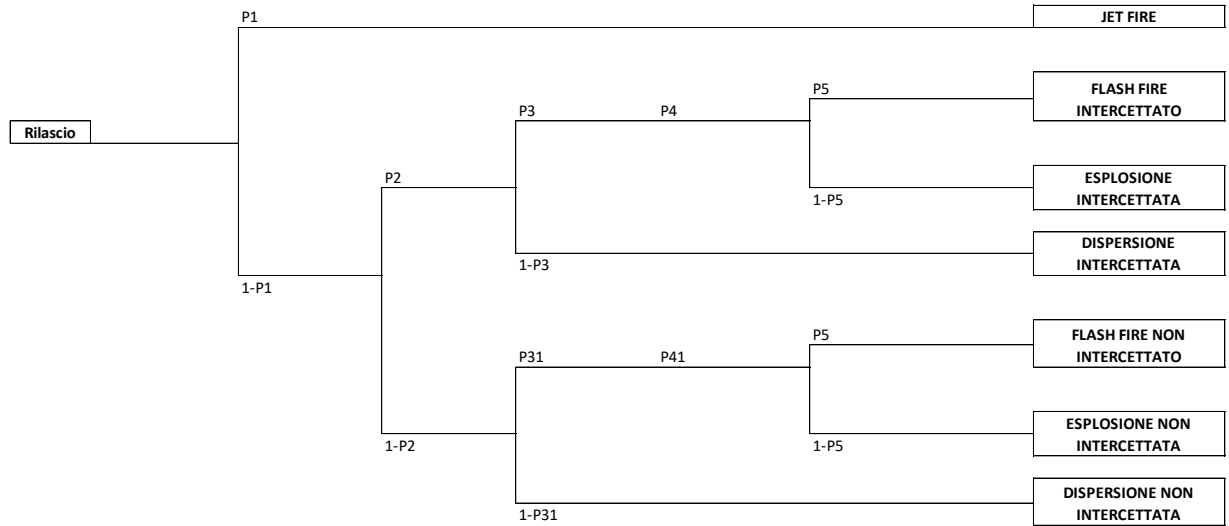
La probabilità di Flash Fire senza effetti di sovrappressione (P5) è stata ricavata dal TNO Purple Book Ed. 2005 (valore di P5 pari a 0,6), mentre per il calcolo della frequenza di accadimento per le esplosioni è stata utilizzata la probabilità (1-P5).

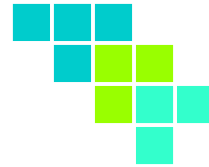
Si sottolinea inoltre che la presenza dei fonometri ha permesso di considerare tempi di intervento rapidi (3 minuti) anche per fori di piccole dimensioni.





INNESCO IMMEDIATO	INTERCETTAZIONE AUTOMATICA	INNESCO RITARDATO		PROBABILITA' FLASH FIRE SENZA SOVRAPPRESSIONE
		FATTORE LEGATO ALLA MASSA	FATTORE LEGATO AL TEMPO	





### **Esplosioni (gas naturale)**

I criteri adottati per la stima delle probabilità di innesco delle esplosioni relative al gas naturale sono di seguito riportate.

Facendo riferimento a quanto definito nell'Appendice III del D.M. 15/05/1996 la probabilità dell'innesco di una nube di vapori infiammabili dipende dai seguenti fattori:

- quantità di vapori nel campo di infiammabilità.
- tipologia di confinamento.

La frequenza di accadimento dello scenario è stata pertanto ricavata a partire dalla frequenza di accadimento dell'ipotesi moltiplicata per:

- indisponibilità del sistema Fire&Gas (cabinati), ove presente;
- probabilità di confinamento del gas (fattore geometrico). Tale valore è stato calcolato sulla base dell'effettivo ingombro delle apparecchiature nell'area congestionata considerata.

### **Soglia di credibilità per l'identificazione degli scenari ragionevolmente credibili**

Il criterio è il medesimo utilizzato per l'identificazione delle ipotesi incidentali "ragionevolmente credibili", di seguito richiamato:

- Eventi incidentali ragionevolmente credibili: quelli con frequenza di accadimento superiore o pari a  $1 \cdot 10^{-6}$  occasioni per anno;
- Eventi incidentali non ragionevolmente credibili: frequenza di accadimento inferiore a  $1 \cdot 10^{-6}$  occasioni per anno.

Per gli scenari incidentali caratterizzati da una frequenza superiore a  $1 \cdot 10^{-6}$  occasioni/anno, e pertanto ragionevolmente credibili, sono stati sviluppati i calcoli delle conseguenze.

#### **C.4.2.1.2 Criteri relativi alla stima degli effetti degli scenari incidentali**

##### **Scelta della sostanza di riferimento**

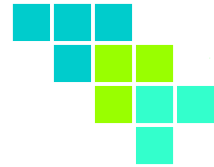
La sostanza di riferimento utilizzata nella stima delle conseguenze è il gas naturale, definito come segue in base alle informazioni fornite da Stogit.

Il gas naturale, presente nel processo degli impianti Stogit, è composto da una serie di sostanze la cui componente largamente preponderante è il metano.

La composizione del gas naturale è tuttavia variabile nel tempo, quindi per identificare la composizione di riferimento da utilizzare nel calcolo degli scenari incidentali, è stato condotto uno studio che ha considerato una serie di composizioni storiche rilevate su tutti gli impianti Stogit.







Le composizioni medie del gas, nelle fasi di iniezione e di erogazione, considerate per il confronto sono relative agli anni compresi tra il 2006 (iniezione) e il 2012 (media annuale) per gli Stabilimenti di:

- Bordolano (anni 2011-2012);
- Brugherio;
- Cortemaggiore;
- Fiume Treste;
- Minerbio;
- Ripalta;
- Sabbioncello;
- Sergnano;
- Settala.

Si è inoltre considerato il valore massimo della densità registrato a Fiume Treste il 12 Ottobre 2010.

Per lo sviluppo delle simulazioni, tra le diverse composizioni fornite sono state scelte quelle che presentano:

- la maggiore percentuale di sostanze infiammabili nella miscela;
- il più alto potere calorifico superiore;
- la minore percentuale di sostanze infiammabili nella miscela;
- il più basso potere calorifico superiore;
- la maggiore densità del gas;
- la minore densità del gas;

al fine di considerare gli “estremi” delle caratteristiche di infiammabilità delle diverse composizioni.

Sulla base di tali ipotesi sono state scelte come rappresentative per il confronto con il metano puro le composizioni relative a:

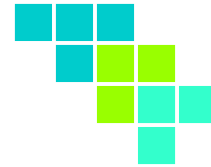
- Cortemaggiore iniezione anno 2007, in quanto presenta il più alto potere calorifico superiore;
- Bordolano iniezione anno 2011, in quanto presenta il più basso potere calorifico superiore;
- Fiume Treste iniezione anno 2006, in quanto presenta la minore percentuale di sostanze infiammabili;
- Minerbio iniezione anno 2011, in quanto presenta la maggiore percentuale di sostanze infiammabili;
- metano puro, in quanto rappresenta il gas a minore densità.

Si è inoltre aggiunta la seguente composizione:

- Fiume Treste, composizione del 12 ottobre 2010 (massima densità effettivamente riscontrata).

Le ipotesi incidentali scelte per la valutazione sono:





- rilascio da linea da 18", con foro di efflusso pari a 1";
- rilascio da linea da 36", con foro di efflusso pari a 4".

Gli scenari incidentali di riferimento considerati sono il flash fire ed il jet-fire.

Sono state effettuate pertanto le simulazioni relative alle suddette miscele mediante l'utilizzo del software DNV PHAST Multicomponent 8.2; le ipotesi per lo sviluppo di tali simulazioni sono:

- classe di stabilità atmosferica: 2F e 5D;
- temperatura ambiente: 25 °C;
- altezza del rilascio: 1 m;
- direzione del rilascio: orizzontale;
- pressione del rilascio: 50 bar (linea da 18") - 55 bar (linea 36");
- temperatura del rilascio: 0,5 °C (linea da 18") - 15 °C (linea 36");
- durata complessivo di rilascio: 300 s.

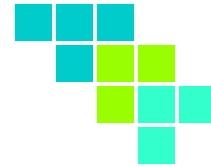
Sulla base dei risultati ottenuti, è possibile affermare che:

- la comparazione degli scenari di flash-fire porta a ritenere, dato che lo scopo ultimo di una analisi di rischio è quello di evidenziare le massime distanze di danno, che la miscela da prendere a riferimento sia "Minerbio Iniezione 2011";
- la comparazione degli scenari di jet-fire evidenzia come la miscela "Minerbio Iniezione 2011" risulti avere distanze al più ridotte di 50 cm nel caso di rilascio con sezione di efflusso 4" e di 10 cm nel caso di rilascio con sezione di efflusso 1" rispetto rispettivamente alla miscela Cortemaggiore Iniezione 2007 e Fiume Treste 12/10/2010. Tali differenze risultano tuttavia all'interno del margine di errore del programma e non influenti nell'approntamento di una analisi di rischio.

In coerenza con quanto riportato sopra, si è dunque scelto di utilizzare come miscela di riferimento quella denominata "Iniezione Minerbio 2011", caratterizzata da una densità relativa pari a 0,6322 e da una composizione così ripartita:

Componente	Percentuale in miscela "Iniezione Minerbio 2011"
Metano	93,9043%
Etano	5,4485%
Propano	0,2101%
Iso-butano	0,0234%
Normal butano	0,0269%
Iso-pentano	0,0053%
Normal-pentano	0,0051%
Esani e superiori	0,0063%
Anidride carbonica	0,0655%





Componente	Percentuale in miscela “Iniezione Minerbio 2011”
Azoto	0,2805%
Elio	0,0241%

### Geometria dei rilasci – termini sorgente

#### Ipotesi da analisi operativa

Per quanto riguarda le ipotesi incidentali da HazOp (sovrappressioni, sovratemperature, etc.), è stato identificato il termine sorgente in corrispondenza di uno stacco di piccolo diametro o di un altro elemento debole da un punto di vista meccanico (come ad esempio le flange); di conseguenza, il foro di rilascio è stato assunto pari a 25 mm.

In presenza di orifizi calibrati installati sulle linee, è stata considerata la sezione di passaggio attraverso tale riduzione.

#### Ipotesi da analisi statistico-storica

In base alla metodologia applicata, descritta nel TNO Purple Book ed. 2005, i fori di rilascio considerati sono pari a 10 mm per le apparecchiature mentre per le tubazioni si distinguono due tipologie di rottura:

- rottura parziale pari al 10% DN fino ad un diametro massimo pari a 50 mm;
- rottura totale.

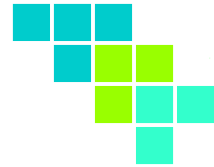
La scelta adottata per la casistica di rottura totale (*full bore*) è stata quella di tenere in considerazione la “Linea guida alla lettura dei Rapporto di Sicurezza” (Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, 1995), introducendo la rottura piena per le tubazione di diametro sino a 8” e pari al 20% per diametri superiori a 8”.

Il criterio utilizzato è sintetizzato nella Tabella seguente.

FORI DI RILASCIO ASSUNTI NELL’ANALISI		
ITEM	LEAK	FULL BORE
Apparecchiature	10 mm	---
Tubazioni	10% DN fino ad un max di 50 mm	100% DN per DN ≤ 8” 20% per DN > 8”

Tabella 6: diametri equivalenti considerati per i fori di rilascio





## Ulteriori scelte sul termine sorgente e sulla fluidodinamica dei rilasci

### Gas Naturale

Per tutti i rilasci di Gas Naturale ipotizzati, si sono inoltre considerati:

- velocità del getto sonica (valori prossimi ai 300 m/s);
- direzione orizzontale rispetto al suolo;
- coefficiente di scarico, secondo quanto riportato nel “Methods for the calculation of physical effects – yellow book” pari a:
  - 0,62 nel caso dei fori da 10 mm per le apparecchiature e per le rotture parziali delle tubazioni, assimilabili a “sharp orifices”;
  - 1 nel caso dei fori di tipo full bore, assimilabili a “round orifices”.
- sorgente posta ad 1 m da terra.

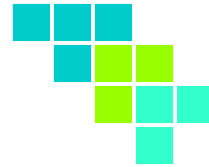
Si ritiene opportuno sottolineare che le scelte sono conservative, in particolare quella relativa al rilascio orizzontale: sia gli effetti del Jet Fire che del Flash Fire risentono particolarmente di questa scelta.

Al fine di meglio supportare quanto detto sopra, è stato approfondito uno scenario comportante distanze di danno significative (P = 180 barg, Foro 4”).

Con riferimento alle due figure riportate alla pagina successiva:

- nella **Figura 1** è riportata una simulazione condotta per il presente Rapporto di Sicurezza (P = 180 barg, Foro 4”, altezza rilascio pari a 1 m, rilascio orizzontale);
- nella **Figura 2** è riportata invece la medesima simulazione, ma variando l’altezza del rilascio, pari a 10 m, e l’inclinazione del rilascio, assunta pari a 45° (rispetto al suolo).





## DIREZIONE ORIZZONTALE-ALTEZZA 1 m

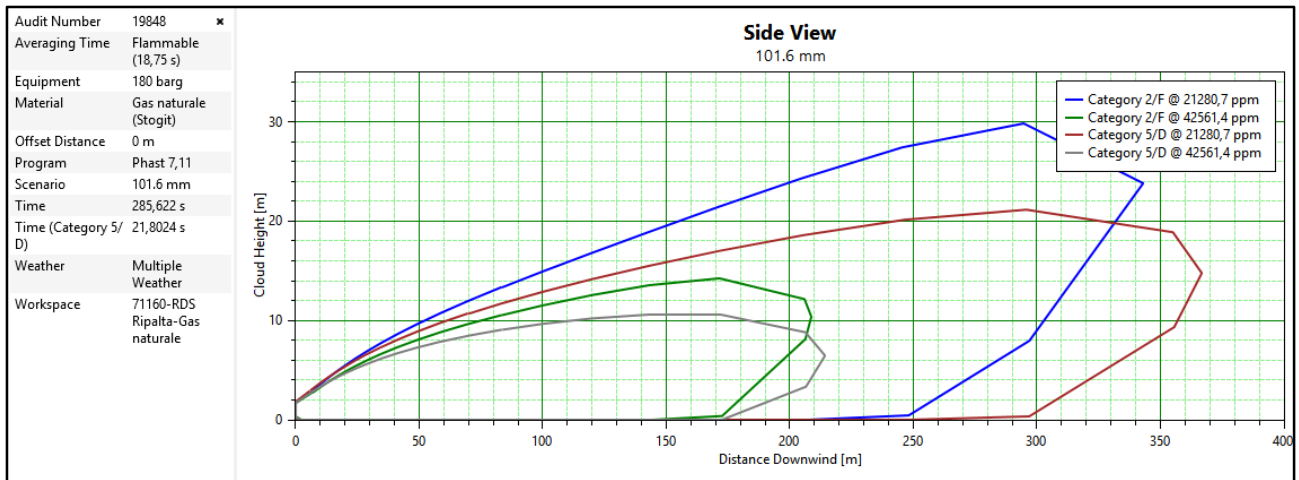


Figura 1

Elaborato estratto dalle analisi condotte nel presente Rapporto di sicurezza: grafico (vista frontale) relativa alla dispersione di gas naturale (p = 180 barg, foro di rilascio 4")

## INCLINAZIONE 45° - ALTEZZA 10 m

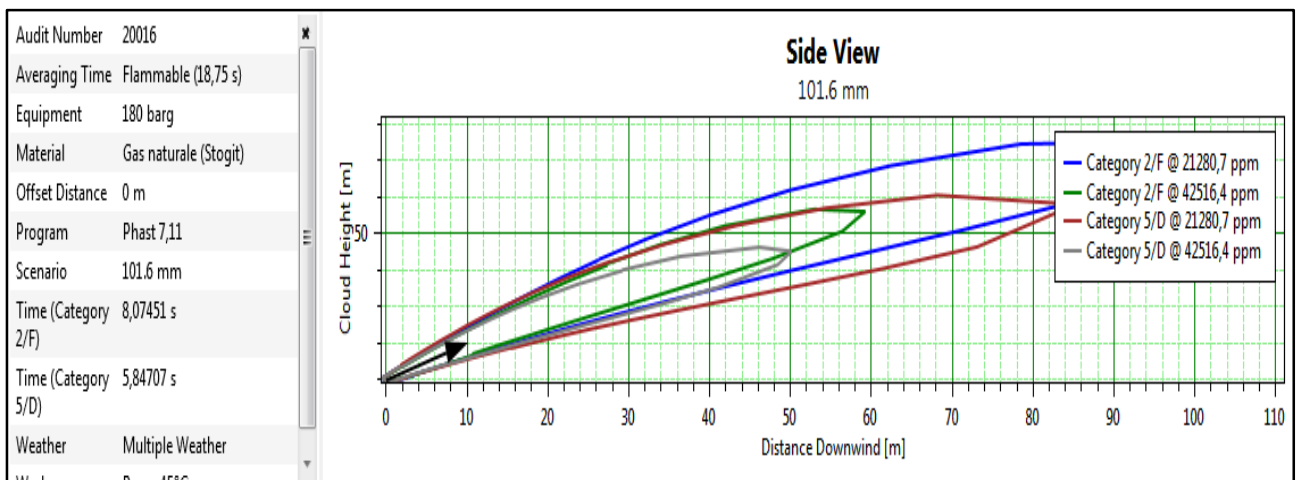


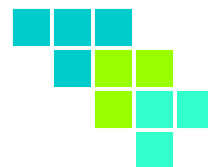
Figura 2

Grafico (vista frontale) relativo alla dispersione di gas naturale (p = 180 barg , foro di rilascio 4") con un'inclinazione di rilascio pari a 45° e un'altezza di 10 m.

Come è possibile osservare dalle figure:

- la soglia LFL nel caso della **Figura 1** (rilascio a 1 m, orizzontale) è raggiunta a circa 180 m;
- la soglia LFL nel caso della **Figura 2** (rilascio a 10 m, inclinato a 45°) è raggiunta nelle vicinanze del rilascio (15 m).





### Quantità modellata nella simulazione

La scelta, conservativa, è stata quella di considerare l'ordine di grandezza dell'hold up di superficie dell'impianto (approssimato a 100 t di gas naturale).

### Rappresentazione del termine sorgente sulle mappe di danno

La scelta adottata per la presente analisi è quella di rappresentare, per l'ipotesi di rottura tubazione, le aree di danno ottenute per i tratti di tubazione fuori terra.

### Caratterizzazione della sorgente di rilascio (pressione e temperatura di riferimento per gli scenari incidentali)

#### Pressioni di riferimento

##### Gas naturale

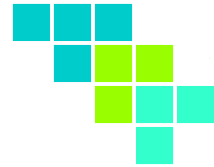
Per lo Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza sono stati utilizzati, nel calcolo degli scenari sul gas naturale, le seguenti pressioni di riferimento:

Fasi Operative	Valori di pressione considerati nella stima degli scenari incidentali (barg)
<b>EROGAZIONE</b>	
Massima pressione operativa collettore ingresso colonne	146
Massima pressione operativa colonne	70
Massima pressione operativa consegna SNAM	70
<b>INEIEZIONE</b>	
Massima pressione operativa mandata compressione	146
Massima pressione operativa pressione testa pozzo	146

La massima pressione considerata è pari a 146 bar relativi, per tenere conto delle condizioni di esercizio massime che tipicamente vengono raggiunte durante la fase di iniezione. Nei successivi capoversi sono descritte nel dettaglio le motivazioni per cui si ritiene conservativa tale scelta.

Stogit in conformità al D.D. 4 febbraio 2011 (Disciplinare stoccaggi) è autorizzata ad esercire la propria concessione fino alla pressione statica massima originaria rilevata a fondo pozzo pari a 153,4 bar relativi (SBHPi Datum). In data 20.06.2011 è stata altresì presentata una dichiarazione di non aggravio inerente l'innalzamento della pressione statica massima originaria al 105% di tale valore.





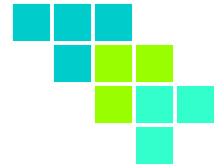
Lo stato autorizzativo di tale modifica è il seguente:

- decreto autorizzazione VIA rilasciato in data 15.10.2012;
- iter attualmente sospeso a seguito di delibera Regione Lombardia del 26.06.2014;
- procedimento da concludere con Intesa Stato-Regione e successivo decreto di esercizio da parte di MSE.

Si precisa che sono state eseguite prove sperimentali di iniezione a 105% Pi nei cicli di stoccaggio 2008/2009, 2009/2010 e 2010/2011.

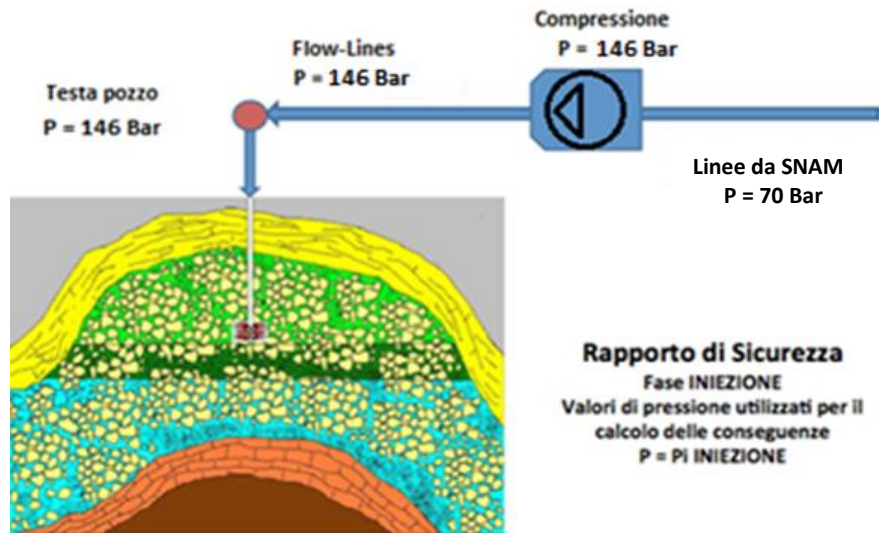
Poiché inoltre, l'UMNIG di Bologna con prot. n. SM/6860 del 29.07.2008, ha comunicato che dall'esame della documentazione tecnica relativa alle linee ed agli impianti della centrale di stoccaggio di Sergnano è risultato che la pressione a cui possono essere eserciti detti impianti non deve superare i 146 bar alla mandata dei compressori, si ritiene fondato considerare 146 bar come massima pressione raggiungibile.



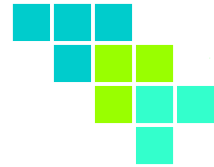


## Schematizzazione dei valori assunti per l'analisi

### *Iniezione*







### Tempi di intervento e durate dei rilasci

Stogit dichiara i tempi di intervento riassunti nella Tabella sottostante.

Tipologia ipotesi incidentale	Tempo di intervento	Motivazioni della scelta
Perdite parziali	3 minuti	Intervento fonometri e conseguente PSD
Perdite da rotture totali	3 minuti	Intervento pressostati/fonometri e conseguente PSD

In particolare, la stima del tempo di intervento pari a 3 minuti, è dovuta a:

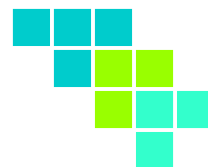
- 60 secondi per la rilevazione;
- 120 secondi per la chiusura delle valvole.

### Condizioni meteorologiche

Nei calcoli vengono considerate le seguenti condizioni meteorologiche:

	Condizioni citate dal DM 15/5/86 e dal DM 20/10/1998	
velocità del vento m/s	5	2
classe di stabilità (-)	D	F
temperatura ambiente (°C)	25	25
umidità atmosferica (-)	75%	75%





### Modelli utilizzati e pacchetti applicativi utilizzati

#### Flash Fire, Jet Fire e Pool Fire

Per la stima delle conseguenze è stato utilizzato il software “Phast” DNV-GL (versione 8.11), in concessione d’uso a TRR S.r.l.

In particolare sono stati utilizzati il modello “conico” per la stima degli irraggiamenti da jet fire e il modello “UDM” (Unified Dispersion Model) per la stima della dispersione in atmosfera.

#### Esplosioni

La stima delle conseguenze relative alle esplosioni è stata condotta in base ai dati sperimentali forniti nello studio “*Guidance on the assessment of Explosion Hazard for natural gas facilities*” (DNV-GL), messo a disposizione da Stogit S.p.A. e riportato in **Allegato C.4.2.1.2**.

Lo studio sopra citato riporta:

- una serie di prove sperimentali relative allo sviluppo e propagazione delle sovrappressioni legate alle esplosioni di gas naturale;
- una proposta metodologica per la stima delle conseguenze, sulla base dei fattori di forma (“volume blockage” e diametro medio equipaggiamenti) della zona di impianto oggetto dell'evento.

L'applicazione di tale metodologia, abbinata ad un sopralluogo sull'impianto, ha permesso di identificare le aree confinate e quelle congestionate, valutando per ciascuna di esse la sovrappressione generata dall'innescò della miscela esplosiva.

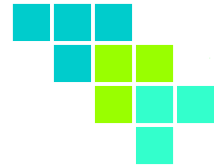
In particolare dallo studio DNV-GL sono state analizzate le seguenti aree:

Aree identificate dallo studio DNV	
Confinite	Congestionate
Cabinato compressore	<ul style="list-style-type: none"><li>• Air cooler</li><li>• Zona rigenerazione</li><li>• Tubazioni sottostanti le colonne di disidratazione</li><li>• Attraversamenti tubazioni sotto tunnel</li></ul>

Le caratteristiche delle aree sopra riportate sono state confrontate con le prove sperimentali permettendo di identificare il cabinato che ospita il compressore come area confinata e come possibili aree congestionate le tubazioni sottostanti le colonne di disidratazione e gli air cooler (impianto compressione).

Tra le aree oggetto di modifica per l’installazione dell’unità di compressione TC-1, si possono individuare come area confinata quella del nuovo cabinato compressore e come area congestionata quella degli air cooler.





Il valore di sovrappressione generata dall'esplosione in prossimità dell'item considerato è stato ricavato per "assimilazione" al dato desunto dallo studio succitato, mentre il decadimento della sovrappressione segue la curva di decadimento riportata all'interno del documento DNV- GL.

### Soglie di riferimento

Le soglie di riferimento sono desunte dal D.M. 09/05/2001.

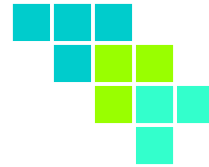
#### Rilascio di energia termica stazionaria (Jet Fire/Pool Fire)

- *Valore di soglia per le persone: 12,5 kW/m<sup>2</sup>*  
Elevata probabilità di letalità delle persone esposte e possibili inneschi alle strutture di plastica e di legno.
- *Valore di sicurezza per gli operatori protetti: 7,0 kW/m<sup>2</sup>*  
Inizio letalità per persone esposte non protette.
- *Valore di sicurezza per gli operatori protetti: 5,0 kW/m<sup>2</sup>*  
Lesioni irreversibili su personale non protetto. Limite di esposizione per personale protetto.
- *Valore di sicurezza per le persone: 3,0 kW/m<sup>2</sup>*  
Limite per lesioni reversibili; al di sotto di tale soglia non sono attesi danni di rilievo su personale non protetto.

#### Rilascio di energia termica istantanea (Flash-Fire)

- *Valore di soglia: LFL*  
Distanza massima a cui viene raggiunta una concentrazione pari al limite inferiore di infiammabilità. Elevata probabilità di letalità, possibilità di innesco di incendi secondari
- *Valore di soglia: 0,5 LFL*  
Distanza massima a cui viene raggiunta una concentrazione pari al 50% del limite inferiore di infiammabilità. Tale valore viene assunto come margine di sicurezza per tenere conto delle irregolarità nella dispersione dei vapori e di eventuali effetti locali. Limite per lesioni irreversibili.





Rilascio di energia barica (Esplosione confinata di una nuvola di vapore infiammabile o esplosioni in area congestionata di vapore infiammabile)

- *Valore di soglia per danni catastrofici: 0,3 bar*  
È il valore in corrispondenza e al di sopra del quale sono attesi danni come distruzione di fabbricati, danni ad apparecchiature a pressione, ribaltamento di autoveicoli. Elevata letalità per le persone.
- *Valore di soglia per danni gravi: 0,14 bar*  
È il valore in corrispondenza e al di sopra del quale sono attesi danni come deformazione parziale di strutture di acciaio, collasso parziale di tetti e pareti di case. Inizio letalità.
- *Valore di soglia per danni gravi: 0,07 bar*  
Limite per lesioni irreversibili.
- *Valore di soglia per rottura vetri: 0,03 bar*  
È il valore in corrispondenza e al di sopra del quale sono attesi danni modesti come rottura di vetrate, crollo dei rivestimenti dei muri; al di sotto di tale valore non sono attese lesioni irreversibili alle persone; i danni alle strutture possono provocare effetti indiretti alle persone.

Rilascio di liquido con conseguente dispersione tossica

- *Valore di soglia: LC<sub>50</sub>*  
Distanza massima a cui viene raggiunta una concentrazione di sostanza tossica, letale per inalazione nel 50% dei soggetti esposti per 30 minuti.
- *Valore di soglia: IDLH*  
Distanza massima a cui viene raggiunta una concentrazione di sostanza tossica fino alla quale l'individuo sano, in seguito ad esposizione di 30 minuti, non subisce per inalazione danni irreversibili alla salute e sintomi tali da impedire l'esecuzione delle appropriate azioni protettive.





### Soglie di riferimento per le sostanze analizzate

La Tabella sottostante riporta i valori assunti per le sostanze analizzate (Fonte: *The National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH), Pocket Guide to chemical Hazard*).

Soglia di Riferimento	Valori di riferimento	
	Gas naturale	Metanolo
	ppm	
LFL	42.561	73.000
0,5 LFL	21.820	36.500
LC <sub>50</sub>	--	34.545
IDLH	--	6.000

#### **C.4.2.2 Risultati dell'individuazione degli scenari incidentali considerati credibili e delle relative frequenze di accadimento**

Nella tabella “RIEPILOGO DEGLI SCENARI RAGIONEVOLMENTE IPOTIZZABILI E RELATIVE FREQUENZE DI ACCADIMENTO” si riportano le ipotesi incidentali individuate al punto C.4.1.2 e gli scenari incidentali ritenuti credibili a valle dell'applicazione della metodologia riportata al punto C.4.1.1.3.

Per ciascuna delle ipotesi incidentali si mostrano:

- la frequenza delle ipotesi incidentali;
- le tipologie degli scenari incidentali conseguenti;
- la frequenza di accadimento degli scenari incidentali.

**Legenda utile alla lettura delle Tabelle successive.**

	Scenario non ragionevolmente credibile (frequenza di accadimento inferiore a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni/anno)
--	Scenario non applicabile per il caso in esame
°°	Frequenza Evento non credibile (inferiore a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni/anno) cfr. tabella paragrafo C.4.1.2





**RIEPILOGO DEGLI SCENARI RAGIONEVOLMENTE IPOTIZZABILI E RELATIVE FREQUENZE DI ACCADIMENTO  
ANALISI OPERATIVA – GAS NATURALE**

Scenario incidentale	Unità/Item	Descrizione	Item	FREQUENZA DI ACCADIMENTO SCENARI INCIDENTALI (occasioni/anno)		
				JET FIRE	FLASH FIRE	VCE
L	Compressione – Turbina TC-1	Sovratemperatura della linea di mandata primo stadio con danneggiamento compressore 1° stadio TC-1	Filtri S-501 e S-101	$6,8 \cdot 10^{-5}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	--
			Piping			--
M	Compressione – Turbina TC-1	Sovratemperatura della linea di mandata secondo stadio TC-1	Filtri S-502 e S-102	$6,8 \cdot 10^{-5}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	--
			Piping			--
N	Compressione – Turbina TC-1	Pompaggio del compressore TC-1 con possibile danneggiamento dello stesso	Compressore	$5,2 \cdot 10^{-7}$	$9,5 \cdot 10^{-7}$	--
O	Compressione – Turbina TC-1	Sovrapressione della linea di mandata 2° stadio del compressore TC-1	Piping	∞	∞	--

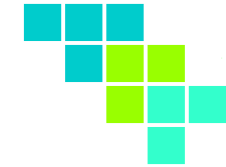




**RIEPILOGO DEGLI SCENARI RAGIONEVOLMENTE IPOTIZZABILI E RELATIVE FREQUENZE DI ACCADIMENTO – TNO PURPLE BOOK ED. 2005 – GAS NATURALE**

Scenario incidentale	Unità	Descrizione	Item	FREQUENZA DI ACCADIMENTO SCENARI INCIDENTALI (occasioni/anno)					
				JET FIRE		FLASH FIRE		VCE	
				Leak	Full bore	Leak	Full bore	Leak	Full bore
3a	Compressione	Aspirazione compressione (monte filtri)	Piping	$7,8 \cdot 10^{-8}$	∞	$8,5 \cdot 10^{-8}$	$1,5 \cdot 10^{-8}$	---	---
3b	Compressione	Filtro S-1	1 filtro	$2,8 \cdot 10^{-8}$	---	$6,2 \cdot 10^{-8}$	---	---	---
3c	Compressione	Filtro S-2	1 filtro	$2,8 \cdot 10^{-8}$	---	$6,2 \cdot 10^{-8}$	---	---	---
3d	Compressione	Filtro S-3	1 filtro	$2,8 \cdot 10^{-8}$	---	$6,2 \cdot 10^{-8}$	---	---	---
3e	Compressione	Aspirazione compressione (valle filtri)	Piping	$6,8 \cdot 10^{-7}$	$3,5 \cdot 10^{-7}$	$7,4 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	---	---
4c	Compressione	1° stadio TC-1	Compressore	∞	---	---	---	∞	---
			Piping	$1,7 \cdot 10^{-7}$	∞	$1,8 \cdot 10^{-7}$	∞	---	---
5a	Compressione	Uscita 1° stadio TC-5	Filtro	$2,8 \cdot 10^{-8}$	---	$8,2 \cdot 10^{-8}$	---	---	---
			Air cooler	$2,8 \cdot 10^{-6}$	---	$8,2 \cdot 10^{-6}$	---	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
			Piping	$6,2 \cdot 10^{-7}$	$2,8 \cdot 10^{-7}$	$5,5 \cdot 10^{-7}$	$1,1 \cdot 10^{-7}$	---	---
5c	Compressione	Uscita 1° stadio TC-1	Filtro	$2,8 \cdot 10^{-8}$	---	$8,2 \cdot 10^{-8}$	---	---	---
			Air cooler	$2,8 \cdot 10^{-6}$	---	$8,2 \cdot 10^{-6}$	---	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
			Piping	$5,7 \cdot 10^{-7}$	$2,6 \cdot 10^{-7}$	$5,1 \cdot 10^{-7}$	$9,8 \cdot 10^{-8}$	---	---
6c	Compressione	2° stadio TC-1	Compressore	∞	---	∞	---	∞	---
			Piping	$1,3 \cdot 10^{-7}$	∞	$1,1 \cdot 10^{-7}$	∞	---	---

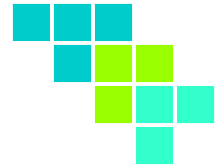




Scenario incidentale	Unità	Descrizione	Item	FREQUENZA DI ACCADIMENTO SCENARI INCIDENTALI (occasioni/anno)					
				JET FIRE		FLASH FIRE		VCE	
				Leak	Full bore	Leak	Full bore	Leak	Full bore
7a	Compressione	Uscita 2° stadio TC-5	Filtro	$2,8 \cdot 10^{-8}$	---	$8,2 \cdot 10^{-8}$	---	---	---
			Air cooler	$2,8 \cdot 10^{-6}$	---	$8,2 \cdot 10^{-6}$	---	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
			Piping	$4,3 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$	$3,8 \cdot 10^{-7}$	$7,7 \cdot 10^{-8}$	---	---
7b	Compressione	Uscita 2° stadio TC-1	Filtro	$2,8 \cdot 10^{-8}$	---	$8,2 \cdot 10^{-8}$	---	---	---
			Air cooler	$2,8 \cdot 10^{-6}$	---	$8,2 \cdot 10^{-6}$	---	$1,4 \cdot 10^{-6}$	---
			Piping	$5,6 \cdot 10^{-7}$	$2,5 \cdot 10^{-7}$	$5,0 \cdot 10^{-7}$	$9,6 \cdot 10^{-8}$	---	---
7c	Compressione	Mandata compressione	Piping	$3,6 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$	$4,0 \cdot 10^{-7}$	$7,5 \cdot 10^{-8}$	---	---







#### **C.4.2.2.1 Risultati relativi alla stima delle conseguenze degli scenari ragionevolmente credibili**

Le successive Tabelle:

- Tabella riepilogativa delle conseguenze degli scenari incidentali – JET FIRE;
- Tabella riepilogativa delle conseguenze degli scenari incidentali – FLASH FIRE;
- Tabella riepilogativa delle conseguenze degli scenari incidentali – VCE;

riportano una sintesi dei risultati ottenuti dalle simulazioni condotte per ciascuno scenario incidentale individuato al punto C.4.2.2; gli scenari incidentali ritenuti remoti non analizzati (frequenza di accadimento inferiore a  $1 \cdot 10^{-6}$  occasioni/anno) sono evidenziati in grigio.

Inoltre, per ciascuno scenario incidentale ritenuto credibile, sono riportati i principali input e gli output delle simulazioni condotte; i tabulati di calcolo degli scenari incidentali sono riportati in **Allegato C.4.2.2.1**, ed in particolare:

- 2 Report dati di input (Input data)
- 3 Report portata di scarico (Discharge summary)
- 4 Report flash fire (Summary report)
- 5 Report jet fire (Jet Fire report)

Di seguito si riportano le tabelle con gli input utilizzati per le simulazioni ed i risultati ottenuti, in termini di distanze di danno.





**TABELLA RIASSUNTIVA DEGLI INPUT UTILIZZATI PER LE SIMULAZIONI**

Scenario incidentale	Unità	Descrizione	Item	Pressione (barg)	Temperatura (°C)	Diametro (mm)		Velocità del vento/Classe Pasquill	Direzione rilascio	Altezza del rilascio (m)	Altezza del ricettore (m)	Zona congestionata/ confinata
						Leak	Full Bore					
5a	Compressione	Uscita 1° stadio TC-5	Filtro	146	25	10	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
			Air cooler	146	25	10	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	SI (congestionata)
			Piping	146	25	50	203	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
5c	Compressione	Uscita 1° stadio TC-1	Filtro	146	25	10	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
			Air cooler	146	25	10	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	SI (congestionata)
			Piping	146	25	50	203	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
7a	Compressione	Uscita 2° stadio TC-5	Filtro	146	25	10	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
			Air cooler	146	25	10	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	SI (congestionata)
			Piping	146	25	50	203	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
7b	Compressione	Uscita 2° stadio TC-1	Filtro	146	25	10	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
			Air cooler	146	25	10	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	SI (congestionata)
			Piping	146	25	50	203	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
L	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata primo stadio TC-1	Filtri	146	45	25	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
			Piping									
M	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata secondo stadio TC-1	Filtri	146	45	25	---	2F – 5D	Orizzontale	1	1,7	NO
			Piping									

**Legenda utile alla lettura delle Tabelle successive**

	Scenario non ragionevolmente credibile (frequenza di accadimento inferiore a $1 \cdot 10^{-6}$ occasioni/anno)
--	Scenario non applicabile per il caso in esame
s.n.r.	Soglia non raggiunta o raggiunta in prossimità della sorgente di rilascio





**TABELLA RIEPILOGATIVA DELLE CONSEGUENZE DEGLI SCENARI INCIDENTALI CREDIBILI – JET FIRE**

Scenario incidentale	Unità	Descrizione	ITEM	JET FIRE															
				Leak								Full Bore							
				12,5 kW/m <sup>2</sup>		7 kW/m <sup>2</sup>		5 kW/m <sup>2</sup>		3 kW/m <sup>2</sup>		12,5 kW/m <sup>2</sup>		7 kW/m <sup>2</sup>		5 kW/m <sup>2</sup>		3 kW/m <sup>2</sup>	
				F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5
				Distanze di danno (m)															
5a	Compressione	Uscita 1° stadio TC-5	Filtro																
			Air cooler	20	21	22	23	23	24	26	26								
			Piping																
5c	Compressione	Uscita 1° stadio TC-1	Filtro																
			Air cooler	20	21	22	23	23	24	26	26								
			Piping																
7a	Compressione	Uscita 2° stadio TC-5	Filtro																
			Air cooler	20	21	22	23	23	24	26	26								
			Piping																
7b	Compressione	Uscita 2° stadio TC-1	Filtro																
			Air cooler	20	21	22	23	23	24	26	26								
			Piping																
L	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata primo stadio TC-1	Filtri	42	45	48	49	52	52	60	58								
			Piping	43	46	50	51	54	54	62	60								
M	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata secondo stadio TC-1	Filtri	43	46	50	51	54	54	62	60								
			Piping	43	46	50	51	54	54	62	60								

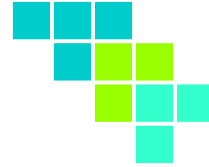




**TABELLA RIEPILOGATIVA DELLE CONSEGUENZE DEGLI SCENARI INCIDENTALI CREDIBILI  
FLASH FIRE E VCE – GAS NATURALE**

Scenario incidentale	Unità	Descrizione	ITEM	FLASH FIRE								VCE			
				Leak				Full Bore				Leak & Full Bore			
				LFL		0,5 LFL		LFL		0,5 LFL		0,3 bar	0,1 bar	0,07 bar	0,03 bar
				F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5				
				Distanze di danno (m)											
5a	Compressione	Uscita 1° stadio TC-5	Filtro												
			Air cooler	s.n.r.	s.n.r.	31	24					s.n.r.	s.n.r.	17	40
			Piping												
5c	Compressione	Uscita 1° stadio TC-1	Filtro												
			Air cooler	s.n.r.	s.n.r.	31	24					s.n.r.	s.n.r.	17	40
			Piping												
7a	Compressione	Uscita 2° stadio TC-5	Filtro												
			Air cooler	s.n.r.	s.n.r.	31	24					s.n.r.	s.n.r.	17	40
			Piping												
7b	Compressione	Uscita 2° stadio TC-1	Filtro												
			Air cooler	s.n.r.	s.n.r.	31	24					s.n.r.	s.n.r.	17	40
			Piping												
L	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata primo stadio TC-1	Filtri	39	38	72	85								
			Piping	39	38	72	85								
M	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata secondo stadio TC-1	Filtri	39	38	72	85								
			Piping	39	38	72	85								





### C.4.3 Rappresentazione cartografica delle aree di danno

In **Allegato C.4.3** è riportata la rappresentazione cartografica degli scenari incidentali ritenuti credibili e per i quali sono state calcolate le conseguenze, quantificate in termini di frequenze di accadimento e distanze di danno nelle tabelle del paragrafo C.4.2.2.

### C.4.4 Valutazione dell'entità delle conseguenze ambientali

Nell'Allegato al D. M. 9 maggio 2001, in particolare al punto 6.3.3, si trovano le seguenti definizioni di danno ambientale in termini di gravità:

*“Le categorie di danno ambientale sono così definite:*

- *Danno significativo: danno per il quale gli interventi di bonifica e di ripristino ambientale dei siti inquinati, a seguito dell'evento incidentale, possono essere portati a conclusione presumibilmente nell'arco di due anni dall'inizio degli interventi stessi;*
- *Danno grave: danno per il quale gli interventi di bonifica e di ripristino ambientale dei siti inquinati, a seguito dell'evento incidentale, possono essere portati a conclusione presumibilmente in un periodo superiore a due anni dall'inizio degli interventi stessi.”*

Pertanto la gravità degli effetti sull'ambiente di uno scenario incidentale può essere univocamente definita solo in base ad una stima preliminare del tempo di bonifica, del tutto approssimativo e correlabile unicamente alla quantità rilasciata ipotizzabile ed alle caratteristiche generiche delle matrici interessate.

Si può inoltre intendere che, qualora il tempo stimato per la bonifica sia inferiore ai due anni, lo scenario non provochi effetti significativi e quindi la gravità del rischio risulti non rilevante ed equiparabile alla categoria “danni reversibili” introdotta per i danni alle persone dal Decreto 9 maggio 2001.

La metodologia adottata per la valutazione del danno ambientale si fonda sui seguenti elementi:

- la caratterizzazione delle sostanze pericolose per l'ambiente;
- la determinazione della localizzazione e la stima della entità del rilascio nell'ambiente, sulla base degli scenari incidentali credibili;
- l'inquadramento e l'analisi delle matrici ambientali interessate;
- la modellazione della diffusione/dispersione della sostanza nella matrice ambientale direttamente interessata;
- la stima preliminare del presumibile tempo necessario per la bonifica.

In base alle elaborazioni effettuate ed alle stime preliminari possibili, dato che gli scenari considerati non implicano danni ambientali in quanto le sostanze





coinvolte non sono pericolose per l'ambiente oppure perché, in caso di fuoriuscita di liquidi pericolosi, nel caso specifico gasolio, l'area è adeguatamente pavimentata e cordolata ed lo stoccaggio avviene in serbatoi interrati dotati di doppia camicia con intercapedine pressurizzata in azoto, si può affermare che i danni ambientali connessi agli scenari credibili ipotizzati di rilascio nell'ambiente non risultano significativi.





## C.5 SINTESI DEGLI EVENTI INCIDENTALI ED INFORMAZIONI PER LA PIANIFICAZIONE DEL TERRITORIO

### C.5.1 Risultanze qualitative e quantitative dell'analisi degli eventi incidentali ed elementi utili per la pianificazione del territorio

Gli elementi utili per la pianificazione territoriale sono definiti dal D.M. 09/05/2001 e sono di seguito riportati:

- inviluppo delle aree di danno per ciascuna delle quattro categorie di effetti e secondo i valori di soglia riportati nella tabella sottostante (per i soli scenari applicabili al sito oggetto del presente Rapporto di Sicurezza);
- per i depositi di GPL e per i depositi di liquidi infiammabili e/o tossici, la categoria di deposito ricavata dall'applicazione del metodo indicizzato di cui ai rispettivi decreti ministeriali 15 maggio 1996 e 20 ottobre 1998;
- per tutti gli stabilimenti, la classe di probabilità di ogni singolo evento; espressa secondo le classi indicate al suddetto decreto;
- per il pericolo di danno ambientale, le categorie di danno attese in relazione agli eventi incidentali che possono interessare gli elementi ambientali vulnerabili.

SOGLIE DI DANNO D.M. 9 MAGGIO 2001					
Scenario incidentale	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture Effetti domino
Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m <sup>2</sup>	7 kW/m <sup>2</sup>	5 kW/m <sup>2</sup>	3 kW/m <sup>2</sup>	12,5 kW/m <sup>2</sup>
Flash-fire (radiazione termica istantanea)	LFL	1/2 LFL	--	--	--
VCE (sovrappressione di picco)	0,3 bar (0,6 in spazi aperti)	0,14 bar	0,07 bar	0,03 bar	0,3 bar
Rilascio tossico	LC50 (30 min)	--	IDLH	--	--

Il gestore, in accordo a quanto sopra esposto, riporta le informazioni utili per consentire la verifica dell'elaborato tecnico “*Rischi di incidente rilevante*” (ERIR) da parte delle autorità competenti.

Nella tabella successiva sono riassunti gli scenari incidentali relativi all'installazione della nuova unità di compressione secondo quanto richiesto e riportato in **Allegato I.5**.

In particolare, in grassetto sono evidenziati gli scenari con impatto verso l'esterno.





RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI														
Evento iniziale				Frequenza di accadimento (occ./anno)	Scenario incidentale conseguente	Frequenza di accadimento scenario (occ./anno)	Distanze di danno (metri) (rif. D.M. LL.PP. 9 maggio 2001)							
Scenario incidentale	Unità	Descrizione	Item				Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4	
							2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D
3a	Compressione	Uscita 1° stadio TC-5	Piping	2,0 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 50 mm)	Jet Fire	7,8 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	8,5 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
				4,4 · 10 <sup>-7</sup> (Foro 183 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									
3b	Compressione	Filtro S-1	Filtro	1,4 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 10 mm)	Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	6,2 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
3c	Compressione	Filtro S-2	Filtro	1,4 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 10 mm)	Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	6,2 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
3d	Compressione	Filtro S-3	Filtro	1,4 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 10 mm)	Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	6,2 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
3e	Compressione	Aspirazione compressione valle filtri	Piping	1,7 · 10 <sup>-5</sup> (Foro 50 mm)	Jet Fire	6,8 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	7,4 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
				3,9 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 183 mm)	Jet Fire	3,5 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	1,3 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							







RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI														
Evento iniziale				Frequenza di accadimento (occ./anno)	Scenario incidentale conseguente	Frequenza di accadimento scenario (occ./anno)	Distanze di danno (metri) (rif. D.M. LL.PP. 9 maggio 2001)							
Scenario incidentale	Unità	Descrizione	Item				Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4	
							2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D
4c	Compressione	1° stadio TC-1	Compressore	4,1 · 10 <sup>-7</sup> (Foro 10 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									
			Piping	Jet Fire	1,7 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
				Flash Fire	1,8 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
				9,3 · 10 <sup>-7</sup> (Foro 122 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									
5a	Compressione	Uscita 1° stadio TC-5	Filtro	Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
				Flash Fire	8,2 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
			Air cooler	Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-6</sup>	20	21	22	23	23	24	26	26	
				Flash Fire	8,2 · 10 <sup>-6</sup>	s.n.r	s.n.r	31	24	--	--	--	--	
				VCE	1,4 · 10 <sup>-6</sup>	s.n.r		s.n.r		17		40		
			Piping	Jet Fire	6,2 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
				Flash Fire	5,5 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
				Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
Flash Fire	1,1 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile												





RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI														
Evento iniziale				Frequenza di accadimento (occ./anno)	Scenario incidentale conseguente	Frequenza di accadimento scenario (occ./anno)	Distanze di danno (metri) (rif. D.M. LL.PP. 9 maggio 2001)							
Scenario incidentale	Unità	Descrizione	Item				Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4	
							2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D
5c	Compressione	Uscita 1° stadio TC-1	Filtro	1,4 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 10 mm)	Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
				Flash Fire	8,2 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
			Air cooler	1,4 · 10 <sup>-4</sup> (Foro 10 mm)	Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-6</sup>	20	21	22	23	23	24	26	26
					Flash Fire	8,2 · 10 <sup>-6</sup>	s.n.r	s.n.r	31	24	--	--	--	--
					VCE	1,4 · 10 <sup>-6</sup>	s.n.r		s.n.r		17		40	
			Piping	1,4 · 10 <sup>-5</sup> (Foro 50 mm)	Jet Fire	5,7 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	5,1 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
				2,9 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 203 mm)	Jet Fire	2,6 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
Flash Fire	9,8 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile												
5d	Compressione	Linea mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio TC-5	Piping	8,9 · 10 <sup>-7</sup> (Foro 50 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									
				2,1 · 10 <sup>-7</sup> (Foro 102 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									
5e	Compressione	Linea mandata 1° stadio a aspirazione 2° stadio TC-1	Piping	3,2 · 10 <sup>-7</sup> (Foro 50 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									
				8,0 · 10 <sup>-8</sup> (Foro 122 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									





RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI														
Evento iniziale				Frequenza di accadimento (occ./anno)	Scenario incidentale conseguente	Frequenza di accadimento scenario (occ./anno)	Distanze di danno (metri) (rif. D.M. LL.PP. 9 maggio 2001)							
Scenario incidentale	Unità	Descrizione	Item				Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4	
							2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D
6c	Compressione	2° stadio TC-1	Compressore	$4,1 \cdot 10^{-7}$ (Foro 10 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									
			Piping	Jet Fire	$1,3 \cdot 10^{-7}$	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
				Flash Fire	$1,1 \cdot 10^{-7}$	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
				$6,5 \cdot 10^{-7}$ (Foro 122 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									
7a	Compressione	Uscita 2° stadio TC-5	Filtro	Jet Fire	$2,8 \cdot 10^{-8}$	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
				Flash Fire	$8,2 \cdot 10^{-8}$	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
			Air cooler	Jet Fire	$2,8 \cdot 10^{-6}$	20	21	22	23	23	24	26	26	
				Flash Fire	$8,2 \cdot 10^{-6}$	s.n.r	s.n.r	31	24	--	--	--	--	
				VCE	$1,4 \cdot 10^{-6}$	s.n.r		s.n.r		17		40		
			Piping	$1,1 \cdot 10^{-5}$ (Foro 50 mm)	Jet Fire	$4,3 \cdot 10^{-7}$	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	$3,8 \cdot 10^{-7}$	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
				$2,3 \cdot 10^{-6}$ (Foro 203 mm)	Jet Fire	$2,0 \cdot 10^{-7}$	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
Flash Fire	$7,7 \cdot 10^{-8}$	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile												





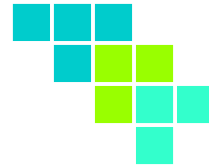
RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI														
Evento iniziale				Frequenza di accadimento (occ./anno)	Scenario incidentale conseguente	Frequenza di accadimento scenario (occ./anno)	Distanze di danno (metri) (rif. D.M. LL.PP. 9 maggio 2001)							
Scenario incidentale	Unità	Descrizione	Item				Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4	
							2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D
7b	Compressione	Uscita 2° stadio TC-1	Filtro	1,4 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 10 mm)	Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
				Flash Fire	8,2 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile								
			Air cooler	1,4 · 10 <sup>-4</sup> (Foro 10 mm)	Jet Fire	2,8 · 10 <sup>-6</sup>	20	21	22	23	23	24	26	26
					Flash Fire	8,2 · 10 <sup>-6</sup>	s.n.r	s.n.r	31	24	--	--	--	--
					VCE	1,4 · 10 <sup>-6</sup>	s.n.r		s.n.r		17		40	
			Piping	1,4 · 10 <sup>-5</sup> (Foro 50 mm)	Jet Fire	5,6 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	5,0 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
				2,8 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 203 mm)	Jet Fire	2,5 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
Flash Fire	9,6 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile												
7c	Compressione	Mandata compressione	Piping	9,1 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 50 mm)	Jet Fire	3,6 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	4,0 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
				2,2 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 183 mm)	Jet Fire	2,0 · 10 <sup>-7</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	7,5 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							





RIEPILOGO EVENTI INIZIALI E SCENARI INCIDENTALI														
Evento iniziale				Frequenza di accadimento (occ./anno)	Scenario incidentale conseguente	Frequenza di accadimento scenario (occ./anno)	Distanze di danno (metri) (rif. D.M. LL.PP. 9 maggio 2001)							
Scenario incidentale	Unità	Descrizione	Item				Zona 1		Zona 2		Zona 3		Zona 4	
							2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D	2/F	5/D
L	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata 1° stadio TC-1	Filtri S-501 e S-101 e piping	3,4 · 10 <sup>-3</sup> (Foro 25 mm)	Jet Fire	2,6 · 10 <sup>-5</sup>	42	45	48	49	52	52	60	58
					Flash Fire	5,8 · 10 <sup>-5</sup>	39	38	72	85	--	--	--	--
M	Compressione	Sovratemperatura della linea di mandata 2° stadio TC-1	Filtri S-502 e S-102 e piping	3,4 · 10 <sup>-3</sup> (Foro 25 mm)	Jet Fire	1,6 · 10 <sup>-6</sup>	42	45	48	49	52	52	60	58
					Flash Fire	4,7 · 10 <sup>-6</sup>	39	38	72	85	--	--	--	--
N	Compressione	Pompaggio del compressore TC-1 con possibile danneggiamento dello stesso	Compressione	1,8 · 10 <sup>-6</sup> (Foro 25 mm)	Jet Fire	3,6 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
					Flash Fire	6,6 · 10 <sup>-8</sup>	Scenario incidentale non ragionevolmente credibile							
O	Compressione	Sovrapressione della linea di mandata 2° stadio del compressore TC-1	Piping	8,4 · 10 <sup>-8</sup> (Foro 25 mm)	Evento incidentale non ragionevolmente credibile									





Dalla tabella precedente sono stati identificati n. 10 scenari che impattano all'esterno dello Stabilimento oggetto del presente Rapporto di sicurezza, di cui:

- n. 4 Jet Fire;
- n. 4 Flash Fire;
- n. 2 VCE.

In base al D.M. 09/05/2001 le categorie di danno ambientale sono così definite:

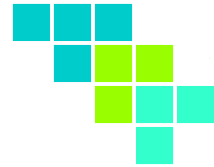
- danno significativo: danno per il quale gli interventi di bonifica e di ripristino ambientale dei siti inquinati, a seguito dell'evento incidentale, possono essere portati a conclusione presumibilmente nell'arco di due anni dall'inizio degli interventi stessi;
- danno grave: danno per il quale gli interventi di bonifica e di ripristino ambientale dei siti inquinati, a seguito dell'evento incidentale, possono essere portati a conclusione presumibilmente in un periodo superiore a due anni dall'inizio degli interventi stessi.

In base alle elaborazioni effettuate ed alle stime preliminari possibili, dato che gli scenari considerati non implicano danni ambientali in quanto le sostanze coinvolte non sono pericolose per l'ambiente, si può affermare che i danni ambientali connessi agli scenari credibili ipotizzati di rilascio nell'ambiente non risultano significativi.

## **C.5.2 Mappe per la pianificazione del territorio**

In **Allegato C.5.2** si riportano le Planimetrie, da utilizzarsi quale "Informazioni per la Pianificazione del territorio", riportanti gli scenari incidentali che superano i confini dello Stabilimento.





## **C.6 DESCRIZIONE DELLE PRECAUZIONI ASSUNTE PER PREVENIRE O MITIGARE GLI INCIDENTI**

### **C.6.1 Precauzioni adottate per prevenire gli eventi incidentali**

#### **C.6.1.1 Precauzioni dal punto di vista impiantistico**

Si rimanda al vigente RdS per la descrizione delle precauzioni assunte per prevenire o mitigare gli incidenti.

Si sottolinea che il corretto comportamento nelle varie situazioni in cui l'unità può operare saranno indicate nel manuale operativo.

Saranno previsti specifici corsi di addestramento al personale interessato prima dello start-up del nuovo compressore TC-1.

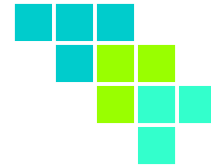
## **C.7 CRITERI PROGETTUALI E COSTRUTTIVI**

### **C.7.1 Precauzioni e coefficienti di sicurezza assunti nella progettazione delle strutture**

Le precauzioni e i coefficienti di sicurezza assunti nella progettazione delle strutture sono quelli previsti da leggi, regolamenti (ove esistenti) o norme di buona tecnica riguardanti:

- ventosità;
- edilizia antisismica per le zone classificate;
- impianti di protezione dalle scariche atmosferiche.





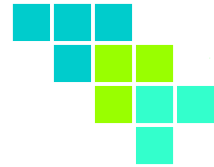
## C.7.2 Norme e/o criteri utilizzati per la progettazione degli impianti elettrici

La progettazione dei sistemi elettrici è stata eseguita da APS S.p.A. in conformità a quanto previsto della normativa tecnica sotto richiamata:

- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- CEI EN 60079-10 Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas Parte 10: Classificazione dei luoghi pericolosi
- CEI 31-35 Costruzioni elettriche per atmosfere potenzialmente esplosive per la presenza di gas
- CEI EN 60079-14 Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza (CEI 31-33) di gas Parte 14: Impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas (diversi dalle miniere)
- CEI EN 60079-17 Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza (CEI 31-34) di gas Parte 17: Verifica e manutenzione degli impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas (diversi dalle miniere)
- UNI EN 12464-1 Luce e illuminazione – Illuminazione dei posti di lavoro- Posti di lavoro in interni.
- UNI EN 1838 Applicazione dell'illuminotecnica - Illuminazione di emergenza CEI EN 62305 (CEI 81-10) Protezione contro i fulmini
- D.M. 37/08 Riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione, degli impianti

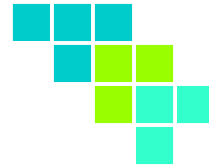






- Legge 186/1968 Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni, e impianti elettrici ed elettronici
- D.Lgs n.233/2003 Attuazione della direttiva 1999/92/CE relativa alle prescrizioni minime per il miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori esposti al rischio di atmosfere esplosive
- D.P.R. 126/1998 Regolamento recante norme per l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva
- D.P.R.462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici pericolosi."
- SPT-CENT-296 Sistemi di Misura volumetrici di gas combustibile e di gas di Rev.5 Process di unità e di centrale



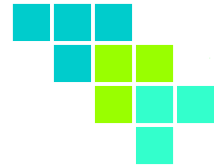


### C.7.3 Norme e/o i criteri utilizzati per la progettazione dei sistemi di scarico della pressione, serbatoi e tubazioni

Di seguito si riporta un elenco delle principali norme e/o i criteri utilizzati per il progetto delle tubazioni da installare a corredo della nuova unità di compressione.

ASME B31.8/1992+Add.93	Gas Transmission and Distribution Piping System
ASME B1.1/1989	Unified Inch Screw Threads
ASME B1.20.1/1992	Pipe Threads, General Purpose (Inch)
ASME B16.5/1988+Add.92	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME B16.9/1993	Factory-made Wrought Steel Butt Welding Fittings
ASME B16.10/1986	Face-to-face and End-to-End Dimensions Valves
ASME B16.11/1991	Forged Steel Fittings, Socket Welding and Threaded
ASME B16.21/1992	Non Metallic Flat Gaskets for Pipe Flanges
ASME B16.25/1988	Butt Welding Ends
ASME B16.34/1988	Valves-Flanged, and Welding End
ASME B16.47/1990+Add.91	Large Diameters Steel Flanges
ASME B18.21/1991+Add.91	Square and Hex Bolts and Screws Inch Series
ASME B18.22/1987	Square and Hex Nuts
MSS SP44/1990	Steel Pipeline Flanges
MSS SP 75/1988	Specification for High Test Wrought Butt Welding Fittings
MSS SP 6/1990	Standard Finishes Contact Faces of Pipe Flanges
API 5L/1992	Specification for Pipeline
API 6D/1994	Specification for Pipeline Valves





### ***Criteria di progettazione dei sistemi di scarico della pressione***

Si precisa che la progettazione dell'impianto, sin dalla sua nascita, ha optato per l'impiego di vent "freddi" ossia non dotati di un sistema di bruciatori con alimentazione continua.

La filosofia di progettazione è quella di convogliare il gas presente nelle apparecchiature e nelle tubazioni in punto posto a distanza dagli impianti (vent).

Si precisa che, a seguito della modifica in esame, i circuiti delle macchine TC-1 e TC-5 verranno scaricati nella nuova candela ME-1N che sostituirà quella attualmente esistente ME-1. La Centrale di Compressione verrà depressurizzata una macchina per volta per incendio e non è prevista la contemporaneità degli scarichi; è prevista una depressurizzazione sequenziata per ESD generale di Centrale.

#### **C.7.4 Identificazione dei punti di emissione**

L'**Allegato C.7.4** contiene planimetria con indicazione dei punti di emissione, ove sono riportati tutti gli scarichi, sia funzionali che d'emergenza, in atmosfera con indicazione delle linee convogliate.

#### **C.7.5 Controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza e dei sistemi di blocco**

##### ***Valvole di sicurezza***

Le valvole di sicurezza a corredo della nuova unità di compressione saranno periodicamente verificate così come quelle a corredo delle apparecchiature presenti nello Stabilimento.

In ambito di attività regolamentata dal D. Lgs. 624/96 e s.m.i. l'ente di controllo a cui è demandato questo compito è la sezione UNMIG competente per territorio.

Il controllo del funzionamento delle valvole di sicurezza è effettuato con l'impianto non in marcia senza compromettere la sicurezza dell'impianto stesso.





### **C.7.6 Criteri di protezione dei contenitori delle sostanze corrosive**

L'analisi delle schede di sicurezza delle sostanze classificate come "pericolose" dalla Direttiva Seveso evidenzia l'assenza di sostanza con caratteristiche corrosive.

Per tale motivo non sono previsti particolari accorgimenti per la corrosione interna oltre a quelli normalmente adottati, ovvero:

- le tubazioni fuori terra sono verniciate;
- tutte le masse metalliche interrate sono protette catodicamente contro la corrosione (protezione attiva).

### **C.7.7 Zone in cui sono immagazzinate sostanze corrosive**

Non sono presenti serbatoi di sostanze corrosive nello Stabilimento e non ne saranno aggiunte a seguito dell'installazione della TC-1.

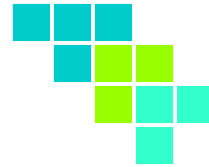
### **C.7.8 Criteri seguiti per la determinazione dei sovrasspessori di corrosione**

Le sostanze trasportate e trattate nelle Concessioni Stogit non hanno proprietà corrosive ed in particolare per l'unità di compressione:

- le apparecchiature, recipienti e tubazioni, installate negli impianti di compressione sono a diretto contatto con il gas anidro proveniente dalla rete di trasporto di Snam Rete Gas, il quale è privo di caratteristiche corrosive;

Visto che il gas compresso dalle centrali Stogit è prelevato dalla rete di trasporto di Snam Rete Gas S.p.A., in ogni punto di prelievo del gas è installata una Cabina Analisi che monitora, in continuo, oltre alla composizione del gas anche l'eventuale presenza di H<sub>2</sub>S (ppm) e CO<sub>2</sub> (%) nel gas in ingresso alla Centrale. Il gas proveniente dalla Rete nazionale di Trasporto rispetta valori di trasportabilità che prevedono eventuali contenuti di H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> estremamente limitati o assenti. Nel caso si ravvisassero superamenti anche per tempi limitati il Dispacciamento Stogit e quello di SRG effettuano uno stretto coordinamento al fine di capirne le cause e rientrare nel più breve tempo possibile nei limiti previsti dal Codice di Rete.





### **C.7.9 Organizzazione e procedure di controllo di qualità**

L'introduzione della nuova unità di compressione non prevedrà una variazione delle procedure di controllo qualità adottate finora. Si rimanda alla descrizione delle procedure di controllo di qualità riportata nel vigente RdS.

### **C.7.10 Sistemi di blocco di sicurezza e criteri seguiti nella determinazione delle frequenza di prova**

#### *Descrizione dei sistemi di blocco*

La gestione delle attività avviene dal Dispacciamento Operativo; da questo è possibile riconoscere gli allarmi, modificare i set dei controllori, effettuare il blocco generale (ESD/PSD) e la chiusura dei singoli pozzi.

Nella architettura del sistema ESD i blocchi sono strutturati su tre livelli, dei quali il più alto ha priorità sul più basso, così definiti:

#### **ESD Emergency Shut Down**

L'Emergency Shut Down si ha o per volontà dell'operatore, attraverso l'attivazione di pulsanti dedicati (in centrale o direttamente dal Dispacciamento Operativo), o per intervento degli elementi di rivelazione incendio dislocati nelle aree critiche d'impianto (rivelatori di temperatura, fiamma e fumo). L'attivazione dell'ESD provoca la chiusura di tutte le valvole di sezionamento impianto (SDV) e l'apertura delle valvole di blow down con la conseguente depressurizzazione della parte d'impianto interessata.

#### **PSD Process Shut Down**

Il Process Shut Down si ha per volontà dell'operatore, attraverso l'attivazione di pulsanti dedicati (in centrale o direttamente dal Dispacciamento Operativo), o per segnalazione di anomalie di processo che coinvolgono il flusso principale di trattamento del gas. L'attivazione del PSD provoca il blocco della produzione attraverso la chiusura delle valvole di sezionamento impianto (SDV) e la messa in sicurezza dell'unità che origina l'emergenza.

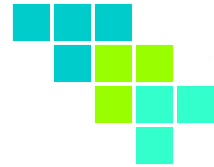
#### **LSD Local Shut Down**

Il Local Shut Down si ha per volontà dell'operatore, attraverso l'attivazione di pulsanti dedicati, o per segnalazione di anomalie di processo che coinvolgono singole unità di impianto. L'attivazione del LSD provocherà il blocco e la messa in sicurezza dell'unità che origina l'emergenza.

Tutte le cause di blocco ESD - PSD - LSD sono segnalate al Dispacciamento Operativo.

In funzione del grado di scostamento della singola variabile da controllare si effettuano preallarmi, allarmi e blocchi delle unità interessate.





Il sistema F&G dedicato alla nuova unità di compressione TC1 e quelli già esistenti dedicati all'unità di compressione TC5 che resterà in funzione, gestiranno direttamente i sensori di presenza fiamma (cavi termosensibili) per attivare le logiche di PSD/ESD; inoltre tali sistemi acquisiranno direttamente anche i relativi sensori di rivelazione gas combustibili.

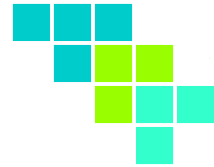
I sistemi F&G di ogni singola unità di compressione comanderanno l'attivazione delle varie segnalazioni di allarme acustiche e visive e si interfacceranno con i sistemi di sicurezza ESD della relativa macchina.

L'intervento dei sistemi cavi termosensibili in logica 2oo2 attiverà l'ESD del turbocompressore bloccando l'unità e aprendo le valvole di scarico di emergenza (depressurizzazione) dell'unità, senza attivare l'estinguente internamente al cabinato. L'attivazione dell'ESD di una qualsiasi unità di compressione comporterà il PSD dell'altra macchina.

I sistemi di rilevazione gas dei cabinati dei turbocompressori agiranno per mezzo di due soglie di intervento: la soglia inferiore che attiverà le segnalazioni di allarme, e la soglia superiore che, attraverso l'ESD dell'unità interessata dall'emergenza, attiverà l'arresto di emergenza della stessa, con relativa depressurizzazione, e tutte le ulteriori azioni necessarie ai fini della sicurezza

L'**Allegato C.7.10** riporta i sistemi di blocco di sicurezza relativi alla Centrale di Compressione oggetto delle modifiche previste dal presente Rapporto Preliminare di Sicurezza.





**C.7.11 Provvedimenti adottati nei luoghi chiusi per evitare la formazione, la persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e di sostanze pericolose**

Per evitare la formazione, la persistenza di miscele infiammabili e/o esplosive e di sostanze pericolose, all'interno del nuovo package del gruppo di compressione TC-1 sarà previsto un sistema di rivelazione di gas infiammabile incluso nella fornitura del package stesso.

In **Allegato C.7.11** sono riportate le planimetrie con l'indicazione delle aree con pericolo di esplosione.

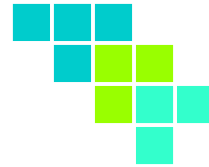
**C.7.12 Precauzioni assunte per evitare che i serbatoi e le condotte di trasferimento possano essere danneggiati a seguito di collisione**

Le precauzioni assunte per evitare che i serbatoi e le condotte di trasferimento possano essere danneggiati a seguito di collisione sono:

- tutti i serbatoi sono all'interno di un bacino di contenimento o comunque di delimitazione;
- tutti i percorsi delle tubazioni sono sviluppati in zone protette dalla possibilità di essere danneggiate da normali mezzi mobili;
- ogni automezzo ha l'obbligo di circolare ad una velocità non superiore a 20 km/h;
- nel caso di impiego di mezzi di sollevamento nelle aree dello Stabilimento, sono previste particolari misure di sorveglianza, al fine di svolgere il lavoro secondo le procedure di sicurezza.

L'installazione del nuovo turbocompressore non prevede l'installazione di nuovi serbatoi o recipienti atti a contenere fasi liquide.





## C.8 SISTEMI DI RILEVAMENTO

### C.8.1 Sistemi adottati per il monitoraggio della presenza di sostanze pericolose, infiammabile e tossiche, nonché per la rilevazione di incendi

In **Allegato C.8.1** si riportano le planimetrie con riportata l'ubicazione dei rilevatori gas/incendio suddivisi per tipologia.

I sistemi di rilevazione presenti nell'impianto di Trattamento, nei Cluster, nelle aree pozzo e in altre aree al di fuori della Centrale di Compressione, non subiranno variazioni a seguito delle modifiche previste per l'installazione della nuova unità di compressione.

Si riporta invece di seguito una descrizione delle modifiche previste per l'implementazione del sistema di rilevamento in correlazione con l'installazione del nuovo turbocompressore TC-1.

#### ***Rilevatori presenza gas infiammabile***

La rivelazione di gas infiammabile è necessaria per allertare il personale e intervenire in caso di rilascio accidentale prima che la concentrazione in aria del gas raggiunga il limite inferiore di esplosività (LIE).

Il sistema di rivelazione gas sarà previsto per il package del gruppo di compressione TC1 e sarà incluso nella fornitura del package stesso con soglie di allarme e blocco (15% LEL, preallarme / 30 %LEL, allarme) e relativa depressurizzazione.

I sensori di rivelazione gas infiammabile saranno normalmente di tipo a combustione catalitica o a raggi infrarossi puntuali.

L'unità di compressione, essendo composta di due cabinati, uno per l'unità di compressione ed uno per il motore, avrà due sistemi di rilevazione gas separati.

#### ***Rilevatori di incendio***

A seguito della modifica oggetto del presente documento, saranno previsti i seguenti sistemi di rivelazione incendio:

##### *Sistema cavi termosensibili*

Si impiegheranno cavi termosensibili con temperatura di intervento superiore di circa 30°C rispetto a quella massima dell'ambiente di installazione.

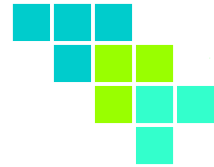
La logica di funzionamento dei cavi termosensibili dovrà essere:

- *1oo2 avaria;*
- *1 allarme + 1 allarme ESD immediato;*
- *1 allarme + 1 guasto ESD immediato;*
- *1 guasto + 1 guasto ESD ritardato.*

Per l'area esterna al cabinato del nuovo compressore e per le aree esterne al turbocompressore TC5 già esistente sono previsti in progetto dei cavi termosensibili sui circuiti gas fuori terra e circuiti olio di lubrificazione; il turbocompressore TC6 invece sarà messo fuori esercizio per cui non è







prevista un'implementazione del sistema di rivelazione incendio attualmente presente.

In particolare per quanto riguarda il nuovo compressore *TC1*, le apparecchiature che saranno monitorate con sistema rivelazione incendio sono:

- E-101: Refrigerante Gas Prima Fase;
- E-102: Refrigerante Gas Seconda Fase;
- E-103: Riscaldatore Gas Combustibile;
- S-101/S-102: Separatori interfase;
- S-103: Filtro Gas Combustibile;
- Aerorefrigeranti olio.

Per quanto riguarda i turbocompressore *TC5* già esistente, le apparecchiature che saranno monitorate con sistema rivelazione incendio sono:

- E-501: Refrigerante Gas Prima Fase;
- E-502: Refrigerante Gas Seconda Fase;
- E-503: Scambiatore Fuel Gas;
- MS-5 A/B: Separatori interfase;
- S-503: Filtro Fuel Gas;
- Aerorefrigeranti olio TC5.

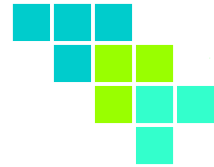
Inoltre verranno monitorate con sistema rivelazione incendio le seguenti apparecchiature:

- S-1/2/3: Filtri principali;
- S-4 A/B: Filtri gas combustibile;
- S-5: Filtro gas servizi;
- E-1: Riscaldatore.

#### Sistema rivelatori UV/IR

Per quanto riguarda il sistema di rivelazione incendio sulla nuova candela ME-1N, saranno utilizzati i rivelatori ottici di tipo UV/IR già installati a protezione della candela da sostituire. In caso d'intervento di un solo sensore si avrà la segnalazione di errore. In caso d'intervento di 2 sensori su 2 si avrà la segnalazione di allarme incendio e verrà attivata la scarica di CO<sub>2</sub>.





## C.8.2 Sistema di rilevazione fuoriuscite gas (fonometri)

Il sistema fonometrico è stato installato per identificare le perdite di gas, che possono avvenire in impianto a seguito della foratura di tubazioni. La perdita viene rilevata identificando le frequenze specifiche di questi fenomeni e filtrando i rumori di fondo.

Il fonometro scelto ed il relativo applicativo sono stati identificati tenendo in considerazione le componenti tonali, che, a seconda della dimensione del foro, possono variare tra i 2 e gli 8 KHz.

Il fonometro identificato permette di rilevare la frequenza delle perdite nell'ordine di 1/12 di ottava, ritardando il segnale di fault di circa 60 sec.

I criteri d'analisi sono eseguiti tramite FFT Fast Fourier Transform in modo da filtrare i rumori impropri.

Una volta rilevato l'allarme il fonometro attiva un segnale digitale, che viene acquisito dal DCS.

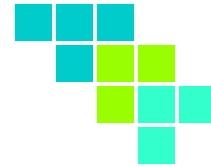
La posizione dei fonometri è stata definita tenendo conto dei seguenti criteri:

- Evitare le zone classificate a rischio di esplosione;
- Copertura di tutte le aree;
- Eventuali ostacoli presenti in Impianti;
- Ridondanza dei segnali;
- Agilità nella posa;
- Facilità nella manutenzione.

A seguito della modifica saranno installati due nuovi fonometri nell'area di installazione della TC-1.

In **Allegato C.8.1** è riportata la planimetria con il posizionamento dei fonometri nell'area di installazione della TC-1 e il raggio di copertura.





## **D SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI APPRESTAMENTI**

### **D.1 SOSTANZE EMESSE**

#### ***Sostanze emesse in condizioni di anomalie di funzionamento e nel caso di incidente***

La sostanza pericolosa ai sensi del D.Lgs. 105/2015 che potenzialmente potrà essere rilasciata dalla nuova unità di compressione è il gas naturale.

Oltre al rilascio di tale sostanza in caso di incendio potranno essere emessi i sottoprodotti di combustione (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, etc.).

#### ***Sostanze emesse nel caso di convogliamento a Vent***

La filosofia Stogit prevede l'utilizzo di Vent freddo per il convogliamento di gas in atmosfera per condizioni di emergenza e non di sistemi di torcia con presenza di pilota acceso.

La sostanza rilasciata è esclusivamente gas naturale.

Una condizione di anomalia ipotizzabile per il Vent freddo, nell'ipotesi che una serie di concause si verificano, potrebbe essere l'arrivo di liquido in torcia con rilascio di prodotto al suolo.

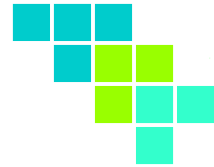
L'esperienza ha dimostrato che l'eventuale espulsione dal Vent freddo di liquido è riconducibile alle acque piovane che potrebbero accumularsi all'interno dello sfiato durante gli eventi meteorici avvenuti.

Di contro, nell'ambito del normale esercizio dell'impianto, la filosofia prevede che gli sfiati operativi BDV-PSV vadano a VENT in Candela di Emergenza di sfiato.

Gli scarichi dei rigeneratori glicole e dei degasatori sono convogliati ad un termodistruttore, dotato di pilota, che provvede alla combustione di quanto in esso convogliato.

Le sostanze rilasciate sono ancora una volta i sottoprodotti della combustione.





## **D.2 EFFETTI INDOTTI DA INCIDENTI SU IMPIANTI A RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE**

### **D.2.1 Criteri adottati per l'individuazione degli Effetti Domino**

Con il termine “Effetto Domino” si intende il meccanismo che propaga uno scenario incidentale iniziale, detto “primario”, generando eventi e/o scenari “secondari” su altre apparecchiature, con potenziale espansione delle zone di danno (per effetto di irraggiamento, sovrappressione o ingolfamento nelle fiamme causate dallo scenario iniziale). L'evento secondario, a seconda dei casi, potrà risultare analogo al primario per tipologia e/o estensione delle conseguenze, oppure dare luogo a scenari diversi.

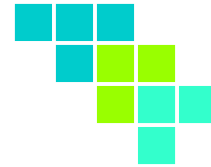
Al fine di effettuare una valutazione sistematica del rischio associato all'effetto domino a seguito degli scenari incidentali identificati nell'ambito dell'analisi di rischio di cui al precedente paragrafo C.4.1, sono state seguite le indicazioni riportate nell'Allegato E del D. Lgs. 105/2015.

#### **Criteri di Esclusione**

Di seguito si riportano i passaggi seguiti per escludere alcune tipologie di scenario primario ritenute non critiche per lo sviluppo di effetti domino; i rimanenti scenari del Rapporto di Sicurezza che saranno esaminati nel seguito saranno denominati “SIGNIFICATIVI PER EFFETTO DOMINO”:

1. esclusione degli scenari primari aventi frequenze minori di  $1,0 \cdot 10^{-6}$ ;
2. esclusione degli scenari primari con probabilità di effetto domino pari a 0 secondo quanto riportato nelle seguenti tabelle, tratte dall'Appendice A dell'Allegato E del D. Lgs. 105/2015:



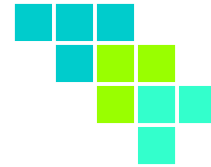


<b>Tabella A.1 – Probabilità di effetto domino per irraggiamento</b>		
<b>Effetto sorgente</b>	<b>Probabilità di effetto domino</b>	<b>Nota</b>
Ingolfoamento in fiamma da jet fire con durata $\leq 5$ minuti	0	
Ingolfoamento in fiamma da jet fire con durata tra 5 e 10 minuti	0.5	
Ingolfoamento in fiamma da jet fire con durata $> 10$ minuti	1	
Irraggiamento superiore a 37,5 kW/m <sup>2</sup> o ingolfamento in fiamma da pool fire con durata inferiore a 10 minuti	0	1
Irraggiamento superiore a 37,5 kW/m <sup>2</sup> o ingolfamento in fiamma da pool fire con durata superiore a 10 minuti (per obiettivi come serbatoi atmosferici)	1	2
Irraggiamento superiore a 37,5 kW/m <sup>2</sup> o ingolfamento in fiamma da pool fire con durata superiore a 10 minuti (per obiettivi come serbatoi pressurizzati e tubazioni)	0.5	2
Irraggiamento superiore a 37,5 kW/m <sup>2</sup> con durata superiore a 20 minuti	1	2
Irraggiamento inferiore a 12,5 kW/m <sup>2</sup>	0	1
Irraggiamento tra 12,5 kW/m <sup>2</sup> e 37,5 kW/m <sup>2</sup> con durata inferiore a 10 minuti	0	1
Irraggiamento tra 12,5 kW/m <sup>2</sup> e 37,5 kW/m <sup>2</sup> con durata superiore a 10 minuti	Vedi nota	3
Irraggiamento tra 12,5 kW/m <sup>2</sup> e 37,5 kW/m <sup>2</sup> con durata superiore a 20 minuti	Vedi nota	3

**Note alla tabella:**

1. Salvo i casi in cui sia ipotizzabile una propagazione dell'incendio a causa di materiale strutturale o componentistico infiammabile (es. pannellature di materiale plastico, ecc.), ovvero un danneggiamento di componenti particolarmente vulnerabili (es. recipienti o tubazioni in vetroresina, serbatoi o tubazioni con rivestimenti plastici, ecc.);
2. Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione attivi (raffreddamento) automatici o manuali, aventi probabilità P di mancato intervento su domanda o di inefficacia per tutta la durata dell'effetto sorgente, le probabilità di effetto domino vanno moltiplicate per P. Nel caso in cui siano presenti sistemi di protezione passiva (fire proofing, interrimento, barriere tagliafiamme) le probabilità di effetto domino sono trascurabili per durata dell'effetto fisico pari o inferiore a quello eventuale di resistenza del sistema;
3. Probabilità interpolata linearmente rispetto alle probabilità corrispondenti ai due estremi del valore di irraggiamento.





<b>Tabella A.2 – Probabilità di effetto domino per sovrappressione</b>		
<b>Effetto sorgente</b>	<b>Probabilità di effetto domino</b>	<b>Nota</b>
Sovrappressione inferiore a 0,3 bar	0	
Sovrappressione inferiore a 0,6 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	1	1
Sovrappressione inferiore a 1,0 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature in pressione e tubazioni)	1	1
Sovrappressione tra 0,3 e 0,6 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature atmosferici)	Vedi nota	2
Sovrappressione tra 0,3 e 1,0 bar (per obiettivo serbatoi e apparecchiature in pressione e tubazioni)	Vedi nota	2

**Note alla tabella:**

1. Per la distinzione tra apparecchiature atmosferiche e in pressione, si può fare riferimento alla pressione di progetto, che per apparecchiature in pressione deve essere superiore a 2 bar assoluti;
2. Probabilità interpolata linearmente rispetto alle probabilità corrispondenti ai due estremi del valore di sovrappressione.

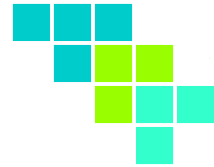
*Esplosioni*

In conseguenza dell'applicazione dei criteri sopra esposti, le esplosioni valutate al punto C.4.2.2.1 non sono tali da produrre effetto domino, poiché non raggiungono il valore di sovrappressione necessario (0,3 bar).

*Jet Fire*

Per quel che riguarda i Jet Fire, sono state calcolate le lunghezze delle fiamme per ciascuno scenario e le distanze di danno raggiunte dalla soglia di irraggiamento dei 37,5 kW/m<sup>2</sup>.





Nel prosieguo della stima, si è inoltre assunto che:

- solo i tratti di tubazione fuori terra contribuiscano all'effetto domino, sia in termini di frequenze sia di posizione dello scenario primario;
- la frequenza dell'effetto domino sia valutata come:

$$F_{\text{effetto domino}} = F_{\text{scenario primario}} * P_{\text{effetto domino}} * FC_{\text{geometrico}} * FC_{\text{protezioni}} \quad (\text{occ/anno})$$

dove:

$F_{\text{scenario primario}}$  = frequenza incidentale dello scenario primario (occ/anno), corretta secondo le assunzioni descritte sopra;

$P_{\text{effetto domino}}$  = probabilità definita in base ai criteri della Tabella tratta dall'Appendice A dell'Allegato E del D. Lgs. 105/2015;

$FC_{\text{geometrico}}$  = fattore correttivo adimensionale per tener conto della direzionalità del getto incendiato, assunto pari alla frazione di angolo giro con la quale la sorgente inquadra il target;

$FC_{\text{protezioni}}$  = fattore correttivo adimensionale relativo al fallimento dei rilevatori di fiamma, assunto pari a  $1,6 \cdot 10^{-3}$  (*Oreda 2009, Control and Safety Equipment, Fire and Gas Detectors – Degraded, fail to function on demand*), laddove applicabile;

- la credibilità degli effetti domino sia pari a  $1,0 \cdot 10^{-7}$ .

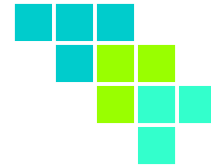
Tali assunzioni hanno portato alle conclusioni riportate nel paragrafo che segue.

## D.2.2 Effetti degli incidenti indotti

Sulla base dei criteri esposti nei paragrafi precedenti, per tutti gli scenari incidentali credibili, laddove applicabile, sono stati valutati i possibili effetti domino; di seguito si riporta una sintesi dell'analisi svolta.

Nella Tabella seguente si riportano i principali eventi che per la durata dell'evento e la concomitante presenza di bersagli potrebbero sviluppare effetti domino.



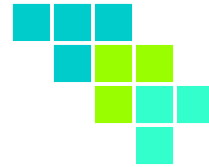


N°	Descrizione Scenario primario	Frequenza scenario Jet Fire (occ/anno)	Durata (min)	Lunghezza fiamma (m)	Bersaglio	Peffetto domino	FCgeometrico	FCprotezioni	Frequenza effetto domino su bersaglio
5a	Uscita 1° stadio TC-5	$2,8 \cdot 10^{-6}$	>10	18	Air cooler 2° stadio compressione	1	0,5	1	$1,4 \cdot 10^{-6}$
					Filtri 1° e 2° stadio compressione	1	0,5	1	$1,4 \cdot 10^{-6}$
5c	Uscita 1° stadio TC-1	$2,8 \cdot 10^{-6}$	>10	18	Air cooler 2° stadio compressione	1	0,5	1	$1,4 \cdot 10^{-6}$
					Filtri 1° e 2° stadio compressione	1	0,5	1	$1,4 \cdot 10^{-6}$
7a	Uscita 2° stadio TC-5	$2,8 \cdot 10^{-6}$	>10	18	Air cooler 1° stadio compressione	1	0,5	1	$1,4 \cdot 10^{-6}$
					Filtri 1° e 2° stadio compressione	1	0,5	1	$1,4 \cdot 10^{-6}$
7b	Uscita 2° stadio TC-1	$6,8 \cdot 10^{-5}$	>10	18	Air cooler 1° stadio compressione	1	0,5	1	$3,4 \cdot 10^{-5}$
					Filtri 1° e 2° stadio compressione	1	0,5	1	$3,4 \cdot 10^{-5}$
M	Sovratemperatura della linea di mandata 2° stadio TC-1	$6,8 \cdot 10^{-5}$	>10	35	Air cooler 1° e 2° stadio compressione	1	0,5	1	$3,4 \cdot 10^{-5}$
					Filtro 1° stadio compressione	1	0,5	1	$3,4 \cdot 10^{-5}$

Come si evince dalla tabella sopra riportata: ciascun bersaglio di effetto domino è esso stesso una sorgente. Gli scenari secondari che possono coinvolgere tali bersagli sono quindi già stati valutati come scenari primari nella sezione C.4.2.2.1 di questo documento.







## **D.3 SISTEMI DI CONTENIMENTO**

### **D.3.1 Sistemi di contenimento di sostanze infiammabili**

#### **Gas Naturale**

Nel caso di rilascio di gas naturale, la principale misura di sicurezza consiste nella possibilità di isolare le fonti di alimentazione del gas (in caso di rilascio) e provvedere alla depressurizzazione del gas verso il sistema di blow down (candela fredda), limitando in tal modo la presenza di gas naturale in impianto.

Nella Centrale di Compressione, la filosofia consiste nell'aver adottato un sistema di depressurizzazione automatico (per rilevazione incendi) del gruppo turbocompressore con invio, in condizioni di sicurezza, al vent silenziato. Il restante hold up dell'impianto di compressione (la cui maggior parte è costituita da tubazioni interrato) viene automaticamente intercettata a mezzo valvole di blocco; è previsto comunque lo shut down della Centrale di Compressione azionabile dall'operatore.

### **D.3.2 Sistemi di contenimento dei liquidi tossici e/o pericolosi per l'ambiente**

Nella nuova unità di compressione TC-1, così come nelle altre apparecchiature oggetto di modifica nell'impianto di compressione, non è previsto l'utilizzo di liquidi tossici od infiammabili o sostanze pericolose per l'ambiente.

### **D.3.3 Sistemi di contenimento di rilasci in atmosfera**

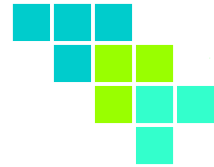
L'impianto di Compressione sarà costituito da n. 2 unità di compressione (TC-1 e TC-5) e dai collettori di centrale che interconnettono le unità di compressione tra di loro e con la centrale di trattamento.

Dal punto di vista impiantistico possono essere definite le seguenti sezioni, delimitate da valvole di intercettazione e di scarico motorizzate, comandate dalle logiche dei sistemi di sicurezza e connesse ai sistemi di automazione e controllo SCS e SCU:

- sezione compressore gas: si intende il piping di processo compreso tra le valvole di aspirazione e mandata del COmpressore CEntrifugo (CO/CE);
- sezione unità di compressione: si intende il piping di processo esterno al cabinato unità compreso tra le valvole di radice (HV-x01 e HV-x04) per la connessione con i collettori di centrale ad esclusione della sezione CO/CE;
- sezione linea fuel gas unità: si intende il piping a valle della valvola blocco fuel gas HSV-x06;
- sezione collettori di centrale.

Per definire le sequenze di avviamento occorre prima distinguere le differenti tipologie di fermata, che possono coinvolgere la singola unità oppure l'intera centrale di compressione, determinando assetti diversi per le sezioni dell'impianto.





## Fermate relative alla singola unità di Compressione

La *fermata unità per arresto normale* determina una sequenza automatica di arresto graduale dell'unità che, alla fine della sequenza, si troverà nelle seguenti condizioni:

- sezione CO/CE intercettata e pressurizzata;
- sezione unità di compressione intercettata e pressurizzata;
- sezione linea fuel gas unità intercettata e depressurizzata.

A seguito della fermata l'unità è in stato di “*ready to start*” se la sequenza di arresto è andata a buon fine.

Per quel che riguarda l'unità TC-5, essa viene depressurizzata automaticamente dopo due ore dall'arresto normale.

La *fermata unità per arresto rapido* determina una sequenza automatica di arresto veloce dell'unità che, alla fine della sequenza, si troverà nelle seguenti condizioni:

- sezione CO/CE intercettata e pressurizzata;
- sezione unità di compressione intercettata e pressurizzata;
- sezione linea fuel gas unità intercettata e depressurizzata.

A seguito della fermata l'unità non è, generalmente, in stato di “*ready to start*”.

Anche in questo caso l'unità TC-5 viene depressurizzata automaticamente dopo due ore dall'arresto rapido.

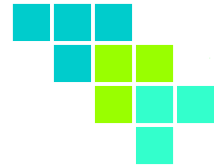
## Fermate relative all'intera centrale di Compressione

La *fermata di emergenza per blocco di 1° grado* determina l'arresto rapido delle unità eventualmente in marcia e il seguente assetto impiantistico:

- sezione CO/CE intercettata e depressurizzata;
- sezione unità di compressione intercettata e depressurizzata;
- sezione linea fuel gas unità intercettata e depressurizzata;
- sezione collettori di centrale intercettata e depressurizzata.

La fermata è provocata da comando manuale dell'operatore di Centrale e/o remotizzato da Dispacciamento.





La **fermata di emergenza per blocco di 2° grado** determina l'arresto rapido delle unità eventualmente in marcia e il seguente assetto impiantistico:

- sezione CO/CE intercettata e pressurizzata, se non diversamente previsto da diagramma causa/effetti;
- sezione unità di compressione intercettata e pressurizzata;
- sezione linea fuel gas unità intercettata e depressurizzata;
- sezione collettori di centrale intercettata e pressurizzata.

La fermata è provocata dall'intervento dei sistemi di sicurezza o da comando manuale dell'operatore di Centrale e/o remotizzato da Dispacciamento.

La **fermata di emergenza per blocco di 3° grado** determina l'arresto normale delle unità eventualmente in marcia e il seguente assetto impiantistico:

- sezione CO/CE intercettata e pressurizzata;
- sezione unità di compressione intercettata e pressurizzata;
- sezione linea fuel gas unità intercettata e depressurizzata;
- sezione collettori di centrale NON intercettata e pressurizzata.

La fermata è provocata dall'intervento dei sistemi di sicurezza o da comando manuale dell'operatore.

Per quel che riguarda l'unità TC-5, essa viene depressurizzata automaticamente dopo due ore dal blocco di 3° grado.

In **Allegato C.7.4** è riportata la planimetria con i punti di emissione.





## **D.4 CONTROLLO OPERATIVO**

### **D.4.1 Controllo operativo del processo**

Lo Stabilimento identifica e controlla le attività, i processi e le operazioni che possono influire significativamente sulla sicurezza, in linea con la politica in materia di salute, sicurezza, ambiente e incolumità pubblica della Società.

Le attività in generale, ed in particolare quelle che hanno influenza diretta o indiretta sulla sicurezza, sono svolte a fronte di documenti definiti al paragrafo B.1.1 del presente Rapporto di Sicurezza, garantiscono il rispetto di quanto previsto nella politica della società e nei piani di miglioramento dello Stabilimento.

I documenti di riferimento sono:

- ai fini dell'affidabilità dei componenti impiantistici: piani di manutenzione, piani di ispezione, piani di controllo, piani di taratura, modalità di approvvigionamento;
- ai fini della conduzione: manuali operativi, procedure o istruzioni operative, specifiche di processo, piani di campionamento ed analisi;
- ai fini dell'adeguatezza professionale: piani di formazione;
- ai fini della esposizione e della salute dei lavoratori: piani di monitoraggio ambienti di lavoro, piani di sorveglianza sanitaria.

## **D.6 FONTI DI RISCHIO MOBILI**

### **D.6.1 Descrizione di eventuali fonti di rischio mobili**

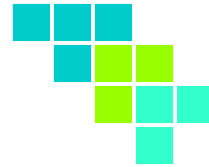
Le attività svolte all'interno dello Stabilimento oggetto del presente Rapporto di Sicurezza non comportano l'utilizzo di ferrocisterne o portacontainer così come indicato nel D.P.C.M. 31.03.89.

Il gas naturale viene trasportato tramite tubazione fisse.

### **D.6.2 Misure adottate per prevenire il rischio associato alle fonti di rischio mobili**

Gli automezzi, all'interno dello Stabilimento, seguono percorsi prestabiliti in modo da minimizzare il rischio e non attraversano aree di impianto se non strettamente necessario (per esempio, per interventi di carico/scarico e/o manutenzione).





## **D.8 MISURE CONTRO L'INCENDIO**

### **D.8.1 Impianti, attrezzature ed organizzazione per la prevenzione e l'estinzione degli incendi**

In **Allegato D.8.1** si riportano le planimetrie che riportano le attrezzature e gli impianti per la prevenzione e l'estinzione degli incendi previsti nell'area in cui verrà installata la nuova unità di compressione.

#### **Rete idrica antincendio asservita all'unità di Compressione TC-1**

Dovrà essere installato nr. 1 idrante di tipo a colonna soprasuolo conforme alla UNI EN 14384, installato all'esterno a protezione dell'area esterna da incendio. L'idrante sarà di tipo a secco con scarico automatico antigelo, dotato di valvola di sezionamento automatica (con sistema a rottura prestabilita che permette di mantenere la chiusura della valvola principale quando la parte fuori terra dell'idrante viene rovesciata in seguito ad un urto). Azionabile dall'alto con chiave di manovra. Il corpo dell'idrante dovrà essere in ghisa con tappi di chiusura in ottone.

Il raccordo per le manichette dovrà essere in ottone.

L'idrante dovrà rispettare le seguenti caratteristiche tecniche:

- DN idrante: 150 (6");
- Flangia di ingresso: 6" DN150 EN 1092-2 PN16;
- Curva a piede flangiato DN 6" in ghisa flangiato a norma EN 1092-2 PN16 e verniciato nero;
- Attacchi per manichette: nr. 1 DN 100 e nr. 2 DN 70;
- Tappi per chiusura muniti di catena;
- Altezza della parte interrata dell'idrante pari a 700 mm.

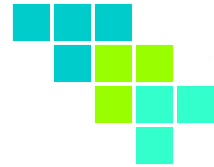
Dati di esercizio:

- fluido di alimentazione: acqua dolce proveniente dalla vasca antincendio;
- pressione di alimentazione minima: 4,0 bar;
- pressione di progetto: 16 barg;
- pressione di prova: 24 barg.

La parte esterna dovrà essere antiruggine. La verniciatura di tipo epossidica rosso segnale RAL 3020.

In prossimità dell'idrante dovrà essere prevista nr. 1 cassetta porta manichette per esterni, montata su piantana per fissaggio a pavimento (devono essere forniti anche tiranti e bulloni di fondazione) e munita di adesivo di identificazione per la registrazione della dotazione.





La cassetta per corredo idrante dovrà rispettare le seguenti caratteristiche tecniche:

- materiale corpo e sportello in vetroresina;
- vetro sportello costituito da un'unica lastra di polycarbonato (safe crash);
- materiale piantana in acciaio al carbonio zincato;
- provviste di alette di aerazione laterali e fori di drenaggio (con retine protettive);
- sistema di chiusura: serratura e chiave;
- verniciatura delle superfici colore Rosso RAL 3020.

Ciascun corredo sarà costituito da:

- Nr. 2 manichette DN 70 lunghe 30 metri;
- Nr. 2 lance a getto regolabile a portata variabile per raccordo UNI 70;
- chiavi di manovra;
- selle porta manichette e supporto porta lancia.
- un attacco di mandata per autopompa VVF; l'idrante ha il proprio attacco ed è compatibile con l'attacco per autopompa VVF.

### **Attrezzature antincendio mobili presenti in Stabilimento**

#### **ESTINTORI PORTATILI**

Dovranno essere forniti:

- nr. 5 estintori portatili a polvere da 12 kg capacità estingente 55A-233 BC posizionati all'esterno del cabinato TC1 comprensivi di cassetta con piantana.

Tutti gli estintori portatili dovranno essere provvisti di cartello di segnalazione. Gli estintori dovranno essere omologati secondo il D.M. 7 gennaio 2005 e s.m.i., UNI EN 3-7, completi di certificato di conformità e libretto uso e manutenzione.

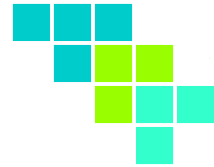
#### **ESTINTORI A POLVERE CARRELLATI**

Dovrà essere fornito:

- nr. 1 estintore carrellato a polvere da 50 kg classe di fuoco A-B1-C posizionato all'esterno del cabinato TC1 comprensivo di cappuccio impermeabile a protezione degli agenti atmosferici.

L'estintore dovrà essere provvisti di cartello di segnalazione. L'estintore carrellato dovrà essere omologato secondo il D.M. 6 marzo 1992 e s.m.i., completo di certificato di conformità e libretto uso e manutenzione.





## **Sistemi di estinzione con gas inerte/vapore**

Presso i locali dell'impianto di Compressione saranno presenti i seguenti nuovi sistemi di estinzione:

- vent silenziato ME-1N: CO<sub>2</sub>;
- turbocompressore TC-1: water mist.

## **Impianti di compressione: criteri generale dei sistemi di estinzioni tipo "water mist"**

### Unità turbocompressore TC-5

L'unità turbocompressore (TC-5) dell'impianto di Compressione è protetta da un sistema antincendio "Water-Mist", che opera per raffreddamento e soffocamento del principio di incendio. L'impianto è composto da:

- n. 8 bombole di Azoto (N<sub>2</sub>) da 68 l;
- serbatoio d'acqua + schiumogeno di tipo filmante da 1.400 litri per il cabinato;
- n. 2 bombole di Azoto (N<sub>2</sub>) da 68 l;
- serbatoio d'acqua + schiumogeno di tipo filmante da 400 litri per il locale turbina.

Lo scarico dell'impianto water mist può avvenire:

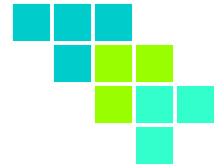
- automaticamente per mezzo dei sistemi di rivelazione incendio (UV/IR e/o fumi) o per telecomando a distanza;
- manualmente tramite comando a strappo, situato all'esterno del cabinato protetto.

### Unità turbocompressore TC-1

L'unità turbocompressore (TC-1) dell'impianto di Compressione sarà protetta da un sistema antincendio "Water-Mist", che opera per raffreddamento e soffocamento del principio di incendio. L'impianto sarà composto da:

- n. 3 bombole di Azoto (N<sub>2</sub>) da 67 l per il cabinato;
- serbatoio d'acqua + schiumogeno di tipo filmante da 60 litri per il cabinato;
- n. 2 bombole di Azoto (N<sub>2</sub>) da 67 l per la turbina;
- serbatoio d'acqua + schiumogeno di tipo filmante da 30 litri per il locale turbina.





Lo scarico dell'impianto water mist può avvenire:

- automaticamente per mezzo dei sistemi di rivelazione incendio (thermostick) o per telecomando a distanza;
- manualmente tramite comando a strappo, situato all'esterno del cabinato protetto.

### **Sistemi di estinzioni a CO<sub>2</sub> sui vent dell'impianto di compressione**

È previsto un impianto di spegnimento fiamma sugli sfiati silenziati ME-1N e ME-2. L'impianto automatico a CO<sub>2</sub> è costituito da:

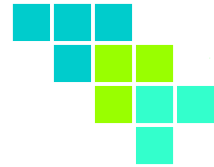
- rilevatori ottici del tipo "UV -IR" installati su appositi sostegni accanto a ciascun sfiato;
- sistema di erogazione CO<sub>2</sub> per ciascuno sfiato;
- dispositivi di apertura bombole manuali ed automatici;
- dispositivo con maniglia sotto vetro per l'azionamento meccanico manuale dell'erogazione CO<sub>2</sub>.

L'intervento può essere manuale oppure automatico attivato da un segnale proveniente dai rilevatori, dipendentemente dalla posizione del selettore automatico/manuale posto sul quadro elettrico. L'intervento del sistema è segnalato otticamente all'esterno del locale protetto e al sistema SCS.

Si precisa che, per quanto riguarda il sistema di rivelazione incendio sulla nuova candela ME-1N, saranno utilizzati i rilevatori ottici di tipo UV/IR già installati a protezione della candela da sostituire. In caso d'intervento di un solo sensore si avrà la segnalazione di errore. In caso d'intervento di 2 sensori su 2 si avrà la segnalazione di allarme incendio e verrà attivata la scarica di CO<sub>2</sub>.







#### **D.8.2 Sistema di drenaggio durante l'emergenza**

L'impianto è dotato di un sistema fognario che può consentire l'allontanamento del flusso d'acqua durante la lotta contro il fuoco.

#### **D.8.3 Fonti di approvvigionamento idrico antincendio**

Il reintegro dell'acqua antincendio è garantito da un pozzo idrico dedicato, munito di pompa elettrica con le seguenti caratteristiche:

- portata: 4,8 m<sup>3</sup>/h min. - 9,6 m<sup>3</sup>/h max;
- pressione mandata: 5,4 bar min. - 7,1 bar max;
- tensione: 380 Vca;
- potenza: 2,2 kW.

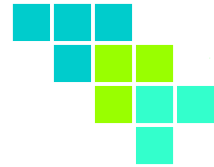
L'acqua del pozzo viene direttamente immessa nella vasca di stoccaggio acqua situata nella Compressione.

#### **D.8.4 Autorizzazioni Antincendio**

Si riportano:

- in **Allegato I.9** l'elenco delle attività soggette al controllo del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco ai sensi del D. P. R. 151/2011 e s.m.i. relative alla nuova unità di compressione. Tali attività sono individuate in una planimetria dedicata, riportata nel medesimo Allegato;





## **D.9 SITUAZIONI DI EMERGENZA E RELATIVI PIANI**

### **D.9.1 Dislocazione sala controllo, uffici, laboratori e apparecchiature principali**

All'interno delle aree oggetto di modifica non saranno presenti sale di controllo, uffici e laboratori. Le nuove unità saranno dotate solamente delle apparecchiature e delle strutture necessarie ad espletare la funzionalità delle unità stesse.

Il lay-out dello Stabilimento è riportato nella planimetria in **Allegato A.2.3**. In **Allegato D.9.1** si riportano le planimetrie con l'indicazione del punto di riunione, delle vie di fuga e delle uscite di emergenza.

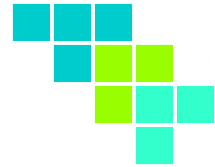
### **D.9.3 Ubicazione servizi di emergenza**

Premesso che all'interno dello Stabilimento non è previsto un locale infermeria, le prime di azioni di pronto soccorso sono garantite dal personale incaricato dell'attivazione delle misure di evacuazione e primo soccorso.

L'ospedale/presidio di pronto soccorso più vicino è CREMA.

Il tempo stimato per raggiungerlo è di 15 minuti.





## **E. IMPIANTI DI TRATTAMENTO REFLUI E STOCCAGGIO RIFIUTI**

Gli impianti di trattamento reflui e stoccaggio rifiuti non subiranno modifiche a seguito dell'installazione della nuova unità di compressione TC-1 oggetto del presente documento. Si rimanda al vigente RdS per maggiori informazioni riguardo a tale sezione.

