

Cliente AEM Milano

Oggetto Studio Quantitativo di Rischio Esterno per la Centrale Termoelettrica AEM di Cassano D'Adda

Ordine CESI L34551L

Note Ordine Nr.36001364/DC

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI.

N. pagine	1	N. pagine fuori testo
Data	30/10/2005	
Elaborato	RETE-SC	M. Valisi
	AS-PGE	G. Torsello
Verificato	RETE-SC	M. Pozzi
Approvato	RETE	A. Ardito

Mod. RAPP v. 01

Indice

<u>1</u>	<u>SOMMARIO ESTESO</u>	10
<u>2</u>	<u>INFORMAZIONI SUL SISTEMA DI GESTIONE E SULL'ORGANIZZAZIONE DELLO STABILIMENTO IN RELAZIONE ALLA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI</u>	14
<u>3</u>	<u>DESCRIZIONE DELL'AMBIENTE CIRCOSTANTE LO STABILIMENTO</u>	15
3.1	Descrizione del sito e del relativo ambiente	15
3.1.1	Introduzione	15
3.1.2	Definizione dell'area di indagine	15
3.1.3	Climatologia Regionale	15
3.1.4	Climatologia e meteorologia dell'area di Cassano	17
3.1.4.1	Caratteristiche anemologiche	17
3.1.5	Caratteristiche termoisometriche	19
<u>4</u>	<u>IDENTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DI ALTRE ATTIVITÀ DELLO STABILIMENTO CHE POTREBBERO PRESENTARE UN RISCHIO DI INCIDENTE</u>	22
4.1	Descrizione delle zone in cui può verificarsi un incidente	24
4.1.1	Sistema di adduzione, depressurizzazione, riscaldamento e convogliamento del metano, a partire dalla conduttura SNAM	24
4.1.1.1	Riferimenti	24
4.1.1.2	Descrizione	24
4.1.2	Sistema di depressurizzazione e trasferimento dell'Idrogeno, dal magazzino di stoccaggio semi-interrato sino ai sistemi di raffreddamento dei generatori elettrici relativi ai gruppi 1, 2, 5 & 6;	28
4.1.2.1	Riferimenti	28
4.1.2.2	Descrizione	28
4.1.3	Sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina, relativo a tutti i gruppi	29
4.1.3.1	Riferimenti	29
4.1.3.2	Descrizione	29
4.1.4	Magazzino di stoccaggio degli oli	29
4.1.4.1	Riferimenti	29
4.1.4.2	Descrizione	29
4.1.5	Diesel di emergenza	30
4.1.5.1	Riferimenti	30
4.1.5.2	Descrizione	30
4.1.6	Trasformatori elevatori di tutti i gruppi;	30
4.1.6.1	Riferimenti	30
4.1.6.2	Descrizione	30
4.1.7	Trasformatori di misura (tensione e corrente) relativi ai sistemi di stazione a 220 kV e 380 kV;	30
4.1.7.1	Riferimenti	30
4.1.7.2	Descrizione	31
4.1.8	Sistema di raccolta, convogliamento e trattamento delle acque reflue	31
4.1.8.1	Riferimenti	31
4.1.8.2	Descrizione	31
<u>5</u>	<u>DESCRIZIONE DELLE SOSTANZE PERICOLOSE</u>	33
5.1	Elenco Sostanze Infiammabili	33
5.2	Caratteristiche delle Sostanze Infiammabili	34
<u>6</u>	<u>IDENTIFICAZIONE E ANALISI DEI RISCHI DI INCIDENTI E METODI DI PREVENZIONE</u>	35
6.1	Introduzione	35
6.2	Sistema di adduzione, depressurizzazione, riscaldamento e convogliamento del metano	36
6.2.1	HAZAN – Eventi Iniziatori	36
6.2.2	Calcolo delle Perdite	39
6.2.3	Probabilità di Innesco	41

6.2.3.1	Gas Metano	41
6.2.3.2	Benzina Naturale (Gasolina)	43
6.2.4	Perdita di Metano nella Zona a 7.5 MPa della Stazione di Decompressione e Riscaldamento	45
6.2.4.1	Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali	45
6.2.4.2	Calcolo delle conseguenze incidentali	50
6.2.4.2.1	Jet Fire Orizzontale	50
6.2.4.2.2	Jet Fire Verticale	51
6.2.4.3	Flash Fire ed Esplosione non Confinata	51
6.2.4.3.1	Flash Fire	52
6.2.4.3.2	VCE – Esplosione non Confinata	52
6.2.5	Perdita di Metano nelle Zone a 3.28, 2.1 e 0.26 MPa della Stazione di Decompressione e Riscaldamento	53
6.2.5.1	Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali	53
6.2.5.2	Calcolo delle conseguenze incidentali	56
6.2.5.2.1	Jet Fire Orizzontale	56
6.2.5.2.2	Jet Fire Verticale	57
6.2.5.3	Flash Fire ed Esplosione non Confinata	58
6.2.5.3.1	Flash Fire	59
6.2.6	Perdita Severa di Gasolina del Serbatoio di Stoccaggio	59
6.2.7	Perdite di Gas Metano Distribuite sulle Tubazioni dei gruppi 4, 5 e 6 e della caldaia ausiliaria	63
6.2.8	Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4	64
6.2.8.1	Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali	64
6.2.8.2	Calcolo delle conseguenze incidentali	65
6.2.8.2.1	Jet Fire Orizzontale	65
6.2.8.2.2	Jet Fire Verticale	66
6.2.8.3	Flash Fire ed Esplosione non Confinata	67
6.2.8.3.1	Flash Fire	67
6.2.9	Perdita di Metano nello Skid Gas del TG Gruppo 4	68
6.2.9.1	Probabilità di Accadimento dei possibili eventi accidentali	68
6.2.9.2	Calcolo delle Conseguenze	69
6.2.10	Perdita di Metano nel Cabinato del TG Gruppo 4	70
6.2.10.1	Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali	70
6.2.10.2	Calcolo delle Conseguenze	71
6.2.11	Perdita di Metano nel Cabinato Olio/Gas del Gruppo 5&6	71
6.2.11.1	Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali	72
6.2.11.2	Calcolo delle Conseguenze	72
6.2.12	Perdita di Metano nel Cabinato del TG Gruppo 5&6	73
6.2.12.1	Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali	74
6.2.12.2	Calcolo delle Conseguenze	74
6.3	Sistema di depressurizzazione e trasferimento dell'Idrogeno, dal magazzino di stoccaggio semi-interrato sino ai sistemi di raffreddamento dei generatori relativi ai gruppi 1, 2, 5 & 6	75
6.3.1	HAZAN – Eventi Iniziatori	75
6.3.2	Scoppio/Incendio all'interno della zona di stoccaggio Idrogeno (1 pacco Bombe)	76
6.3.2.1	Calcolo delle Perdite	76
6.3.2.2	Probabilità d'innescio	76
6.3.2.3	Studio delle Conseguenze	78
6.3.2.3.1	Flash Fire	78
6.3.2.3.2	Esplosione Confinata e Non Confinata	79
6.3.3	Perdita distribuita nel percorso di alimentazione Idrogeno (Cunicolo)	81
6.3.3.1	Calcolo delle Perdite	81
6.3.3.2	Probabilità d'Innesco	81
6.3.3.3	Calcolo delle Conseguenze	82
6.3.3.3.1	Flash Fire	82
6.3.3.3.2	Esplosione Confinata e Non Confinata	83
6.4	Sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina, relativo a tutti i gruppi	84
6.4.1	Introduzione	84
6.4.2	Calcolo delle Probabilità degli Eventi Incidentali	84
6.4.2.1	Probabilità Evento Iniziatore	85
6.4.2.2	Fallimento del Sistema di Rivelazione	85
6.4.2.3	Fallimento dell'Intervento del Sistema Antincendio	86

6.4.2.4	Eventi Incidentali	87
6.4.3	Calcolo delle Conseguenze	89
6.4.3.1	Incendio di pozza nel caso di cuscinetti e casse d'olio	90
6.4.3.2	Incendio di Idrogeno	91
6.5	Magazzino di stoccaggio degli oli	92
6.5.1	Calcolo della Probabilità di accadimento	92
6.5.2	Calcolo delle Conseguenze	94
6.6	Diesel di emergenza	95
6.6.1	Introduzione	95
6.6.2	Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali	95
6.6.3	Calcolo delle Conseguenze	96
6.7	Trasformatori elevatori di tutti i gruppi	98
6.7.1	Introduzione	98
6.7.2	Modi di Guasto Rilevanti per lo Studio di Rischio Esterno	98
6.7.3	Metodologia d'Analisi	99
6.7.3.1	Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali	99
6.7.3.2	Calcolo delle Conseguenze	99
6.7.3.2.1	Esplosione di Gas	99
6.7.3.2.2	Pool Fire Trasformatore Elevatore	101
6.8	Trasformatori di misura (tensione e corrente) relativi ai sistemi di stazione a 220 kV e 380 kV	103
6.8.1	Introduzione	103
6.8.2	Metodologia d'Analisi	103
6.8.2.1	Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali	103
6.8.2.2	Calcolo delle Conseguenze	103
6.9	Sistema di trattamento delle acque reflue (oleose, acide a basiche)	105
6.9.1	Introduzione	105
6.9.2	Calcolo delle Probabilità di Accadimento degli Eventi Accidentali	105
6.9.2.1	Alto livello vasca di accumulo acque oleose	105
6.9.2.2	Improvviso aumento di portata nella vasca di accumulo acque oleose	106
6.9.2.3	Sversamento in fogna di olio dal Serbatoio Recupero Oli A003	106
6.9.2.4	Alto PH nella vasca trappola	109
6.10	Emissione di Gas e Polveri Durante un Incendio di Sostanze Oleose	111
6.10.1	Introduzione	111
6.10.2	Prodotti della Combustione	112
6.10.3	Dati d'Ingresso del Modello	112
6.10.4	Caratteristiche del Combustibile Utilizzato:	113
6.10.5	Risultati	113
6.10.5.1	Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2	113
6.10.5.2	Magazzino Stoccaggio Oli	114
6.10.5.3	Serbatoio di Gasolina (Pozza Senza Confinamento)	116
6.10.6	Discussione dei Risultati	117
6.11	Composizione del Rischio	119
6.11.1	Introduzione	119
6.11.2	Modelli di Vulnerabilità	120
6.11.2.1	Radiazione Termica	120
6.11.2.2	Eventi di Flash Fire	120
6.11.2.3	Eventi di VCE	121
6.11.3	Calcolo del Rischio Individuale	121
6.11.4	Calcolo del Rischio collettivo	123
7	MISURE DI PROTEZIONE E DI INTERVENTO PER LIMITARE LE CONSEGUENZE DI UN INCIDENTE	125
8	RIFERIMENTI	129
9	APPENDICE 1– HAZAN DEI SISTEMI	131
9.1	Tecnica HAZAN (Hazard Analysis)	131
9.1.1	Risultati Analisi HAZAN	132
9.1.1.1	Foglio di Lavoro	135

9.1.1.2	Raccomandazioni	232
10	APPENDICE 2 - CALCOLI DI DETTAGLIO	233

Indice delle Tabelle

Tabella 1 -	Ripartizione dei Casi di Stabilità Atmosferica per Stagione e per Anno (Dal Rif.[1])	19
Tabella 2 -	Effetti di Danno (d.m. 15 Maggio 1996 per i GPL, d.m. 20 Ottobre 1998 per i liquidi facilmente infiammabili, e d.m. 9 Maggio 2001)	39
Tabella 3	Tassi di perdita annuali e volumi racchiusi nelle varie zone d'impianto considerate nello studio	39
Tabella 4-	Tassi di perdita annuali in funzione dei diametri equivalenti di perdita nelle varie zone d'impianto considerate nello studio	40
Tabella 6 -	Flussi massici di Metano come calcolati da FRED 4.0	42
Tabella 7 -	Probabilità d'innesco immediato come calcolate dai modelli HC & Cox - Metano	42
Tabella 8 -	Probabilità d'innesco ritardato come calcolate dai modelli HC & Cox - Metano	42
Tabella 9 -	Perdita di metano nella stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa. Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali	49
Tabella 10 -	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0	50
Tabella 12 -	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0	51
Tabella 13 -	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0	52
Tabella 14 -	Perdita di metano nella stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 3.28 MPa. Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali	53
Tabella 15 -	Perdita di metano nella stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 2.10 MPa. Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali	54
Tabella 16 -	Perdita di metano nella stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 0.26 MPa. Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali	55
Tabella 17 -	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 3.28 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0	56
Tabella 18-	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0	56
Tabella 19-	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 0.26 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0	57
Tabella 20 -	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 3.28 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0	57
Tabella 21-	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0	57
Tabella 22-	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 0.26 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0	58
Tabella 23 -	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 3.28 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0	58
Tabella 24 -	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0	58
Tabella 25 -	Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 0.26 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0	59
Tabella 26 -	Perdita di metano nella zona di filtraggio e riscaldamento del Gruppo 4 (zona a 2.10 MPa). Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali	65
Tabella 27-	Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0	65
Tabella 28-	Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4– zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0	66
Tabella 29 -	Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0	67
Tabella 30 -	Fossa di Stoccaggio dell'Idrogeno - Perdita Catastrofica da una Bombola di Idrogeno - Frequenza di Accadimento dei Singoli Scenari Incidentali Possibili	78
Tabella 31 -	Fossa di Stoccaggio dell'Idrogeno – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0	80

Tabella 32 - Cunicolo dell'Idrogeno - Perdita dalle Tubazioni di Idrogeno - Frequenza di Accadimento dei Singoli Scenari Incidentali Possibili.....	82
Tabella 33 - Cunicolo dell'Idrogeno – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0.....	83
Tabella 34 - Sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina, relativo a tutti i gruppi – Calcolo delle Conseguenze – Probabilità di Accadimento Annuo.....	88
Tabella 35 - Pool Fire Diesel D'Emergenza - Risultati della Simulazione del Codice FRED 4.0.	97
Tabella 36 - Trasformatori della centrale di Cassano D'Adda- Tipologia e Contenuto d'olio	98
Tabella 37- Trasformatore Elevatore – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0.....	100
Tabella 38 - Pool Fire Trasformatori di Potenza - Risultati della Simulazione del Codice FRED 4.0.	102
Tabella 39 - HAZAN Centrale di Cassano D'Adda – Matrice di Rischio. - Severità.....	133
Tabella 40 - HAZAN Centrale di Cassano D'Adda – Matrice di Rischio. – Frequenze di Accadimento.....	134
Tabella 41 - HAZAN Centrale di Cassano D'Adda – Matrice di Rischio. – Categorizzazione del Rischio.....	134

Indice delle Figure

Figura 1 - Rosa dei Venti – Cassano D'Adda – Postazione AEM 10 m, 1984/1989 e 2004, Periodo: Anno (Dal Riferimento [1], Pagina 75).....	18
Figura 2 - Schema della stazione di decompressione e riscaldamento del metano della centrale di Cassano d'Adda.26	
Figura 3 - Tubazioni di Adduzione del Metano ai Gruppi 4, 5 e 6 ed alla Caldaia Ausiliaria.	27
Figura 4 - Fossa di Stoccaggio delle Bombole di Idrogeno	28
Figura 5 - Schema Acque Reflue.....	32
Figura 6 -Albero degli Eventi Semplificato di un incidente con perdita di contenimento (IPC) di gas/liquido infiammabile	38
Figura 7 - Evaporazione dalla pozza di Gasolina formata dallo sversamento del serbatoio di stoccaggio, come calcolata dal codice TRACE 9.0.	44
Figura 8 - Dispersione di vapori infiammabili dalla pozza di Gasolina formata dallo sversamento del serbatoio di stoccaggio, come calcolata dal codice TRACE 9.0, vento di 2m/s, classe di stabilità F (molto stabile).....	44
Figura 9 - Masse cumulative di vapori infiammabili evaporate nel tempo dalla pozza di Gasolina formata dallo sversamento del serbatoio di stoccaggio, come calcolata dal codice TRACE 9.0, vento di 2m/s, classe di stabilità F (molto stabile).....	45
Figura 10 - Probabilità di non risposta dell'operatore all'azione “Chiusura Valvola Manuale in Caso di Perdita di Metano nella Zona della Stazione di Decompressione e Riscaldamento”, come calcolata dal codice NUPRA, versione 1.0.	47
Figura 11 - Perdita di metano nella zona di 7.5 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 mm – Albero degli Eventi calcolato dal codice FT+.	48
Figura 12 - Perdita di metano nella zona di 7.5 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 m – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.....	49
Figura 13 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa – vento di 5 m/s, classe di stabilità D. Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0. 51	
Figura 14 - Stazione di Decompressione e riscaldamento del metano: simulazione di una esplosione non confinata con il modello CAM2 di FRED 4.0. Sovrappressione in funzione della distanza dal limite della zona considerata.	53
Figura 15 - Perdita di metano nella zona di 3.28 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 m – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.....	54
Figura 16 - Perdita di metano nella zona di 2.1 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 m – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.....	55
Figura 17 - Perdita di metano nella zona di 0.26 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 m – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.....	56
Figura 18 - Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Albero degli Eventi (Frequenze di accadimento in eventi/anno)	60

Figura 19	Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di iso-radiazione termica stazionaria dovuta all’incendio di pozza come calcolata dal codice FRED 4.0, velocità del vento 5 m/s, classe di stabilità D (neutra).	61
Figura 20	Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di iso-radiazione termica stazionaria dovuta all’incendio di pozza come calcolata dal codice FRED 4.0, velocità del vento 2 m/s, classe di stabilità F (molto stabile).	61
Figura 21	Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di iso-radiazione termica stazionaria dovuta all’incendio di pozza come calcolata dal codice FRED 4.0, sulla mappa del sito.	62
Figura 22	Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di isoconcentrazione della Dispersione di Vapori Infiammabili, come calcolata dal codice FRED 4.0 (70195.3 ppm UFL, 44505.3 ppm LFL, 5752.7 ppm ½ LEL).	62
Figura 23	Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di isoconcentrazione della Dispersione di Vapori Infiammabili, come calcolata dal codice FRED 4.0 sulla mappa del sito (70195.3 ppm UFL, 44505.3 ppm LFL, 5752.7 ppm ½ LEL).	63
Figura 24	Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.	64
Figura 25	Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – zona a 2.1 MPa – Jet Fire Orizzontale – Vento 5 m/s, classe di stabilità D (neutra). Curve di Iso-Radiazione termica stazionaria come calcolate dal codice FRED 4.0.	66
Figura 26	Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – zona a 2.1 MPa – Jet Fire Verticale – Vento 5 m/s, classe di stabilità D (neutra). Diametro Equivalente di Perdita 140 mm. Curve di Iso-Radiazione termica stazionaria come calcolate dal codice FRED 4.0.	67
Figura 27	Perdita di Metano nello Skid Gas del Gruppo 4 - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.	68
Figura 28	Perdita di Metano nello Skid Gas del Gruppo 4 – Albero degli eventi come calcolato dal codice FT+.	69
Figura 29	Perdita di Metano nel Cabinato del TG Gruppo 4 - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.	70
Figura 30	Perdita di Metano nel Cabinato del TG del Gruppo 4. Albero degli Eventi.	71
Figura 31	Perdita di Metano nel Cabinato Olio/Gas dei Gruppi 5&6 - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.	72
Figura 32	Perdita di Metano nel Cabinato Olio/Gas del Gruppo 5&6 – Albero degli eventi come calcolato dal codice FT+.	73
Figura 34	Perdita di Metano nel Cabinato Olio/Gas dei Gruppi 5&6 - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.	74
Figura 35	Perdita di Metano nel Cabinato del TG Gruppo 5&6 6 – Albero degli eventi come calcolato dal codice FT+.	75
Figura 37	Curve di Iso-concentrazione per la Dispersione di Idrogeno in caso di Emissione Istantanea del Contenuto di una Bombola dalla Fossa Idrogeno, come calcolata dal Codice TRACE 9.0, vento 5m/s, classe di Stabilità D. Massima estensione della Nuvola (Footprint).	76
Figura 38	Curve di Iso-concentrazione per la Dispersione di Idrogeno in caso di Emissione Istantanea del Contenuto di una Bombola dalla Fossa Idrogeno, come calcolata dal Codice TRACE 9.0, vento 2m/s, classe di Stabilità F. Massima estensione della Nuvola (Footprint).	77
Figura 39	Fossa di Stoccaggio dell’Idrogeno - Perdita Catastrofica da una Bombola di Idrogeno - Albero degli Eventi come calcolato dal Codice FT+.	78
Figura 40	Curve di Iso-concentrazione per la Dispersione di Idrogeno in caso di Emissione Istantanea del Contenuto di una Bombola dalla Fossa Idrogeno, come calcolata dal Codice TRACE 9.0, vento 5m/s, classe di Stabilità D. Istantanee (Snapshot) della nuvola a 0 e 9 s dopo l’inizio dell’incidente.	79
Figura 41	Curve di Iso-concentrazione per la Dispersione di Idrogeno in caso di Emissione Istantanea del Contenuto di una Bombola dalla Fossa Idrogeno, come calcolata dal Codice TRACE 9.0, vento 2m/s, classe di Stabilità F. Istantanee (Snapshot) della nuvola a 0 e 42 s dopo l’inizio dell’incidente.	79
Figura 42	Fossa di Stoccaggio dell’Idrogeno – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell’esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0.	80
Figura 43	Fossa di Stoccaggio dell’Idrogeno – UVCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell’esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0 con un modello Multienergy e TNT equivalente.	81
Figura 44	Dispersione di Idrogeno da Rilascio Istantaneo dal Cunicolo Idrogeno – Larghezza (Width) e Altezza (Height) della Nuvola di Idrogeno come calcolata dal Codice TRACE 9.0.	82

Figura 45 - Cunicolo dell'Idrogeno – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0.....	83
Figura 46 - Cunicolo dell'Idrogeno – UVCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0 con un modello Multienergy e TNT equivalente.....	84
Figura 47 - Incendio dei Cuscinetti del Generatore del Gruppo 1 – Albero degli Eventi come Calcolato dal Codice FT+.....	87
Figura 48 - Incendio del Sistema dell'Idrogeno del Gruppo 1 come effetto domino causato dall'incendio dei cuscinetti - Albero degli Eventi come Calcolato dal Codice FT+.....	88
Figura 49 - Cabinato Gas/Olio del TG – Gruppo 6 – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista di Fianco.....	90
Figura 50 - Cabinato Gas/Olio del TG – Gruppo 6 – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta.....	90
Figura 51 - Cabinato Gas/Olio del TG – Gruppo 6 – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta sovrapposta alla mappa della centrale.....	91
Figura 52 - Incendio del Sistema Idrogeno – TG Gruppo 6 – Jet Fire come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta (top view) e di fianco (side view).....	91
Figura 53 - Incendio del Sistema Idrogeno – TG Gruppo 6 – Dispersione come Calcolata dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta (top view) e di fianco (side view).....	92
Figura 54 - Incendio nel Magazzino Stoccaggio Oli – Logica di Allarme 1008 come calcolata dal codice FT+.....	93
Figura 55 - Incendio nel Magazzino Stoccaggio Oli – Logica di Azionamento Schiumogeno 2008 come calcolata dal codice FT+.....	93
Figura 56 - Magazzino Stoccaggio Oli – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista di Fianco.....	94
Figura 57 - Magazzino Stoccaggio Oli – Gruppo 6 – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta.....	94
Figura 58 - Magazzino Stoccaggio Oli – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta sovrapposta alla mappa della centrale.....	95
Figura 59 - Perdita di Gasolio dal Diesel d'Emergenza - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.....	96
Figura 60 - Pool Fire Diesel D'Emergenza - Curve di iso-Flusso Termico come calcolate dal Codice FRED 4.0 - Vista di Fianco – Vento di 5m/s, Classe di Stabilità D.....	97
Figura 61 - Pool Fire Diesel D'Emergenza - Curve di iso-Flusso Termico come calcolate dal Codice FRED 4.0 - Vista in Pianta - Vento di 5m/s, Classe di Stabilità D.....	97
Figura 62 - Trasformatore Elevatore – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0.....	100
Figura 63 - Pool Fire Trasformatore di Potenza - TR di Macchina Gruppo 5 - Curve di iso-Flusso Termico come calcolate dal Codice FRED 4.0 - Vista di Fianco.....	102
Figura 64 - Pool Fire Trasformatore di Potenza - TR di Macchina Gruppo 5 - Curve di iso-Flusso Termico al suolo come calcolate dal Codice FRED 4.0 - Vista in Pianta.....	103
Figura 65 - Esplosione di Trasformatore di Misura (TA/TV). Sovrappressione in funzione della distanza dal centro dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0.....	104
Figura 66 - Esplosione di Trasformatore di Misura (TA/TV). Flusso Termico in funzione della distanza dal centro dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0.....	104
Figura 67 - Esplosione di Trasformatore di Misura (TA/TV). Percentuali di Eventi Fatali a causa della Radiazione Termica in funzione della distanza dal centro dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0, utilizzando funzioni di Probit di Lees, Eisemberg e TNO.....	105
Figura 68 - Alto livello vasca di accumulo acque oleose – Albero degli Eventi.....	107
Figura 69 - Improvviso aumento di portata nella vasca di accumulo acque oleose – Albero degli Eventi.....	108
Figura 70 - Sversamento in fogna di olio dal Serbatoio Recupero Oli A003 – Albero di Avaria.....	109
Figura 71 - 5.9.2.4 Alto PH nella vasca trappola – Albero degli Eventi.....	110
Figura 72 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.....	113
Figura 73 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di CO nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.....	113
Figura 74 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.....	114
Figura 75 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di CO nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.....	114
Figura 76 - Incendio Magazzino Stoccaggio Oli – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.....	114

Figura 77 - Incendio Magazzino Stoccaggio Oli – Concentrazione di CO nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.....	115
Figura 78 - Incendio Magazzino Stoccaggio Oli – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.	115
Figura 79 - Incendio Magazzino Stoccaggio Oli – Concentrazione di CO nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.	115
Figura 80 - Incendio Serbatoio di Gasolina – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.....	116
Figura 81 - Incendio Serbatoio di Gasolina – Concentrazione di CO nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.	116
Figura 82 - Incendio Serbatoio di Gasolina – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.	116
Figura 83 - Incendio Serbatoio di Gasolina – Concentrazione di CO nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.	117
Figura 84 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di PM10 al suolo (Piano Orizzontale a 0 m). 5 m/s, Classe di Stabilità D.....	117
Figura 85 - Centrale di Cassano D’Adda – Studio di Rischio Esterno – Curve di Rischio Individuale – Griglia di 10 m di lato – PRTLite.	122
Figura 86 - Centrale di Cassano D’Adda – Studio di Rischio Esterno – Curva F/N di Rischio Collettivo – Griglia di 10 m di lato – PRTLite.	124
Figura 87 - Matrice di Rischio Utilizzata nello Studio e derivata dall’HSE MS Plot.	125
Figura 88 - HAZAN Centrale di Cassano D’Adda – Matrice di Rischio.....	133

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	30/10/2055	A5/042847	Prima Emissione

1 SOMMARIO ESTESO

Si è eseguito uno studio di rischio quantitativo riferito alla Centrale Termoelettrica di Cassano d'Adda, limitatamente agli eventi incidentali con perdita di contenimento che comportano rischi esterni all'impianto.

Nella prima parte dello studio probabilistico sono stati determinati i potenziali eventi incidentali che possono dare luogo ad una perdita di contenimento che coinvolga i materiali infiammabili presenti nel recinto della centrale (metano, idrogeno, benzina naturale e olio lubrificante o dielettrico), utilizzando sia tecniche HAZAN (Hazard Analysis) sia valutazioni ingegneristiche.

I sistemi della centrale interessati dallo studio sono stati:

- Sistema di adduzione, depressurizzazione, riscaldamento e convogliamento del metano;
- Sistema di depressurizzazione e trasferimento dell'Idrogeno;
- Sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina;
- Magazzino di stoccaggio degli oli;
- Diesel d'emergenza;
- Trasformatori elevatori di tutti i gruppi;
- Trasformatori di misura 220 kV e 380 kV;
- Sistema di raccolta, convogliamento e trattamento delle acque reflue.

Gli eventi iniziatori ricavati dallo studio sono stati i seguenti:

- Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano:
 - a Perdita di Metano Zona a 75 barg (ingresso cabina);
 - b Perdita di Metano Zona a 32.8 barg (linee TG5 eTG6);
 - c Perdita di Metano Zona a 20 barg (lineaTG4);
 - d Perdita di Metano Zona a 2.6 barg (linea caldaia ausiliaria);
 - e Perdita Severa (90 mm dia.) di Gasolina dal Serbatoio di Stoccaggio;
 - f Perdita di Gasolina dalla tubazione alla pompa (10 mm);
 - g Tubazioni Metano;
 - h Perdita distribuita metano tubazione adduzione caldaia ausiliaria;
 - i Perdita distribuita metano tubazione adduzione Gruppo 4;
 - j Perdita metano zona riscaldatore e filtro gruppo 4;
 - k Perdita metano skid gas gruppo 4;
 - l Perdita metano cabinato TG4;
 - m Incendio olio cassa olio Gruppo 4;
 - n Incendio cassa olio skid olio/gas gruppo 5 per effetto domino da incendio comp. Metano;
 - o Incendio cassa olio skid olio/gas gruppo 6 per effetto domino da incendio comp. Metano.
- Sistema Alimentazione Idrogeno:
 - a Scoppio/Incendio all'interno della zona di stoccaggio Idrogeno (1 pacco Bombe);
 - b Cedimento Strutturale di una bombola di un pacco bombole (senza effetto domino su altre bombole del pacco);

- c Perdita distribuita nel percorso di alimentazione Idrogeno (Cunicolo).
- Scoppio/Incendio Trasformatori di potenza.
- Incendio Serbatoio Diesel Gruppo Autogeno 1.
- Incendio Serbatoio Diesel Gruppo Autogeno 2.
- Sottostazione elettrica:
 - a Scoppio/incendio TA di Potenza.
- Incendio Cuscinetti Generatori.
- Incendio Idrogeno come effetto domino seguente all'incendio cuscinetti.
- Incendio Cassa olio lubrificazione GR1.
- Incendio Magazzino Stoccaggio Oli.

Per il sistema di raccolta, convogliamento e trattamento delle acque reflue si è eseguita un'analisi relativa alla possibilità di sversamento d'olio e/o di acque acide e basiche nel canale di scarico.

Per ciascuno degli eventi iniziatori, si sono in seguito calcolate le loro frequenze d'accadimento, in eventi/anno, assieme a quelle che corrispondono ai possibili scenari della loro presumibile evoluzione negativa (incendio, esplosione, rilascio di gas, ecc.). Si è utilizzato a questo scopo il metodo dell'albero delle avarie (Fault Tree) e dell'albero degli eventi (Event Tree). I valori delle frequenze di guasto o di perdita dei singoli componenti e delle probabilità di evoluzione negativa delle cause primarie sono stati derivati da banche dati pubbliche (OREDA, EIREDA, T-BOOK, RED, CEDB) o da riferimenti di letteratura, ed adattati alla situazione impiantistica della Centrale.

In seguito si è calcolato, utilizzando i codici FRED (Fire, Release, Explosion, Dispersion Hazard) e TRACE (Toxic Release Analysis of Chemical Emissions), l'entità delle conseguenze derivanti da questi possibili incidenti (radiazione stazionaria, istantanea e variabile, sovra-pressioni). Per il sistema di raccolta, convogliamento e trattamento delle acque reflue non si è al contrario eseguita nessuna analisi di conseguenze.

Le conseguenze che si riferiscono in generale a missili generatisi in seguito a cedimenti strutturali sono il campo in cui esistono meno evidenze sperimentali per il settore specifico degli impianti a ciclo combinato e sono, di conseguenza, state omesse.

Si è invece eseguito uno studio prototipico delle conseguenze all'ambiente circostante derivanti dall'emissione di gas e particolato in seguito a grandi incendi di pozza di materiale oleoso (gasolina, olio dielettrico e/o lubrificante).

La stima del danno che può provenire da un incidente con perdita di contenimento richiede anche la valutazione della vulnerabilità delle persone o delle cose che sono esposte alle sue dirette conseguenze. In altre parole, sono necessari dei criteri e dei modelli che rappresentino la relazione fra una dose ed il danno finale, dove la dose esprime una misura dell'entità dell'effetto nocivo (radiazione termica stazionaria o istantanea, sovrappressione, ecc.) a volte moltiplicata anche per la durata d'esposizione dell'individuo esposto. I modelli di vulnerabilità si basano generalmente sull'osservazione che la probabilità di danno di un soggetto esposto ad una determinata dose, espressa in forma logaritmica, ha una distribuzione di tipo lineare (metodo Probit).

In questo studio si è adottata, invece, una curva semplificata di vulnerabilità da radiazione termica stazionaria, che prevede nessuna letalità sino ad un flusso termico stazionario di 7 kW/m^2 , il 70% di letalità da 7 a 50 kW/m^2 e 100 % di letalità per un flusso termico stazionario maggiore di 50 kW/m^2 . Le conseguenze dal Flash Fire sono state considerate letali sino ad una concentrazione di gas infiammabili pari ad $\frac{1}{2}$ LEL (Limite Inferiore d'Infiammabilità).

Gli effetti sulla popolazione delle esplosioni non confinate sono stati considerati sovrapponibili a quelli del Flash Fire (considerati una sola volta), mentre si è esplicitamente tenuto conto in modo conservativo degli effetti delle esplosioni confinate.

I risultati dello Studio, eseguiti utilizzando il codice PRTLite, sono stati espressi in Rischio Individuale e Rischio Collettivo.

- Il **Rischio Individuale** rappresenta la frequenza, in eventi/anno, di morte individuale a causa di tutti i possibili incidenti con perdita di contenimento ipotizzabili nell'impianto. È di solito rappresentato con curve di iso-rischio su di una carta topografica dei dintorni dell'installazione industriale. Si suppone che le persone siano all'aperto e prive di ogni protezione.
- Il **Rischio Collettivo** rappresenta la frequenza di accadimento di un incidente che dia luogo ad un numero di morti contemporanee superiore ad N. Si suppone talvolta che una percentuale degli individui coinvolti nell'incidente possa essere parzialmente protetta. Il Rischio Collettivo si rappresenta solitamente come una curva FN, avente in ascissa il numero di morti ed in ordinata la frequenza cumulativa di incidenti che provocano più di N morti.

I fenomeni fisici considerati per il calcolo sono stati i seguenti:

1. Cloud fire;
2. Jet fire, sia verticale sia orizzontale;
3. Pool fire;
4. Radiazione da fiamme;
5. sovrapressioni da esplosione;

Il calcolo del Rischio Individuale e del Rischio Collettivo è iniziato con la definizione di una griglia di calcolo quadrata, di 10 m di lato, sull'area d'interesse. Tutti i calcoli eseguiti sono riferiti al baricentro di queste celle.

Il **Rischio Individuale** si è calcolato separatamente per ogni cella della griglia, con la frequenza individuale di morte calcolata per ogni possibile incidente, per ogni possibile evento di innesco (limitatamente alle sostanze infiammabili) e per ogni situazione meteorologica individuata (direzione e velocità del vento) nella rosa dei venti relativa al sito della centrale. Il rischio totale è stato calcolato poi sommando tutti i singoli contributi.

Il **Rischio Collettivo** è stato invece calcolato quantificando il numero atteso di morti per ogni singola combinazione di tipo di incidente, classe e direzione del vento ed evento d'innesco su ogni cella della griglia. Il numero totale N di morti attese su tutta la griglia d'interesse è stato determinato poi per ogni combinazione sommando i contributi delle singole celle.

I risultati ottenuti hanno mostrato come le zone esterne alla centrale siano raccolte in curve di iso-rischio individuale con probabilità annuale di eventi fatali compresa tra 10^{-5} e 10^{-7} / anno che equivale a dire: numero 1 evento fatale ogni $10^5 \div 10^7$ anni, valori cioè estremamente bassi.

Inoltre, è possibile ridurre ulteriormente la zona con probabilità di evento fatale pari a 10^{-5} / anno (fig. 83) adottando provvedimenti mirati alla mitigazione delle conseguenze dei vari incidenti che possono avere origine nel Sistema di depressurizzazione/adduzione del gas alle varie utenze, ad esempio erigendo un apposito muro tagliafuoco dalla parte del canale Muzza.

Le zone all'interno della centrale con rischio individuale più alto sono ovviamente quelle all'interno della stazione di decompressione e riscaldamento del metano e delle tubazioni di adduzione del metano ai gruppi, inclusi i cabinati dei TG. Tutte queste zone sono recintate e vi è ammesso per brevi periodi solo il personale addetto alla manutenzione, adeguatamente equipaggiato con protezioni passive ed addestrato a minimizzare il tempo di permanenza nelle zone di potenziale pericolo.

Un'altra zona, peraltro molto ristretta, a rischio individuale più elevato è quella immediatamente limitrofa ai trasformatori di potenza (anche questa zona è recintata e normalmente chiusa durante l'esercizio) e ai trasformatori di misura (la zona è molto piccola, e situata anch'essa in una zona recintata ad accesso limitato).

Per il calcolo del rischio collettivo, sono stati simulati gli insediamenti urbani attorno alla recinzione della centrale, con densità di popolazione tipiche di zone similari. Si è supposto cautelativamente nel calcolo che tutti gli individui fossero all'aperto, senza alcun tipo di protezione ed esposti al danno per tutta la durata significativa dell'incidente

Anche in questo caso i risultati ottenuti hanno mostrato come la probabilità di eventi fatali sia estremamente bassa, e tutta contenuta o in una zona di livello di rischio largamente accettabile, in cui occorrono solo misure atte ad assicurarsi del buon funzionamento delle protezioni, o in una "Zona ALARP" (As Low As Reasonably Practicable - Il più basso ragionevolmente realizzabile). Il livello di rischio è sempre accettabile, ma con l'obbligo di revisioni dettagliate periodiche del/dei livello/i di protezione in atto e delle misure atte ad assicurarsi del loro buon funzionamento.

Un'altra conseguenza non trascurabile degli incendi di pozza è anche la produzione di gas e polveri potenzialmente nocivi all'ambiente circostante. Data la presenza nel recinto della centrale di grandi quantità d'olio (lubrificante e dielettrico) si è quindi effettuato uno studio sulla produzione di gas e polveri in tre tipici scenari incidentali:

1. Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2;
2. Incendio del Magazzino di Stoccaggio degli Oli;
3. Incendio del Serbatoio di Gasolina della Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano.

Questi scenari incidentali sono stati scelti tenendo presente che i trasformatori elevatori del Gruppo 2 sono quelli con bacino di raccolta dell'olio con area maggiore e che il magazzino stoccaggio oli e il serbatoio di gasolina sono collocati nei pressi della recinzione esterna della centrale e sono entrambi in una zona abbastanza aperta e priva di ostacoli, almeno verso l'ambiente esterno alla Centrale.

Lo studio, effettuato con il codice ALOFT-FT ha dimostrato che, pur essendo sicuramente rilevante il potenziale impatto sulle strutture circostanti e sul personale eventualmente presente, le conseguenze al di fuori del sito appaiono decisamente più contenute. Il trasporto della nube di fumo, analizzata in una casistica rappresentativa delle condizioni atmosferiche locali, non sembra essere in grado di dar luogo a scenari gravi dal punto di vista sanitario, specie per il fatto che si tratta in realtà di un'esposizione di bassa probabilità di accadimento e di durata limitata.

2 INFORMAZIONI SUL SISTEMA DI GESTIONE E SULL'ORGANIZZAZIONE DELLO STABILIMENTO IN RELAZIONE ALLA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI

AEM spa è certificata secondo quanto previsto dalle norme ISO 9001:2000, ISO 14001:2004, OSHAS 18001, inoltre il sito delle centrale termoelettrica di Cassano d'Adda è registrato secondo quanto previsto dal regolamento EMAS II. È pertanto attivo, presso la centrale, un Sistema integrato di gestione della Qualità, dell'Ambiente e della Sicurezza; la conformità di tale sistema è garantita dalle verifiche eseguite sia tramite audit interni, condotti dalla struttura Q.A.S. di AEM spa, sia tramite audit esterni, entrambi pianificati su base annuale, a cura di verificatori abilitati per ciascun ambito.

Il sito è dotato di una procedura PO-0210 "Prevenzione e Gestione delle emergenze per la centrale termoelettrica" che definisce compiti, struttura ed attrezzature relativi alla squadra di emergenza interna; in aggiunta a ciò il sito è posto nelle vicinanze della struttura operativa dei Vigili del Fuoco di Gorgonzola, tale da garantire in breve tempo, indicativamente circa 15 minuti, il raggiungimento del sito da parte degli stessi.

Si ritiene inoltre di segnalare che è garantita la presenza 24 ore su 24, in turno continuo ed avvicendato, di personale preposto alla sorveglianza ed alla gestione di tutti gli impianti presenti nel sito. Il personale, per lo svolgimento dell'attività, dispone di sistemi di controllo automatico distribuito, in particolare sono sottoposti a sorveglianza e protezione mediante tali sistemi, i processi in cui vi è la presenza significativa di sostanze classificate come pericolose, il cui stoccaggio, quando presente, è realizzato in maniera tale da proteggere le stesse da eventuali urti esterni e l'ambiente circostante da fuoriuscite accidentali.

Le tubazioni che portano i fluidi di processo sono veicolate tramite appositi sistemi (pipe-rack, cunicoli, etc.) strutturati in modo da garantirne la protezione, nelle zone di passaggio, da eventuali urti accidentali.

All'organizzazione della centrale di Cassano d'Adda fa capo una struttura cui compete la manutenzione degli impianti stessi, mediante l'utilizzo di piani d'intervento, costruiti sulla base delle indicazioni dei costruttori dei singoli componenti, in cui sono previste verifiche pianificate con cadenze predeterminate sia di tipo preventivo, sia predittivo.

Per quanto attiene il sistema antincendio, regolarmente approvato tramite il rilascio del certificato di prevenzione incendi (C.P.I.) a cura dei Vigili del fuoco di Milano, si segnala che lo stesso è stato dimensionato in presenza del parco combustibili, ormai dismesso, e pertanto la sua capacità risulta notevolmente superiore a quanto attualmente necessario.

La rete antincendio è alimentata da una coppia di elettropompe, con una riserva costituita da una ulteriore coppia di motopompe diesel.

L'acqua antincendio è prelevata dal canale Muzza che alimenta una vasca da cui prelevano le pompe di cui sopra.

Ove presenti, gli impianti di estinzione a schiuma garantiscono l'esecuzione di ripetuti interventi senza che vi sia la necessità di ripristino della schiuma stessa.

3 DESCRIZIONE DELL'AMBIENTE CIRCOSTANTE LO STABILIMENTO

3.1 Descrizione del sito e del relativo ambiente

3.1.1 Introduzione

Le informazioni e i dati impiegati nel presente studio provengono dal rapporto CISE 7335 [1], che cita fonti differenti; e in particolare: per l'analisi del clima regionale, sono stati ricavati dalla pubblicazione "il clima d'Italia" (Mennella, 1973), dai volumi "Studi per la valutazione della qualità dell'aria nella Provincia di Milano (Provincia di Milano, 1982-1991) e dalla raccolta "Caratteristiche diffusive dei bassi strati dell'atmosfera" (1980) curata dal Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare (S.M.A.M.) e dall'ENEL. Per quanto riguarda la caratterizzazione della meteorologia locale sono state elaborate le osservazioni al suolo (10 m) e a 60 metri registrate presso la Centrale AEM di Cassano d'Adda. Il periodo relativo alla suddetta elaborazione va da gennaio 1984 a ottobre 1989, e da gennaio a dicembre 2004.

3.1.2 Definizione dell'area di indagine

Il comune di Cassano d'Adda è ubicato in un'area geograficamente articolata, incuneata nell'estremo limite orientale della provincia di Milano, al confine con le Province di Cremona e Bergamo.

Il territorio è attraversato longitudinalmente dal corso meridionale del fiume Adda, che conferisce all'area in esame caratteristiche tipiche di valle fluviale. Le glaciazioni succedutesi nelle diverse ere geologiche hanno modellato la morfologia del territorio, che si presenta quindi piuttosto ondulato e con rilievi di modesta entità, soprattutto nei settori marginali dove sono frequenti lievi dorsali arrotondate.

La collocazione geografica e la particolare configurazione morfologica conferiscono al clima dell'area caratteristiche peculiari. In particolare gli aspetti che influenzano in modo determinante le condizioni meteorologiche del sito possono essere sintetizzati nei seguenti punti:

- L'appartenenza alla zona assiale della pianura, Padana comporta la prevalenza di un clima di tipo temperato subcontinentale (classificazione del Koppen – Pinna, 1980) , caratteristico delle aree interne alle medie latitudini;
- la presenza di una cerchia montana a settentrione, costituita dal sistema Alpi e Prealpi lombarde e da una corona di colline che assicurano un graduale passaggio alla pianura sottostante, ostacola gli afflussi dei venti da nord;
- la presenza del fiume Adda e di altri corsi d'acqua superficiali (Canale della Muzza, Naviglio della Martesana e Canale Villoresi) influisce sull'andamento annuo dei parametri termoisometrici.

Dalle considerazioni precedenti emerge che l'area in esame può essere considerata tipicamente padana con peculiarità climatiche dovute alla posizione geografica e al particolare quadro geo-morfologico del territorio al contorno. Pertanto una caratterizzazione esaustiva dell'area dal punto di vista meteorologico rende necessaria l'analisi dei connotati climatici regionali tipici della Valpadana, e contemporaneamente un esame puntuale della meteorologia locale.

3.1.3 Climatologia Regionale

La zona di Cassano d'Adda, come già evidenziato nel paragrafo precedente, appartiene alla zona assiale della Pianura Padana; pertanto le condizioni climatiche generali della regione vanno studiate in relazione alla circolazione atmosferica e ai tipi di tempo caratteristici della Pianura Padana.

Tra i fattori che influenzano in maniera determinante il clima dell'area, la posizione geografica e la configurazione fisica regionale assumono un ruolo fondamentale. La Pianura Padana, infatti, collocata a

relativamente poca distanza dall'Oceano Atlantico, subisce, specie nel periodo invernale, gli influssi delle frequenti depressioni atlantiche e delle correnti occidentali dominanti tutto l'anno.

Il complesso e imponente sistema alpino rappresenta, tuttavia, un rilevante elemento perturbatore della circolazione negli strati atmosferici inferiori della pianura padana, esercitando un effetto barriera rispetto alle influenze esterne e favorendo l'instaurarsi di condizioni climatiche spiccatamente continentali. L'azione della catena alpina, infatti, si esplica sia ostacolando il propagarsi delle depressioni che si originano sull'Atlantico e sul Mediterraneo, sia come schermo protettivo rispetto alle masse d'aria fredda e ai fronti provenienti da nord.

Da quanto esposto in precedenza emerge che gli strati atmosferici inferiori che sovrastano la Pianura Padana partecipano debolmente alla circolazione a scala sinottica e soltanto a partire dai 1500 metri, quota relativa al livello barico di 850 hPa, le condizioni meteorologiche risentono della circolazione a scala europea influenzata dalle correnti occidentali. Tali caratteristiche conferiscono al clima di questa zona una certa peculiarità e lo rendono, per alcuni aspetti, tipico delle aree interne continentali alle medie latitudini.

In genere, le perturbazioni che coinvolgono in maniera diretta tutti gli strati atmosferici della Valpadana sono poco frequenti e possono essere classificate in tre tipi fondamentali:

- Situazioni di föhn caratterizzate da afflusso intenso da nord-ovest di aria secca dovuto al superamento trasversale dell'arco alpino;
- Condizioni sciroccali con circolazione da sud-est collegata a una depressione con centro sul Mar Ligure o sull'Alto Tirreno;
- Afflusso intenso di aria fredda continentale da est, come conseguenza delle situazioni di bora sull'Alto Adriatico

Nell'ambito di tali sistemi perturbativi organizzati, l'afflusso d'aria umida dal Mediterraneo con venti provenienti da sud-ovest (Libeccio) e da sud-est (Scirocco) determina l'apporto di acque meteoriche distribuite in maniera uniforme nell'arco dell'anno. Solo nel periodo estivo, ai margini della fascia prealpina lombarda, l'attività temporalesca rende meno regolare la distribuzione delle precipitazioni sulla Pianura Padana.

La vicinanza di minori strutture orografiche (Prealpi) condiziona l'evoluzione diurna dei principali parametri meteorologici nella zona assiale della Pianura Padana. Un fenomeno tipico che si sviluppa localmente, soprattutto nel semestre caldo, è rappresentato dalla brezza, favorita dal contrasto termico diurno e notturno tra pianura e rilievi.

Infine, la rete idrografica, caratterizzata dal corso del Po e dei suoi affluenti e da bacini lacustri di notevole estensione, influisce in modo determinante a livello locale sul clima padano. A questo riguardo possono essere evidenziati due fattori caratterizzanti il clima dell'area padana: l'andamento annuo delle piogge e il regime termico delle acque superficiali interne al territorio. Il primo influenza il regime dei fiumi che attraversano la Val Padana; il secondo condiziona localmente l'andamento annuo e stagionale dei parametri termogrometrici delle aree appartenenti al reticolo idrografico.

La distribuzione dei venti a livello stagionale sulla Pianura Padana è determinata in estate da correnti prevalentemente orientali, tendenti a ruotare verso sud, in inverno da venti settentrionali, specie del IV-Quadrante, tra nord e ovest; nel periodo invernale i venti tipici hanno origine dall'alta pressione che generalmente staziona al disopra delle Alpi e che provoca correnti divergenti discendenti. Nelle due stagioni intermedie, primavera e autunno, prevalgono venti del I quadrante, tra nord ed est. L'intensità con cui tali correnti si manifestano sulla Pianura Padana è generalmente débole - moderata; il periodo più ventilato coincide con la primavera, particolarmente in corrispondenza del mese di Aprile; tuttavia a livello annuo sono molto frequenti gli episodi di calma di vento.

3.1.4 *Climatologia e meteorologia dell'area di Cassano*

3.1.4.1 *Caratteristiche anemologiche*

In accordo con le modalità di archiviazione dei dati disponibili, la direzione del vento è stata ripartita su 8 settori di 45° ciascuno e l'intensità in cinque classi di velocità.

A livello annuale, si osserva in quota una prevalenza dei venti provenienti dai settori orientali (16% dei casi totali), al suolo, invece, oltre ai venti di origine orientale, si manifestano anche correnti da sud (12%) e da nord (11%). Ovviamente, l'intensità dei venti in quota è maggiore di quella dei venti al suolo.

In inverno i venti prevalenti in quota sono quelli di provenienza occidentale (16%), cui fanno seguito le correnti da nord-ovest e da est che presentano stessa frequenza (12,7% dei casi). Al suolo l'attività anemologica è piuttosto limitata, nonostante non si osservi una correzione prevalente rispetto alle altre, tuttavia si nota un leggero incremento nella frequenza delle correnti provenienti da nord-ovest. Questo aspetto è presumibilmente dovuto ad una leggera rotazione che il flusso subisce nel suo moto verso il suolo.

In primavera, diminuisce sensibilmente la frequenza dei venti occidentali in quota, mentre si osserva un aumento delle correnti orientali (20% dei casi da est), che si presentano con maggiore intensità rispetto al periodo invernale. Le stesse caratteristiche si riscontrano anche al suolo (14% venti da est). In generale le correnti orientali che spirano sulla zona in esame hanno origine in conseguenza di episodi di bora sull'Alto Adriatico e sono responsabili dell'afflusso di aria continentale sull'intera Pianura Padana.

In estate, nonostante i gradienti di pressione siano piuttosto deboli, l'attività anemologica si presenta abbastanza animata sia al suolo che in quota; si osserva infatti un aumento dei venti provenienti dai settori orientali, anche se di intensità leggermente inferiore rispetto alla stagione primaverile. Il flusso prevalente è costituito tuttavia dai venti meridionali che si manifestano nel 21,3% dei casi totali in quota e per il 17,3% al suolo. Tale caratteristica può essere in parte correlata a fenomeni d'origine locale tipici del periodo estivo, quali le brezze di valle e monte.

In autunno le condizioni circolatorie nei bassi strati atmosferici si mantengono sostanzialmente inalterate; le rose dei venti stagionali mostrano infatti una distribuzione dei venti pressoché simile a quella del periodo estivo, con una diminuzione in frequenza e in intensità delle correnti di origine orientale e meridionale al suolo, e un rinforzo dei venti da ovest e da nord-ovest in quota. Il leggero aumento in frequenza delle componenti da nord e da ovest è riconducibile alle situazioni di föhn, responsabili di afflusso intenso da nord-ovest di aria secca dovuto al superamento trasversale dell'arco alpino, episodi abbastanza frequenti in Val Padana; tuttavia, data la collocazione geografica dell'area in esame, parte di questi venti è indotta dagli effetti locali di brezza di pianura e di valle.

Per quanto riguarda l'intensità del vento, si ricava che, al suolo, la primavera è il periodo più ventoso dell'anno, con una percentuale di calma di vento pari a 16,7%, seguita di poco dall'estate con il 22%; l'inverno e l'autunno si uguagliano con ventosità meno elevata di quella delle altre due stagioni (percentuale di calme rispettivamente pari a 46% e 49%). In quota valgono le stesse considerazioni, tenendo presente che il minor numero di casi di calma di vento si verifica in estate (25% dei casi). I venti più intensi si osservano generalmente in primavera e in inverno; al suolo infatti le correnti raggiungono talvolta velocità comprese fra i 6 e i 10 m/s, mentre in quota si osservano venti tesi con velocità anche superiori ai 10 m/s; le correnti subiscono una diminuzione in intensità nel periodo autunnale:

La Figura 1 riporta la rosa dei venti al suolo (Postazione AEM 10 m), che è stata utilizzata come riferimento per lo studio incidentale.

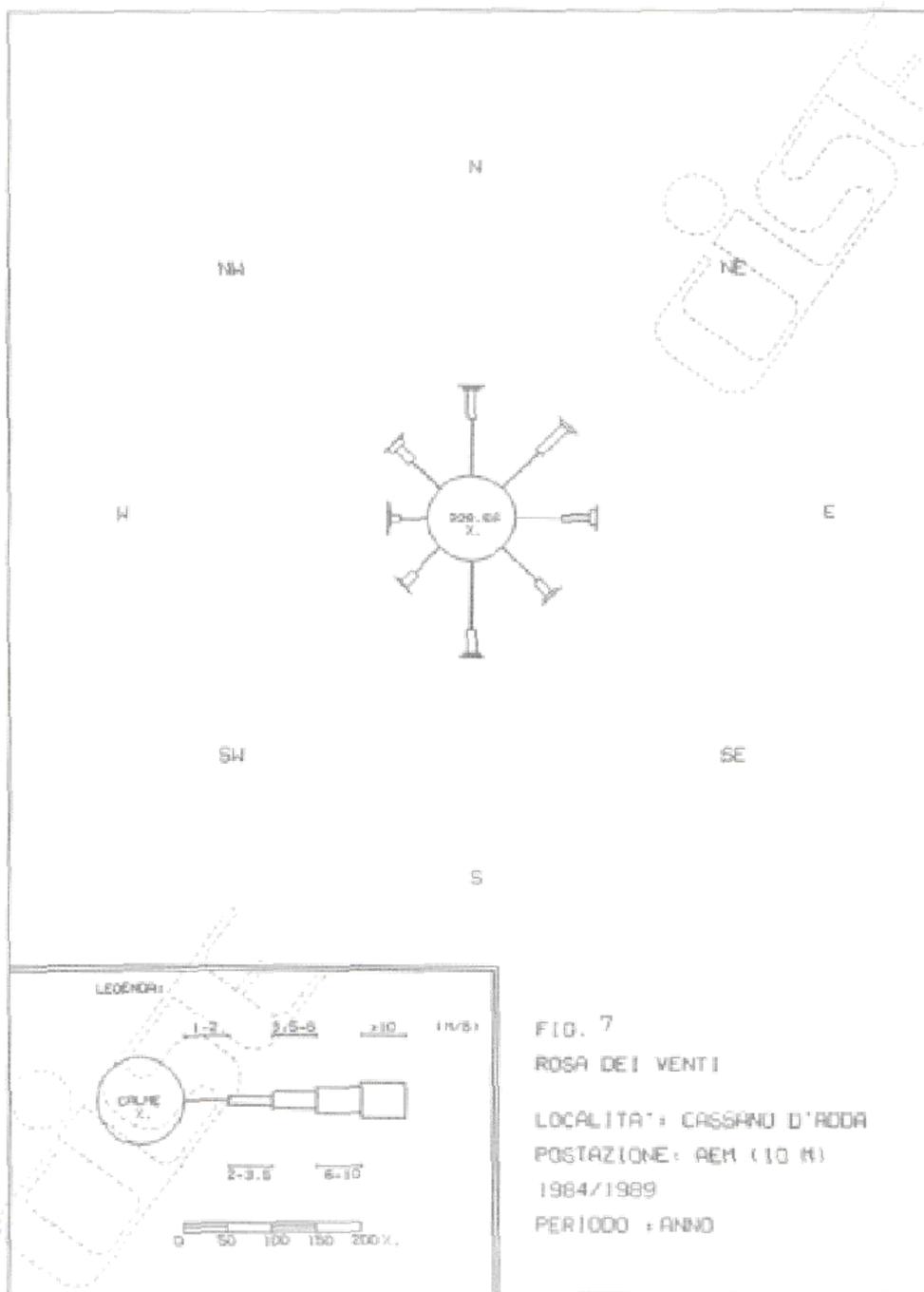


Figura 1 - Rosa dei Venti – Cassano D’Adda – Postazione AEM 10 m, 1984/1989 e 2004, Periodo: Anno (Dal Riferimento [1], Pagina 75).

3.1.5 Caratteristiche termoigrometriche

Per la caratterizzazione del campo termico al suolo tipico dell'area in esame, nella tabella presentata di seguito sono riassunte le temperature medie mensili e annue e l'escursione media annua ottenute elaborando i dati misurati nel periodo 1984/89 al suolo (10 m) e a 60 metri presso l'impianto AEM di Cassano d'Adda.

TEMPERATURA MEDIA MENSILE, ANNUA ED ESCURSIONE (°C)														
PERIODO: 1984/1989 - LOCALITÀ: CASSANO D'ADDA.														
	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D	AN	ÉSC
10 m	1,4	3,5	8,2	12,5	16,9	20,5	24,0	22,5	19,6	13,4	7,5	3,7	12,8	22,6
60 m	1,9	3,6	7,9	11,7	16,0	19,6	22,8	21,8	19,5	13,3	6,7	3,8/	12,4	20,9

Dall'esame della tabella, emergono, nettamente le caratteristiche termiche tipiche del clima temperato subcontinentale, cui si è già accennato precedentemente. La temperatura media annua, infatti, presenta valori intorno ai 12 - 13 °C sia al suolo che a 60 m di quota; per 3 mesi all'anno (generalmente giugno, luglio e agosto) la media mensile si mantiene superiore a 20 °C; la temperatura media mensile più elevata si registra in corrispondenza del mese di luglio, mentre il minimo cade decisamente a gennaio. L'escursione termica in media annua (ESC), ossia la differenza fra la temperatura media del mese più caldo e quella del mese più freddo, è piuttosto elevata, superiore ai 20°C, sia al suolo che in quota. L'area in esame pertanto conferma i tratti del clima padano caratterizzato da inverni rigidi ed estati abbastanza calde. In generale, comunque, il regime termico che emerge dalla tabella, con massimi in estate e minimi in inverno, segue il normale andamento annuo.

Dalla tabella presentata non è possibile valutare l'entità del fenomeno delle gelate, la cui frequenza, nel periodo invernale, coincide praticamente con quella dei giorni con temperatura minima al di sotto dello zero, benché non vi sia perfetta identità tra le due manifestazioni. L'area in esame tuttavia è sicuramente soggetta a tale fenomeno, che si osserva con maggiore probabilità da dicembre a febbraio, comprendendo quindi l'intero inverno meteorologico. Ovunque in Pianura Padana il massimo annuale per le gelate cade in gennaio, in cui il loro numero sale a 20-25, mentre nei mesi di dicembre e febbraio è intorno ai 15 giorni.

Le caratteristiche termodinamiche dell'atmosfera possono essere utilmente classificate in base alle sei categorie di Pasquill. Tali parametri vengono utilizzati, oltre che per la caratterizzazione meteorologica dell'area, anche per la costruzione del file di input necessario alle analisi d'incidente (dispersione, incendio, flash fire, ecc.), in quanto danno un'indicazione sul grado di turbolenza atmosferica. Per Cassano d'Adda questa classificazione è stata ottenuta a partire dai dati di copertura nuvolosa registrati presso la stazione meteorologica dell'Aeronautica Militare di Milano-Linate nel periodo 1985/89 e da quelli d'intensità del vento misurati a 10 m riferiti allo stesso intervallo temporale. Questo schema viene applicato nella ragionevole ipotesi che il dato di copertura del cielo si conservi significativo per una distanza pari a quella esistente fra Milano Linate e Cassano D'Adda.

Tabella 1 - Ripartizione dei Casi di Stabilità Atmosferica per Stagione e per Anno (Dal Rif.[1])

Classi di Stabilità	Stagioni (per mesi)				Anno
	D-G-F	M-A-M	G-L-A	S-O-N	
A	0.00	0.57	2.49	0.04	3.11
B	1.18	3.14	5.01	3.80	13.12
C	0.70	1.66	1.66	0.63	4.64
D	12.44	9.81	5.11	8.34	35.70
E	1.70	3.07	1.84	1.10	7.71
F	8.99	6.76	8.89	11.10	35.72
Totale	25.00	25.00	25.00	25.00	100.00

L'esame della Tabella 1, in cui è presentata la ripartizione dei Casi di Stabilità atmosferica per stagione e anno consente di osservare che le classi di stabilità più frequenti su base annua sono la D e la F, con la stessa percentuale (36%), seguite dalla B (13%). A livello stagionale le categorie instabili (A+B+C) sono abbastanza consistenti in estate (36%), la classe neutra si presenta con frequenza elevata in inverno (48%), mentre le categorie stabili presentano mediamente le stesse caratteristiche in tutte le stagioni, nonostante vi sia una leggera prevalenza in autunno (48%, mentre nelle altre stagioni rappresentano il 36% dei casi). In autunno, infatti si verifica il maggior numero di calme di vento e le correnti in generale spirano con intensità inferiore rispetto alle altre stagioni.

Pertanto, su base annuale, l'atmosfera assume statisticamente caratteristiche di neutralità (classe D), in cui il gradiente termico segue un andamento adiabatico e/o di forte stabilità (classe F), in cui l'atmosfera, in condizioni sub-adiabatiche, ha una capacità di diluizione molto limitata. Addirittura, in presenza di un'inversione termica (tipicamente nelle ore notturne) ogni moto convettivo viene inibito e quindi l'eventuale rimescolamento verticale avviene essenzialmente solo ad opera della turbolenza meccanica, provocata dal vento.

L'umidità relativa (UR), com'è noto, è data dal rapporto percentuale della quantità di vapore acqueo contenuto in una data massa e la quantità massima che la stessa massa d'aria, nelle medesime condizioni di temperatura e pressione, potrebbe contenere. Non fornisce quindi il quantitativo di vapore acqueo presente in aria, ma rappresenta un immediato indicatore dello stato igrometrico dell'atmosfera tipico di un'area. Nella seguente tabella viene presentato l'andamento mensile ed annuo dell'umidità relativa per Cassano d'Adda, ottenuto elaborando i dati misurati al suolo nel periodo 1984/89.

UMIDITÀ RELATIVA MENSILE ED ANNUA % PERIODO: 1984/1989 - LOCALITÀ: CASSANO D'ADDA												
G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D	Anno
87.1	82,0	73,4	76,4	72,5	70,9	72,5	73,9	79,1	81.9	84.5	87.7	78,5

Il tenore igrometrico nell'area in esame è complessivamente elevato, la media annua è pari al 78%, nei mesi invernali i valori dell'umidità media oscillano fra l'82 e l'87 %, nei mesi estivi superano il 70%. Nelle stagioni intermedie i valori sono pressoché simili, anche se in autunno il tenore idrico, è più elevato.

Anche l'andamento medio della nuvolosità e della radiazione solare per il sito in esame sono stati estrapolati dalle informazioni note relative all'area di Milano (Mennella, 1973). Il territorio compreso nella provincia di Milano presenta una media annua di nuvolosità fra le più elevate in Pianura Padana, (5,8 decimi di cielo coperto); a livello stagionale si hanno due massimi abbastanza definiti nei mesi appartenenti alle stagioni intermedie (novembre, dicembre e aprile), mentre il minimo annuale si ha in corrispondenza dell'estate (luglio e agosto).

Dall'incidenza della nebbia sulla Pianura Padana in autunno e inverno e dalla copertura nuvolosa dipende l'andamento stagionale della radiazione solare. Infatti, nel semestre freddo, l'insolazione è caratterizzata da un minimo particolarmente marcato sulla parte centrale della Pianura Padana ed esteso fino alle zone costiere del medio Adriatico. Tale andamento è da collegare all'elevata frequenza della nebbia sulla regione in autunno e inverno. Nel semestre caldo, invece, si verifica una distribuzione opposta, poiché il soleggiamento relativo sui rilievi alpini e in particolar modo su quelli appenninici è inferiore a quello della pianura circostante, specie nei mesi di luglio e agosto. Tale andamento è determinato, oltre che dall'assenza di nebbia in pianura nel periodo considerato, anche dalla maggior nuvolosità sui rilievi per la presenza di condizioni più favorevoli allo sviluppo di moti convettivi durante le ore diurne. Il rapporto tra insolazione estiva e invernale per l'area di Milano risulta particolarmente

elevato ed è indice di un comportamento climatologico molto diverso tra estate e inverno per quanto riguarda sia, le formazioni nebbiose che la nuvolosità.

Per quanto riguarda il regime pluviometrico, nella seguente tabella sono presentate le quantità medie delle precipitazioni mensili e annuali, misurate in mm, rilevate a Cassano d'Adda negli anni 1984-1989.

PRECIPITAZIONE MEDIA MENSILE E ANNUA (mm)													
PERIODO: 1984/1989 - LOCALITÀ: CASSANO D'ADDA													
MESE	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D	Anno
PIOGGIA	33,0	37,6	32,5	89,6	55,9	42,9	37,9	39,9	37,3	65,9	22,5	19,5	514,5

La distribuzione stagionale delle piogge nel sito di Cassano d'Adda evidenzia le caratteristiche sub-litoranee del clima padano: le stagioni più piovose sono la primavera e l'autunno, i mesi in cui tale fenomeno è più abbondante sono aprile e ottobre (rispettivamente 89,6 mm e 65,9 mm), mentre le quantità minime si riscontrano nel trimestre invernale. A livello, annuale la quantità media, pari a 514,5 mm è piuttosto contenuta rispetto ai valori tipicamente padani.

Il regime pluviometrico complessivo riscontrato a Cassano d'Adda, può considerarsi, comunque, abbastanza regolare; solo gli eventi temporaleschi, fenomeni a cui sono associate precipitazioni a carattere fortemente locale, frequenti nel periodo compreso fra maggio e settembre, rendono meno regolare la distribuzione delle piogge. L'evento temporalesco è di solito molto frequente nei mesi di luglio ed agosto; si tratta essenzialmente di temporali di calore, originati dal forte riscaldamento del suolo; durante tali episodi si può verificare anche l'evento della grandine. Viceversa nel periodo invernale non si ha che qualche temporale sporadico; questi fenomeni, peraltro piuttosto rari, sono definiti "temporali frontali" e la loro origine è dovuta all'interazione fra masse d'aria con caratteristiche termiche differenti lungo le superfici dei fronti (in generale in coincidenza del transito di un fronte freddo). Infine, per quanto riguarda le precipitazioni nevose, in Pianura Padana il fenomeno si manifesta generalmente nel periodo compreso fra novembre e marzo con un massimo in gennaio-febbraio [1].

4 IDENTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DI ALTRE ATTIVITÀ DELLO STABILIMENTO CHE POTREBBERO PRESENTARE UN RISCHIO DI INCIDENTE.

Attualmente l'impianto produttivo è composto da:

- un ciclo combinato costituito da un turbogas Siemens V94.2 da 155 MW, (Gr.4) con relativo generatore di vapore di recupero asservito alla turbina a vapore da 75 MW, (Gr. 1);
- un ciclo combinato costituito da un turbogas G.E. 9F da 250 MW, (Gr.5) con relativo generatore di vapore di recupero asservito alla turbina a vapore del GR. 2, il cui sviluppo di potenza è pari a 130 MW.

L'assetto definitivo della centrale, che sarà raggiunto al termine dell'anno 2005, sarà il seguente:

- un ciclo combinato costituito da un turbogas Siemens V94.2 da 155 MW, (Gr.4) con relativo generatore di vapore di recupero asservito alla turbina a vapore da 75 MW, (Gr.1);
- un ciclo combinato costituito da due turbogas G.E. 9F da 250 MW, (Gr.5 e Gr.6) con relativi generatori di vapore di recupero asserviti entrambi alla turbina a vapore del Gr 2, il cui sviluppo di potenza sarà quindi pari a 260 MW, .

La centrale nel suo complesso è costituita essenzialmente da:

- sala macchine contenente le turbine e gli alternatori dei gruppi 1 e 2, l'edificio, avente struttura portante in c.a., presenta il piano governo a quota del piano campagna mentre tutti gli ausiliari (condensatore, preriscaldatori, ecc.) sono posizionati a quote inferiori;
- edificio sala controllo, locali elettrici, impianto trattamento condensato, laboratorio chimico;
- turbina a gas del Gr.4 con relativo GVR asservito alla turbina a vapore del Gr. 1;
- turbina a gas del Gr.5 con relativo GVR asservito alla turbina a vapore del Gr.2;
- turbina a gas del Gr.4 con relativo GVR asservito alla turbina a vapore del Gr.2 (in fase di costruzione);
- caldaia dismessa del Gr. 1 (demolizione prevista per il primo semestre dell'anno 2006);
- struttura denominata "heater-bay";
- ciminiera metallica da 100 m asservita al Gr.4;
- ciminiera in c.a. da 200 m asservita ai Gr.5 e 6;
- opera di presa con relative sala pompe acqua di circolazione e cabina antincendio;
- stazione elettrica 220 kV;
- parco olio combustibile e gasolio (dismesso e in via di demolizione);
- cabina gas metano;
- impianto trattamento acque reflue;
- edificio portineria, uffici e spogliatoi;
- edificio magazzino e officine;
- edificio compressori e gruppi elettrogeni d'emergenza;
- fossa bombole idrogeno;
- locale deposito bombole CO₂;
- area ex raccordo ferroviario;
- aree a verde.

Le zone in cui può verificarsi un incidente con un potenziale impatto sull'esterno della centrale sono:

1. Sistema di adduzione, depressurizzazione, riscaldamento e convogliamento del metano, a partire dalla condotta SNAM;

2. Sistema di depressurizzazione e trasferimento dell'Idrogeno, dal magazzino di stoccaggio semi-interrato sino ai sistemi di raffreddamento dei generatori relativi ai gruppi 1, 2, 5 & 6;
3. Sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina, relativo a tutti i gruppi;
4. Magazzino di stoccaggio degli oli;
5. Diesel d'emergenza;
6. Trasformatori elevatori di tutti i gruppi;
7. Trasformatori di misura (tensione e corrente) relativi ai sistemi di stazione a 220 kV e 380 kV;
8. Sistema di raccolta, convogliamento e trattamento delle acque reflue.

4.1 Descrizione delle zone in cui può verificarsi un incidente

4.1.1 Sistema di adduzione, depressurizzazione, riscaldamento e convogliamento del metano, a partire dalla condotta SNAM

4.1.1.1 Riferimenti

- 20200 - TRM-EAF-L-DS-01641, Rev.5
- 20200 - TRM-EAF-L-DS-01648, Rev. 6
- 20200 - TRM-EAF-L-DS-01643, Rev. 5
- 20200 - TRM - EAF - F - DS - 01819, Rev. 0.
- 20200 - TRM-EAF-M-DS-30360, Foglio 1 di 2, Rev. D
- 20200 - TRM-EAF-M-DS-30360, Foglio 2 di 2, Rev. B
- 20200 - TRM - EAF - M - DS - 30712, Rev. 0.
- 20200 - TRM - EAF - M - DS - 30716, Rev. A.
- 20200 - TRM - EAF - M - DS - 30790, Rev. 0
- 20300 - TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2
- 20400 - TRM-FIO-P-SC-20016, Foglio. 1/2
- 20400 - TRM-FIO-P-SC-20016, Foglio.2/2
- 20400 - TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1
- 20400 - TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1
- 20400 - TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1
- 20400 - TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4
- GE DRW 123E2860, Foglio 2 di 3
- 20400 - TRM-EPW-P-SC-56400
- 20400 - M-EPW-M-DS-56510, Ver. 00 (Si riferisce al Gruppo 6)
- 20400 - TRM-EPW-P-SC-56400
- 2040M - EPW-M-DS-56510, Ver. 00

4.1.1.2 Descrizione

La centrale riceve il gas metano direttamente dalla società SNAM tramite una linea ad alta pressione (7.5 MPa) e poi tramite una propria stazione di riduzione di pressione e riscaldamento provvede alla distribuzione del medesimo per l'alimentazione dei turbogas a ciclo combinato gruppo 6 e gruppo 5, al



turbogas gruppo 4 e ad una caldaia di produzione vapore (vedere Figura 2). All'interno della cabina di decompressione, la pressione del gas metano viene ridotta:

- da 7.50 MPa a 3.28 MPa per l'alimentazione dei turbogas 5 e 6;
- da 7.50 MPa a 2.10 MPa per l'alimentazione del turbogas 4;
- da 7.50 MPa a 0.26 MPa per l'alimentazione della caldaia.

In tale zona sono presenti le linee con i filtri e valvole di intercetto e un locale con la strumentazione di misura elettronica.

In una zona adiacente alla stazione, è posto un serbatoio a pressione atmosferica, che raccoglie le particelle solide e liquide raccolte dai filtri durante la depurazione del gas e convogliate al serbatoio dalle linee di drenaggio dei filtri stessi.

Il liquido è principalmente costituito da benzina naturale (gasolina), con una composizione tipica seguente:

Composizione tipica della Benzina Naturale o Gasolina	
n-butano	0.12
iso-pentano	0.21
2-metil pentano	0.15
toluene	0.17
m-xilene	0.105
2-metil eptano	0.14
1,2,4-trimetilbenzene	0.075
1,3-dimetil-4-etilbenzene	0.03



Dalla stazione di decompressione e riscaldamento del gas metano, si dipartono le tubazioni che raggiungono i tre turbogas dei gruppi 4, 5 & 6, e la caldaia ausiliaria.

I diametri e lunghezze e pressioni di esercizio sono riportate nella seguente Tabella.

Nelle vicinanze del TG del Gruppo 4, esiste l'unità di filtrazione e riscaldamento, composta da un filtro di particolato e da un riscaldatore alimentato con il vapore di centrale; all'uscita del sistema di filtrazione e riscaldamento, il gas entra in un cabinato di controllo e protezione che fa parte del TG. Il cabinato è dotato di valvole pneumatiche di regolazione ed intercettazione. I Gruppi 5 e 6 hanno invece l'ultima filtrazione del gas posizionata all'interno della stazione di decompressione e riscaldamento,

immediatamente prima dell'inizio delle condotte di adduzione del gas metano ai TG. I cabinati di protezione e controllo del gas prima dei TG, anch'essi dotati di valvole pneumatiche di regolazione ed intercettazione, sono situati all'aperto, all'ingresso dei cabinati dei TG 5 e 6.

Tubazioni di Adduzione del Metano			
Sistema	Diametro Nominale (mm)	Lunghezza (m)	Pressione d'esercizio (MPa)
Gruppo 4	DN200, Sch. 40	76	2.10
Gruppo 5	DN250, Sch. 40	235	32.8
Gruppo 6	DN250, Sch. 40	227	32.8
Caldaia Ausiliaria	DN100/150, Sch. 40	59 (DN150) 13 (DN100)	0.26

Negli stessi, è anche collocato il sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina e generatore, con la vasca di raccolta dell'olio di lubrificazione collocata in posizione sottostante i due sistemi, e che occupa tutto il perimetro del cabinato stesso.

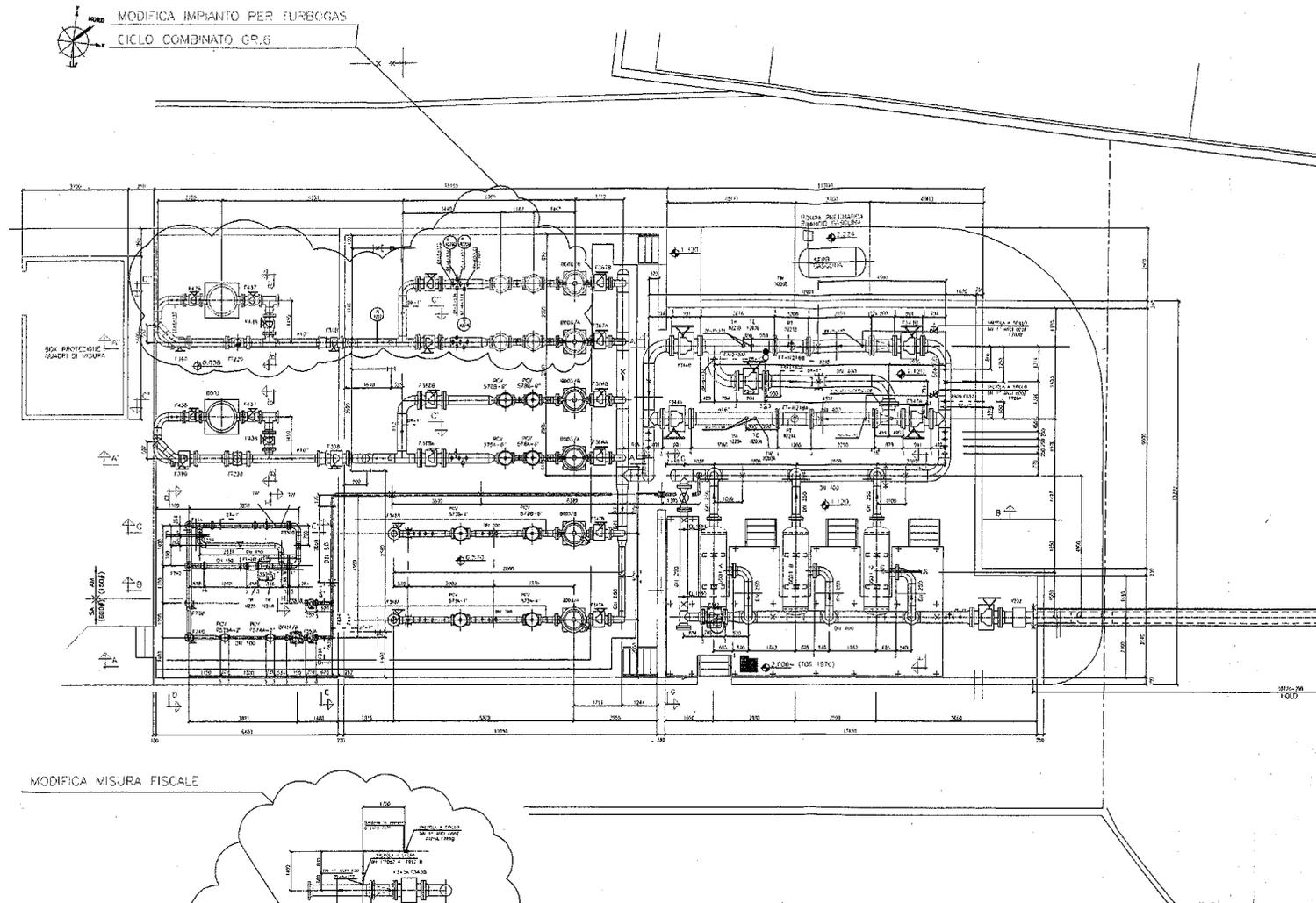


Figura 2 - Schema della stazione di decompressione e riscaldamento del metano della centrale di Cassano d'Adda.

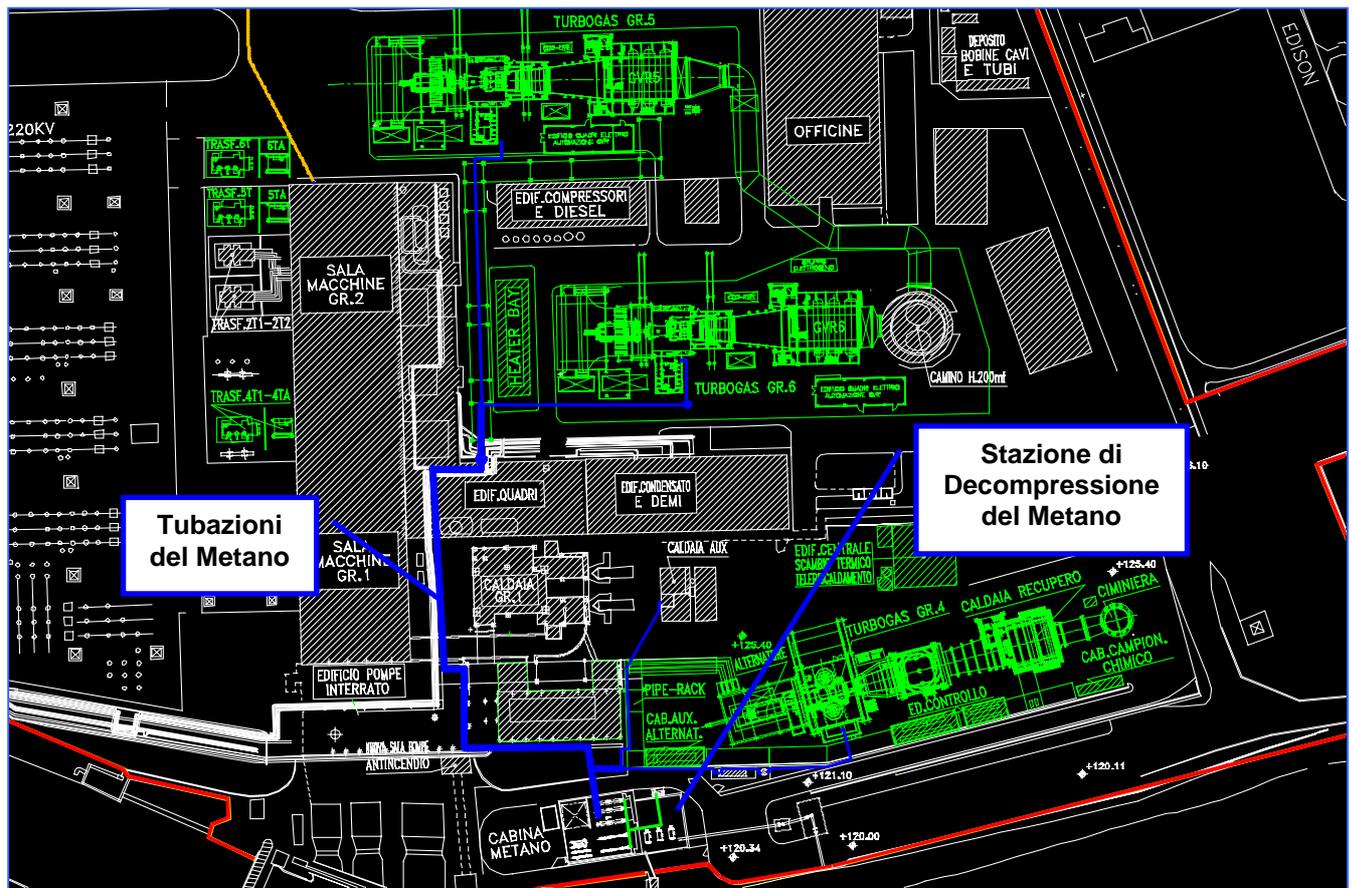


Figura 3 - Tubazioni di Adduzione del Metano ai Gruppi 4, 5 e 6 ed alla Caldaia Ausiliaria.

La stazione decompressione e riscaldamento del metano è equipaggiata con i seguenti sistemi di sicurezza dell'impianto:

- valvole di riduzione della pressione con funzione di monitor e valvola di blocco;
- valvole di sicurezza.

I sottosistemi di regolazione del gas mantengono la pressione del metano ad un valore utilizzabile dai turbogas e dalla caldaia ausiliaria, partendo dalla pressione d'arrivo dal metanodotto SNAM, variabile entro margini prefissati. A tale scopo ogni linea di riduzione dispone dei seguenti organi di regolazione:

- Una valvola regolatrice di pressione, di tipo autoazionato;
- Una valvola "monitor" autoazionata avente funzione di regolatrice d'emergenza di pressione.
- Una valvola di blocco.

Le valvole di sicurezza installate sono dimensionate per incendio ad eccezione di quelle installate a valle delle valvole di riduzione le quali sono state dimensionate in accordo alla normativa generale impianti REMI. Tali valvole, al raggiungimento del loro valore di taratura, scaricano al blowdown il gas.

Le valvole di blocco sono servoassistite ed intervengono su segnale di bassa e alta pressione. Per i soli gruppi 5 e 6 è anche previsto un azionamento remoto manuale, sia dalla sala manovra (Superscatto) che da un pannello locale. Non esistono rilevatori di fumo e/o d'incendio, e la rilevazione degli eventi accidentali avviene "a vista", durante i normali giri di sorveglianza.

4.1.2 Sistema di depressurizzazione e trasferimento dell'Idrogeno, dal magazzino di stoccaggio semi-interrato sino ai sistemi di raffreddamento dei generatori elettrici relativi ai gruppi 1, 2, 5 & 6;

4.1.2.1 Riferimenti

- 20300-TRM-EPW-L-DS-06013, Rev. 0
- Disegno N° 153PM2025
- 20300-TRM-EPW-C-DS-03470, Rev. 1
- Disegno N° 106373, Rev. 0
- UW-1031185, Rev. 0
- 20300-TRM-EPW-P-SC-04019, Rev. 6

4.1.2.2 Descrizione

L'idrogeno è utilizzato nell'impianto per il raffreddamento dei generatori dei gruppi 1, 2, 5 e 6 (il gruppo 4 è dotato di un generatore elettrico raffreddato ad aria forzata). L'utilizzo dell'idrogeno come gas di raffreddamento è legato ai suoi numerosi vantaggi che presenta rispetto all'aria in termini di alta capacità termica e bassa viscosità. L'effetto ventilante, che causa attrito tra il rotore del generatore ed il gas di raffreddamento, rappresenta circa il 30 ÷ 40 % delle perdite di un generatore elettrico di grande potenza.

La fossa di stoccaggio delle bombole di idrogeno è localizzata nel cortile vicino all'ingresso carrabile della centrale, e quindi nei pressi della zona degli uffici e del parcheggio dei dipendenti (vedere la Figura 4).

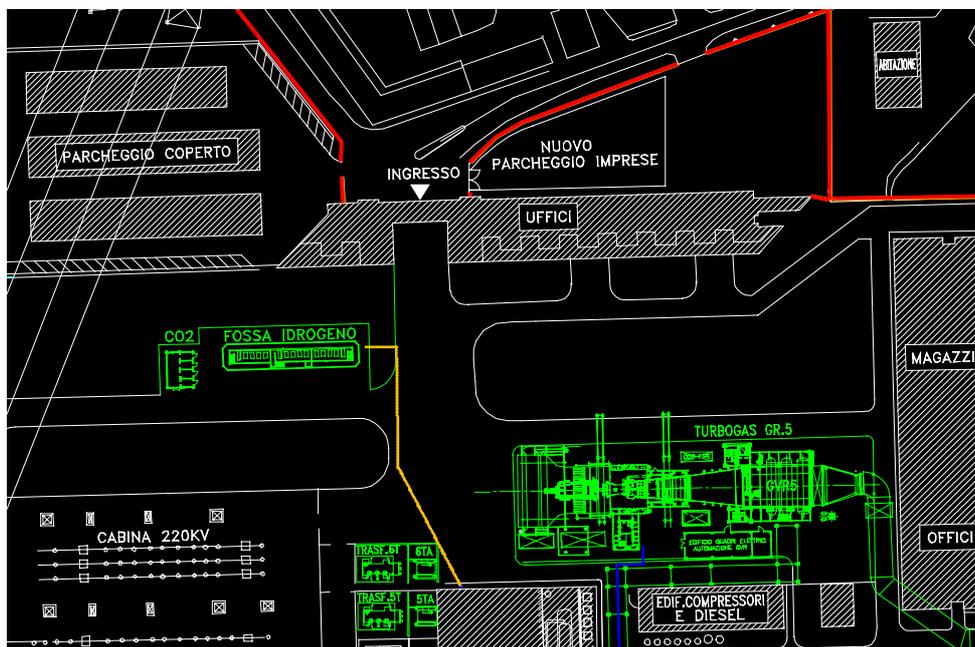


Figura 4 - Fossa di Stoccaggio delle Bombole di Idrogeno

La fossa è composta da tre camere separate, ognuna contenente ognuna 4 pacchi da 16 bombole. La capacità di ogni bombola è di 60 litri, e la pressione massima di stoccaggio è di 200 bar.

Dalla fossa si dipartono le tubazioni dirette verso la sala macchine (generatori dei gruppi 1 & 2, rispettivamente con una pressione di esercizio di 1 e 2 bar) e verso i generatori dei Gruppi 5 & 6

(pressione di esercizio 3 bar). Le tubazioni sono contenute in un cunicolo tecnologico, munito di piastre di copertura in cemento semplicemente appoggiate.

Dalla fine del cunicolo, le tubazioni proseguono in pipe rack in aria sino ai cabinati dei vari generatori,

Nella fossa e nel cunicolo non sono presenti né rilevatori di gas infiammabili né rilevatori di fumo. In tutti i cabinati sono invece presenti rilevatori di gas e/o di calore.

La fossa è dotata di un sistema antincendio manuale, mentre tutti i cabinati dei generatori sono dotati di sistema antincendio ad attuazione automatica.

4.1.3 Sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina, relativo a tutti i gruppi

4.1.3.1 Riferimenti

- 20200-TRM-EAF-M-DS-30390, Rev. B.
- Documento ANSALDO Energia 3.1-1510-9420/1;
- Documento GE Power Generation 123E2999;
- 20400-TRM-EPW-P-SC-56408, Rev. 0.

4.1.3.2 Descrizione

I sistemi di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina consistono sostanzialmente in una cassa d'olio che contiene sino a 20000 ÷ 30000 kg di olio lubrificante, una serie di pompe che circolano l'olio alle utenze ed un sistema di refrigerazione. L'olio viene inviato ai cuscinetti oleodinamici di scorrimento di ciascun gruppo (1, 2, 4, 5 e 6), dove svolge funzioni di lubrificazione. Nei gruppi 5 e 6 la cassa dell'olio è situata all'esterno del cabinato insonorizzante del TG, sul fondo di un cabinato che comprende sia il sistema di pompe e scambiatori di calore per il trattamento e la circolazione dell'olio, sia il sistema di regolazione e controllo del gas metano. Nel gruppo 4, la cassa è situata all'interno del cabinato del TG: Nei gruppi 1 e 2 le casse (una del gruppo 1, una del gruppo 2 ed una di riserva) sono contenute all'interno della sala macchine.

4.1.4 Magazzino di stoccaggio degli oli

4.1.4.1 Riferimenti

- U22AEM006, 18/6/91;
- U22AEM001, Rev. 1.

4.1.4.2 Descrizione

Il magazzino di stoccaggio degli oli è un edificio addossato al magazzino ed alla officina meccanica, situato sul lato nord-est dell'impianto, nei pressi della recinzione esterna della centrale.

Le sue dimensioni sono 18.6 m di lunghezza, 7.8 m di larghezza e 4.10 m di altezza. L'edificio è dotato di una grande finestra a griglia dell'area di 28.8 m², situata nella parte superiore del lato del fabbricato a nord-est, e di una porta d'ingresso con griglia d'aerazione sul lato nord-ovest.

All'interno sono collocati quattro piani di rack che contengono sino ad un massimo di 12 fusti d'olio di lubrificazione da 120 litri ciascuno. Il magazzino è dotato di un sistema di allarme di evacuazione ed un sistema antincendio, comandati da 4 rivelatori ottici e 4 rivelatori termici disposti alternativamente nel locale. Gli otto rivelatori azionano l'allarme sonoro e luminoso di evacuazione su logica 1oo8, e l'impianto antincendio a schiumogeno su logica 2oo8 (su attivazione da parte di un rivelatore ottico di fumo e un rivelatore di temperatura). L'impianto antincendio è formato da due sistemi indipendenti, ed è sufficiente per saturare di schiumogeno il magazzino in breve tempo. La carica di schiumogeno è sufficiente per tre attuazioni. Il criterio di successo è il funzionamento di entrambi i sistemi di schiumogeno.

4.1.5 Diesel di emergenza

4.1.5.1 Riferimenti

N.A.

4.1.5.2 Descrizione

I due diesel d'emergenza sono collocati nello spazio tra i TG del gruppo 5 e quello del gruppo 6. Sono entrambi dotati di due serbatoi da 1.5 m³ di capacità, con una pompa d'alimentazione. Entrambi i serbatoi sono contenuti in una vasca di raccolta del gasolio.

I motori diesel sono dotati d'allarme di alta temperatura in sala manovra, da cui si può azionare manualmente un sistema antincendio.

4.1.6 Trasformatori elevatori di tutti i gruppi;

4.1.6.1 Riferimenti

- 20200 - TRM - ABB - E -DS - 003, Rev. 0
- 20200 - TRM - EAF - C -DS - 01058, Rev. 3;
- 20300 - TRM - EPW - C - DS - 03026, Rev. 1;
- 20400 - TRM - EPW - C - DS - 03108, Rev. 1.

4.1.6.2 Descrizione

La centrale è dotata di numerosi trasformatori di potenza che assolvono alle seguenti funzioni:

- Elevare la tensione dei generatori elettrici sino al livello di immissione nella rete elettrica (220 kV o 380 kV);
- Provvedere all'alimentazione dei carichi ausiliari e dei servizi.

La Tabella seguente riporta le caratteristiche principali dei trasformatori di potenza impiegati (potenza superiore a 20 MVA):

Descrizione	Tensione Primario	Tensione Secondario	Potenza
	kV	kV	MVA
Trafo di Macchina Gr 2/1	20	235	190
Trafo di Macchina Gr 2/2	20	235	190
Trafo di Macchina Gr 1	13.8	235	100
Trafo di Macchina Gr. 4	20	235	190
Trafo Servizi di Gr. 4	20	6.3/3	24/20/5
Trafo di Macchina Gr. 5	15.75	235	320
Trafo Servizi di Gr. 5	15.75	6.3	20
Trafo di Macchina Gr. 6	15.75	235	320
Trafo Servizi di Gr. 6	15.75	6.3	20

Tutti i trasformatori di potenza sono dotati di vasca di contenimento delle eventuali perdite di olio riempite di ciottolame di roccia compatta e pozzetto di raccolta oli.

4.1.7 Trasformatori di misura (tensione e corrente) relativi ai sistemi di stazione a 220 kV e 380 kV;

4.1.7.1 Riferimenti

N.A.

4.1.7.2 Descrizione

I trasformatori di misura rendono possibile la misurazione dei parametri di tensione e corrente nei vari montanti della stazione elettrica.

Sono molto simili come costruzione ai trasformatori ad olio prima descritti, anche se la quantità d'olio contenuta nella cassa è molto minore (circa 1500 ÷ 2000 kg). I trasformatori di misura sono posti nella stazione elettrica, in posizione elevata, e non sono dotati di alcuna vasca per la raccolta dell'olio.

4.1.8 Sistema di raccolta, convogliamento e trattamento delle acque reflue.

4.1.8.1 Riferimenti

- Ansaldo Impianti – Genova – Centrale AEM di Cassano D'Adda: “Manuale Operativo per Impianto Trattamento Acque Reflue”, Ordine N. LCP/319164/O/ACO/A23; Commessa IDRECO N. CSV/270/79.
- APR – PRT – ESE – P – SC – 00011, Rev. 1, Sh 1 di 2;
- APR – PRT – ESE – P – SC – 00011, Rev. 1, Sh 2 di 2;

4.1.8.2 Descrizione

L'impianto è costituito dai seguenti sistemi (si veda la Figura 5, che riporta anche le portate di progetto dei vari flussi):

- Trattamento di disoleazione, corredato di vasca d'accumulo, vasche di disoleazione, serbatoi di recupero e separazione acqua-olio.
- Trattamento chimico, comprendente un serbatoio di accumulo, un gruppo di chiarificazione (neutralizzatore primario, neutralizzatore secondario, chiarificatore, vasca controllo pH, vasca trappola), i sistemi di dosaggio reagenti (calce, polielettrolita, cloruro ferrico, acido cloridrico), un sistema di disidratazione dei fanghi con filtro-prensa.
- Trattamento biologico ad ossidazione totale per gli scarichi sanitari, corredato di griglie, pompe di rilancio, vasca d'aerazione con aeratore a turbina, chiarificatore per la separazione dei fanghi.

L'impianto è in grado di trattare gli scarichi inquinati da oli minerali, da acidi ed alcali, e dagli scarichi sanitari provenienti dalla zona servizi igienici e spogliatoi.

Le acque inquinabili da oli vengono convogliate per gravità in una vasca di raccolta e da questa a mezzo pompe alle vasche di disoleazione. Da queste l'effluente può essere inviato per gravità al trattamento chimico oppure direttamente allo scarico finale. La miscela acqua-olio separata è inviata ad un serbatoio di separazione per il recupero dell'olio.

Le acque acide o alcaline vengono convogliate per gravità ad un serbatoio di raccolta da cui, per gravità o a mezzo pompe, sono inviate ai neutralizzatori primario e secondario, dai quali defluiscono al chiarificatore.

Le acque provenienti dalle vasche di disoleazione sopra descritte pervengono per gravità direttamente al neutralizzatore primario.

Le acque chiarificate passano alla vasca controllo finale pH e quindi alla vasca trappola. Da qui le acque, nel caso le loro caratteristiche chimico-fisiche non rientrino nei limiti accettabili, vengono riciclate al serbatoio di accumulo. I fanghi accumulati sul fondo del chiarificatore sono ripresi da pompe ed inviati al filtro prensa per la disidratazione.

Le acque sanitarie vengono convogliate ad un impianto ad ossidazione totale. Il liquame, preventivamente grigliato per trattenere i corpi grossolani, va alla vasca d'aerazione e da qui a un chiarificatore statico per la separazione dei fanghi attivi. L'acqua chiarificata è sfiorata ed inviata per

gravità allo scarico finale. I fanghi vengono riciclati alla vasca d'aerazione o inviati a un pozzetto di raccolta per l'allontanamento.

Gli effluenti dell'impianto di disoleazione non inviati al neutralizzatore dell'impianto chimico e dello impianto biologico si mescolano tra di loro in una apposita vasca di miscelazione finale, prima dello scarico nel canale Muzza.

Le tre sezioni dell'impianto possono essere gestite in modo completamente separato; il funzionamento delle sezioni può quindi essere continuo o intermittente, a seconda delle necessità della Centrale.

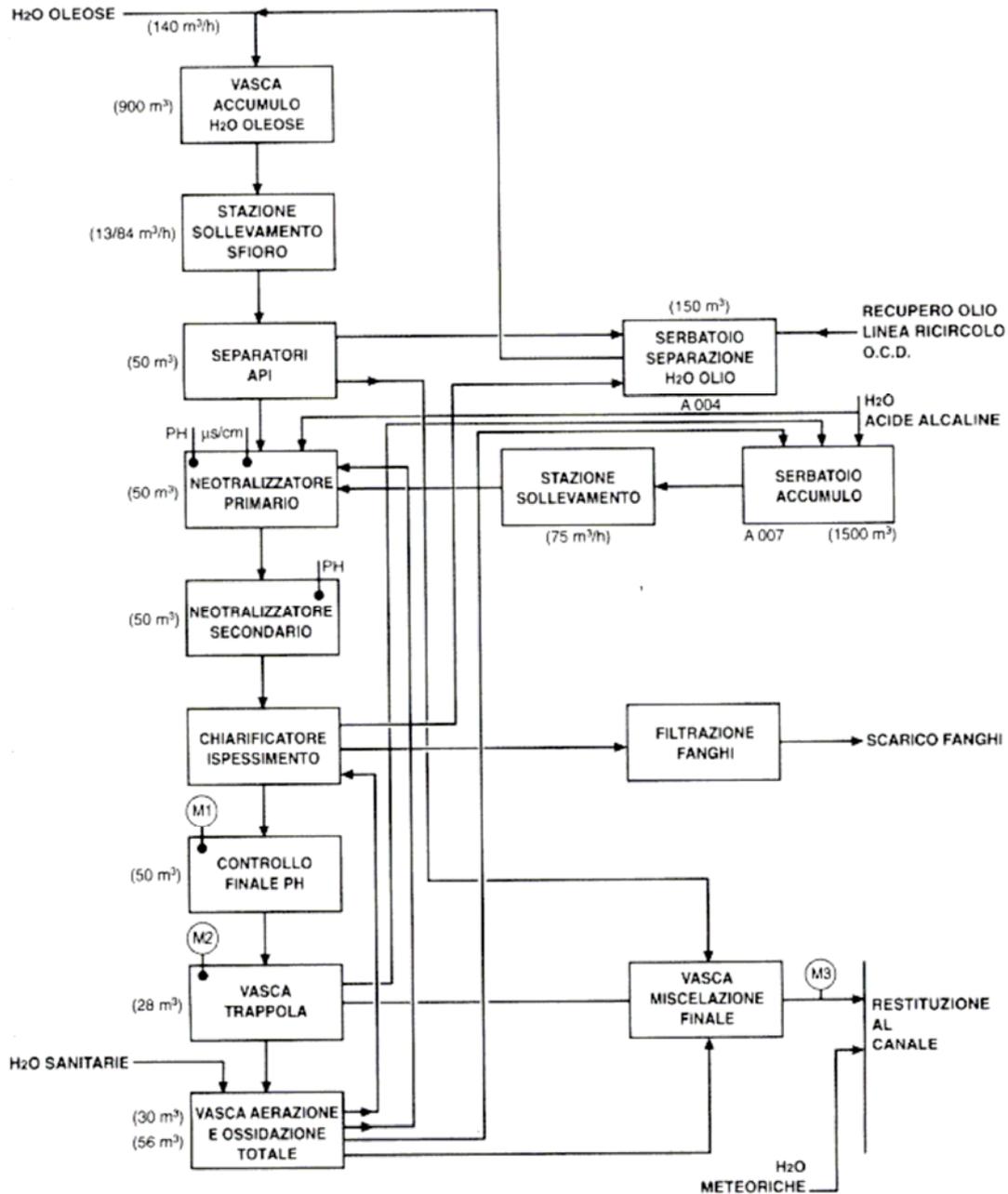


Figura 5 - Schema Acque Reflue

5 DESCRIZIONE DELLE SOSTANZE PERICOLOSE

5.1 Elenco Sostanze Infiammabili

- Metano;
- Gasolina (Benzina Naturale);
- Idrogeno;
- Olio Lubrificante per cuscinetti;
- Olio Dielettrico;
- Gasolio.

5.2 Caratteristiche delle Sostanze Infiammabili

Note	Impianto: Centrale Termoelettrica AEM di Cassano D'Adda											Disegno di Riferimento	CESI	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
	Sostanze Infiammabili			LEL			Volatilità							
	N°	Nome	Composizione e/o n. tab. 1 CEI 64-2	Temp. Di Infiamm. (°C)	Kg/m ³	Vol%	Tensione di Vapore (Kpa)	Temp. di Ebollizione (°C)	Densità rif. all'aria del gas e/o vapore	Temp di Accensione (°C)	Gruppo e Classe di Temperat.	Altre Informazioni		
	1	METANO	CH4	< 0	0.033	5		-161.5	0.557 (20 °C)	537	IIA T1			
	2	BENZINA	C4 – C12	< 0	0.053	1.4		44.15	3.140	228	IIA –T3			
	3	IDROGENO	H2	< 0	0.003	4.0		-253.95	0.0737 (20 °c)	560	IIC – T1			
	4	OLIO LUBRIFICANTE		215		0.17 (Stimata)		309.2	0.007 (150 °C)	260 (Nafta)	IIA – T3 (Nafta)			
		OLIO DIELETTRICO		148		0.19 (Stimata)		237.6		260 (Nafta)	IIA – T3 (Nafta)			
		GASOLIO		55		1.15		44.15	3.140	228	IIA –T3			

CLASSIFICAZIONE LUOGHI PERICOLOSI
ELENCO DELLE SOSTENZE INFIAMMABILI E LORO CARATTERISTICHE

A5/042847
Pag. 1
Rev. 0

6 IDENTIFICAZIONE E ANALISI DEI RISCHI DI INCIDENTI E METODI DI PREVENZIONE

6.1 Introduzione

I sistemi della centrale esaminati per l'analisi di rischio sono i seguenti:

1. Sistema di adduzione, depressurizzazione, riscaldamento e convogliamento del metano, a partire dalla conduttura SNAM, sino ai cabinati dei turbogas relativi ai gruppi 4, 5 & 6, ed alla caldaia ausiliaria;
2. Sistema di depressurizzazione e trasferimento dell'Idrogeno, dal magazzino di stoccaggio semi-interrato sino ai sistemi di raffreddamento dei generatori relativi ai gruppi 1, 2, 5 & 6;
3. Sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina, relativo a tutti i gruppi;
4. Magazzino di stoccaggio degli oli;
5. Diesel d'emergenza;
6. Trasformatori elevatori di tutti i gruppi;
7. Trasformatori di misura (tensione e corrente) relativi ai sistemi di stazione a 220 kV e 380 kV;
8. Sistema di trattamento delle acque reflue (oleose, acide a basiche).

Per alcuni di questi sistemi (Sistemi 1,2 e 3) si è effettuata una HAZAN (Hazard Analysis) parziale (riferita cioè ai soli componenti interessanti dal punto di vista incidentale), al fine della determinazione qualitativa dei possibili eventi iniziatori di un incidente con potenziali rischi esterni. Per altri, la determinazione dei potenziali eventi iniziatori è stata effettuata con analisi semplificate, basate su considerazioni ingegneristiche sviluppate con l'aiuto del personale d'esercizio e manutenzione della centrale. L'analisi HAZAN, in breve una analisi HAZOP per i soli aspetti di sicurezza, è stata effettuata utilizzando il programma PHA-Pro, versione 6, della Società Dyadem [2].

Una volta determinata la lista dei potenziali eventi iniziatori, si è utilizzato una tecnica basata su Alberi di Guasto/Alberi degli Eventi (FTA – Fault Tree Analysis/ETA - Event Tree Analysis) per studiare in maniera quantitativa la probabilità, su base annuale, di accadimento di ciascuno dei possibili scenari incidentali, tenendo conto delle protezioni passive e/o attive in essere. L'analisi è stata svolta utilizzando il codice FaultTree+, Versione 10, della Società Isograph [3]. I tassi di guasto e/o di perdita dei vari componenti oggetto dello studio sono stati ricavati dalle seguenti banche dati:

1. Offshore Reliability Data Handbook 4th Edition, (OREDA 2002), The handbook contains OREDA Phase IV (1993-96) and Phase V (1997-00) data, including topside and subsea equipment, Published by the OREDA participants, BP p.l.c., Chevron Petroleum Technology Company, TotalFinaElf . ENI S.p.A./AGIP, ExxonMobil, Norsk Hydro ASA, Phillips Petroleum Company Norway, Statoil ASA, Shell International Exploration and Production B.V., and Texaco Inc.
2. OREDA-97 Offshore Reliability Data, 3rd Edition, Published by the OREDA participants, BP p.l.c., Chevron Petroleum Technology Company, TotalFinaElf . ENI S.p.A./AGIP, ExxonMobil, Norsk Hydro ASA, Phillips Petroleum Company Norway, Statoil ASA, Shell International Exploration and Production B.V., and Texaco Inc.
3. Reliability ENEL Database (RED), Vers. 1.03, 1994.
4. Component Event Data Bank (CEDB), European Reliability Data System JRC Ispra, ENEL PC version 1.03, 1994.
5. Hydrocarbon Leak and Ignition Database, The Oil Industry International E&P Forum, May 1992.
6. European Industry Reliability Data Bank: EIReDA 1998, A joint publication of the European Commission and Electricite de France CRETE UNIVERSITY PRESS, 1998.
7. Reliability Data for Control and Safety Systems. 1998 edition. SINTEF report STF38 A98445.

8. OFFSHORE HYDROCARBON RELEASES STATISTICS, 2001 - HID STATISTICS REPORT - HSR 2001 002, Health and Safety Executive, Hazardous Installations Directorate, Central Division - CD4C Data Management. Room 201b Merton House, Stanley Road – Bootle Merseyside L20 3DL.
9. OFFSHORE HYDROCARBON RELEASES STATISTICS AND ANALYSIS, 2002, HID STATISTICS REPORT - HSR 2002 002, Health and Safety Executive, Hazardous Installations Directorate, Central Division - CD4C Data Management. Room 201b Merton House, Stanley Road – Bootle Merseyside L20 3DL.
10. OLF Recommended Guidelines for the application of IEC 61508 and IEC 61511 in the petroleum activities on the Norwegian Continental Shelf, No.: 070, Date effective: October 2004, Revision no.: 02 with Appendixes A – F.
11. European Industry Reliability Data Bank: EIReDA 1998, A joint publication of the European Commission and Electricite de France CRETE UNIVERSITY PRESS, 1998.

Le conseguenze fisiche di ciascun incidente (radiazione termica stazionaria, radiazione termica variabile, radiazione termica istantanea, sovrappressione di picco, concentrazione di gas infiammabili), sono state calcolate utilizzando il codice FRED, versione 4.0, della Società Shell Global Solutions [4] ed il codice TRACE, versione 9.0, della Società SAFER Systems [5].

Infine, il rischio individuale e collettivo è stato calcolato, utilizzando tutti i risultati dai passi di studio precedenti, utilizzando il codice PRTLite, versione 1.1 della Società Shell Global Solutions [6].

6.2 Sistema di adduzione, depressurizzazione, riscaldamento e convogliamento del metano

6.2.1 HAZAN – Eventi Iniziatori

L'HAZAN eseguito sul sistema di adduzione, depressurizzazione, riscaldamento e convogliamento del metano, i cui dettagli sono riportati nel Capitolo 9, ha evidenziato i seguenti potenziali eventi iniziatori:

1. Perdita di Metano nella Zona a 7.50 MPa della stazione metano;
2. Perdita di Metano nella Zona a 3.28 MPa della stazione metano;
3. Perdita di Metano nella Zona a 2.10 MPa della stazione metano;
4. Perdita di Metano nella Zona a 0.26 MPa della zona metano;
5. Perdita severa di benzina naturale (Gasolina) dalla tubazione alla pompa (90 mm di diametro equivalente);
6. Perdita distribuita di metano dalla tubazione adduzione Caldaia;
7. Perdita distribuita di metano dalla tubazione adduzione Gruppo 4;
8. Perdita metano nella zona riscaldatore e filtro gruppo 4;
9. Perdita metano cabinato gas gruppo 4;
10. Perdita metano cabinato TG4;
11. Perdita distribuita metano tubazione adduzione Gruppo 5;
12. Perdita metano cabinato olio/gas gruppo5;
13. Incendio cassa olio cabinato olio/gas gruppo 5 per effetto domino da incendio comp. Metano;
14. Incendio Cabinato TG5;
15. Perdita distribuita metano tubazione adduzione Gruppo 6;
16. Perdita metano cabinato olio/gas gruppo 6;
17. Incendio cassa olio cabinato olio/gas gruppo 6 per effetto domino da incendio comp. Metano;
18. Incendio Cabinato TG6.

Un rilascio accidentale di idrocarburi gassosi o liquidi in pressione può causare diversi tipi di conseguenze, a seconda dello stato iniziale dell'idrocarburo stesso e dal fatto che possa o no subire un

innesco. Queste conseguenze possono essere riportate in maniera sintetica con l'uso di un albero degli eventi (Event Tree - ET), come quello di Figura 6, tratto da [6]

I termini utilizzati in Figura 6 si devono intendere come:

- Jet fire : incendio da getto in pressione che provoca radiazione termica stazionaria,
- Flash Fire: incendio in massa di una nuvola di gas infiammabile senza effetti di pressione, che provoca radiazione termica istantanea;
- VCE (Vapor Cloud Explosion): esplosione di nuvola di gas infiammabile;
- Pool Fire : Incendio di Pozza

Come si può notare, le conseguenze pericolose per le persone e le cose dei vari fenomeni sopra ricordati sono:

- Radiazione termica stazionaria per Jet Fire e Pool Fire
- Radiazione termica istantanea per Flash Fire
- Sovrappressione per VCE

Per la quantificazione dell'albero degli eventi di Figura 6 diventa indispensabile calcolare:

1. le frequenze di accadimento degli eventi che portano alla perdita di contenimento da parte del circuito in pressione del metano e causano l'emissione del gas infiammabile (detti anche Top Event o eventi iniziatori);
2. le probabilità d'innesco immediato e ritardato del gas infiammabile emesso.

Si è ipotizzato che la causa di emissione di gas o liquido infiammabile sia dovuta a perdite di tubazioni, flangie, valvole, pozzetti di misura e serbatoi in pressione, ed avvenga alla pressione nominale della parte di circuito in cui il componente è situato. Si sono considerate le sole cause interne (corrosione, fatica, errata manutenzione, usura, ecc.) e non si sono fatte ipotesi su possibili cause esterne (atti vandalici, eventi atmosferici, collisioni di mezzi di servizio, ecc.).

Si è dato credito all'intervento degli organi di protezione, con un tempo di risposta minimo di 15 minuti dall'inizio dell'incidente per gli interventi manuali e di 30 s dall'inizio dell'incidente per quelli automatici. L'inventario di gas metano disponibile per l'emissione è stato quindi calcolato per ogni singola sezione dell'impianto.

Per ragioni di semplicità, stante la complessa topologia degli elementi che circondano la parte delle tubazioni in pipe-rack, i calcoli di emissione del gas metano sono stati ipotizzati in condizioni meteorologiche di "worst case", e cioè ipotizzando venti prevalenti rispettivamente di 5 m/s, classe di stabilità D (Neutro) e di 2 m/s con classe di stabilità F (Molto Stabile), una temperatura ambiente di 30°C ed un'umidità relativa del 70%, come suggerito dalle "Linea Guida per la Predisposizione dell'Elaborato tecnico Rischio di Incidenti Rilevanti (ERIR) nei Comuni con Stabilimenti a rischio di incidenti rilevanti", emanata dalla Regione Lombardia con Deliberazione della Giunta Regionale del 10 Dicembre 2004, n. 7/19794.

La stazione di decompressione del metano è stata divisa nelle tre sezioni corrispondenti ai tre livelli di pressione alta (7.5 MPa), media (3.28 e 2.1 MPa) e bassa (0.26 MPa), supponendo che le perdite totali attribuibili ai componenti delle varie sezioni fossero emesse nel baricentro della zona di appartenenza.

Nella sezione del pipe rack, le perdite sono state ipotizzate come uniformemente distribuite in ragione delle varie sezioni di pipe rack contenenti 4, 3, 2 o 1 tubazione/i del metano.

Si è considerato il possibile effetto domino derivante dalla perdita di gas da una tubazione del pipe rack, con conseguente innesco e produzione di Jet Fire, sulle tubazioni circostanti, considerate come inventario supplementare disponibile per l'emissione.

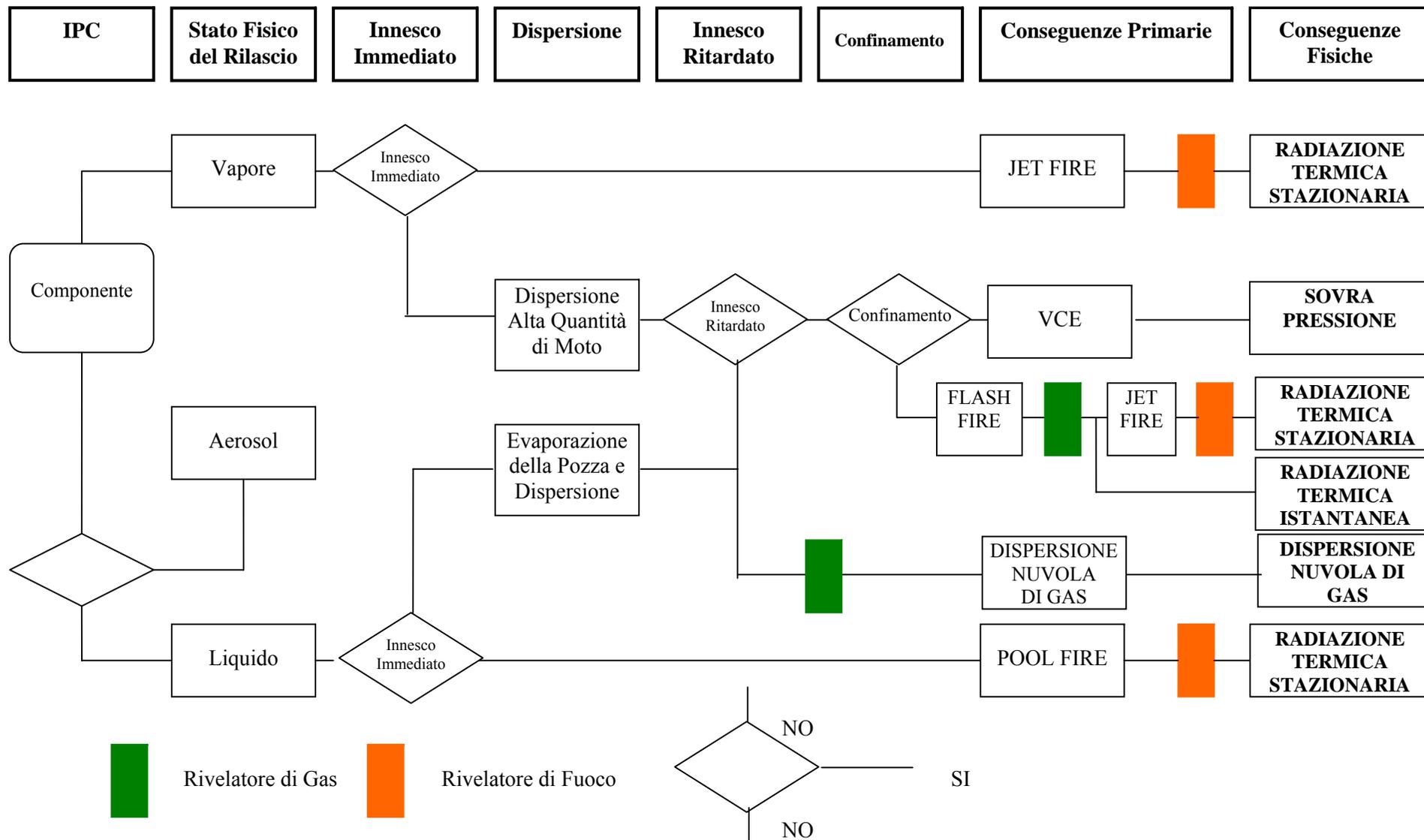


Figura 6 -Albero degli Eventi Semplificato di un incidente con perdita di contenimento (IPC) di gas/liquido infiammabile

La Tabella 2 riporta il valore delle grandezze fisiche corrispondenti a diverse categorie di effetti, sempre tratta dalle stesse linee guida, ed usato come riferimento per i calcoli di conseguenza effettuati.

Tabella 2 - Effetti di Danno (d.m. 15 Maggio 1996 per i GPL, d.m. 20 Ottobre 1998 per i liquidi facilmente infiammabili, e d.m. 9 Maggio 2001).

SCENARIO INCIDENTALE	CATEGORIA EFFETTI			
	Elevata Letalità	Inizio Letalità	Lesioni Irreversibili	Lesioni Reversibili
Radiazione Termica Stazionaria	12.5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
Radiazione Termica Istantanea	LFL	½ LFL		
Sovrappressione di Picco	0.3 bar (0.6 spazi aperti)	0.14 bar	0.07 bar	0.03 bar

6.2.2 Calcolo delle Perdite

Per il calcolo delle perdite dai vari componenti del sistema si è utilizzata la procedura illustrata nel "Purple Book" [7] e nel "Hydrocarbon Leak and Ignition Database" [8], utilizzando anche i database recentemente messi da disposizione dal "Health and Safety Executive, Hazardous Installations Directorate" Inglese [9] [10], e che si riferiscono a dati provenienti da piattaforme offshore del Mare del Nord.

Le condizioni operative delle piattaforme offshore sono caratterizzate da ambiente ostile (salinità elevata, elevate vibrazioni dovute al vento ed al moto ondoso) e si riferiscono per la maggior parte a strutture non-presidiate. La rilevazione delle perdite è quindi legata a giri di sorveglianza saltuari, spesso interrotti per lunghi periodi a causa delle condizioni del mare che impediscono l'avvicinamento dei natanti di servizio.

La situazione in oggetto è invece caratterizzata da un'installazione a terra, in condizioni ambientali favorevoli e sottoposta a strette procedure di sorveglianza per la rilevazione delle perdite (si veda il Paragrafo 1) [11].

Sulla base di queste considerazioni e delle informazioni fornite da AEM (si veda cap. 2), si è deciso di scalare le frequenze HSE di un fattore 10, considerando le frequenze di perdite così ottenute sempre alquanto cautelative dal punto di vista della sicurezza ma più aderenti alle situazioni impiantistiche, manutentive e di sorveglianza presenti nella Centrale di Cassano d'Adda.

La Tabella 3 riporta i risultati globali ottenuti sommando tutti i componenti appartenenti alle varie zone considerate, in termini di tasso globale annuale di perdita e volume totale del gas contenuto. Per tubazioni a 0.26, 2.1 e 3.28 MPa si intendono le quattro tubazioni che proseguono sino rispettivamente alla caldaia ausiliaria e ai gruppi 4, 5 e 6.

I valori di Tabella 3 possono essere rappresentati come funzione del diametro equivalente di perdita, come riportato in Tabella 4. I risultati di dettaglio sono riportati sotto forma di tabelle EXCEL al Paragrafo 10.

Tabella 3 Tassi di perdita annuali e volumi racchiusi nelle varie zone d'impianto considerate nello studio.

Zona	Tasso di Perdita Annuale	Volume della Zona ¹
	Anni ⁻¹	m ³
Impianto di Decompressione del Metano		
Alta Pressione (7.5 MPa)	5.174E-03	25.31
Media Pressione, gruppi 5 & 6 (3.28 MPa)	1.026E-03	3.70

¹ I volumi calcolati sono stati cautelativamente aumentati del 15% per tenere conto di volumi non considerati.

Zona	Tasso di Perdita Annuale	Volume della Zona ¹
	Anni ⁻¹	m ³
Media Pressione gruppo 4 (2.1 MPa)	1.45e-03	0.40
Bassa Pressione (0.26 MPa)	5.71E-04	0.7
Pipe Rack		
Tubazione Gruppo 4 a 2.1 MPa	2.74E-04	2.58
Sistema di Filtraggio e Riscaldamento, Gruppo 4	8.86E-04	3.74
Cabinato Gas/Olio Gruppo 4	2.00E-03	1.17
Vassoio Turbina Gruppo 4	3.82E-03	0.44
Tubazione Gruppo 5 a 3.28 MPa	8.46E-04	13.74
Tubazione Gruppo 6 a 3.28 MPa	8.17E-04	13.27
Cabinato Gas/Olio Gruppo 5&6	2.00E-03	1.17
Vassoio Turbina Gruppo 5&6	3.82E-03	0.44
Tubazione Caldaia Ausiliaria a 0.26 MPa	3.31E-04	0.096
Serbatoio di Gasolina	5.49E-04	1.7
Pompa del Serbatoio di Gasolina	6.04E-04	(serbatoio pieno per i 2/3)

Tabella 4- Tassi di perdita annuali in funzione dei diametri equivalenti di perdita nelle varie zone d'impianto considerate nello studio

	Diametro Equivalente della Perdita						Diametro Massimo	Totale
	10 mm	25 mm	50 mm	75 mm	100 mm			
Impianto di Decompressione del Metano								
Alta Pressione (7.5 MPa)	78.69%	9.30%	5.57%	1.88%	1.21%	3.34%	100%	
Media Pressione, gruppi 5 & 6 (3.28 MPa)	79.68%	8.76%	4.80%	2.20%	1.94%	2.61%	100%	
Media Pressione gruppo 4 (2.1 MPa)	75.75%	20.51%	1.52%	1.36%	0.43%	0.43%	100%	
Bassa Pressione (0.26 MPa)	77.67%	14.59%	4.63%	2.30%	0.25%	0.56%	100%	
Pipe Rack								
Tubazione Gruppo 4 a 2.1 MPa	75.00%	5.00%	2.00%	2.00%	10.00%	6.00%	100%	
Sistema di Filtraggio e Riscaldamento, Gruppo 4	79.20%	14.57%	2.04%	2.16%	0.92%	1.11%	100%	
Tubazione Gruppo 5 a 3.28 MPa	75.00%	5.00%	2.00%	2.00%	10.00%	6.00%	100%	
Cabinato Gas/Olio Gruppo 5	79.00%	17.00%	2.00%	2.00%	0.00%	0.00%	100%	
Vassoio Turbina Gruppo 5	73.24%	5.34%	17.99%	0.34%	1.13%	1.96%	100%	
Tubazione Gruppo 6 a 3.28 MPa	75.00%	5.00%	2.00%	2.00%	10.00%	6.00%	100%	
Cabinato Gas/Olio Gruppo 6	79.00%	17.00%	2.00%	2.00%	0.00%	0.00%	100%	
Vassoio Turbina Gruppo 6	73.24%	5.34%	17.99%	0.34%	1.13%	1.96%	100%	
Tubazione Caldaia Ausiliaria a 0.26 MPa	78.00%	12.00%	10.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%	
Serbatoio di Gasolina	51.22%	12.58%	10.89%	0.51%	24.80%	0.00%	100%	

Il diametro massimo della Tabella 4 corrisponde a quello del paragrafo 3.1.6.1.1 delle Linee Guida [12], e precisamente:

Diametro della tubazione più grande	Diametro di Riferimento (mm)
< = 4"	50
< = 6"	70
< = 8"	90
< = 10"	110
< = 12"	140
< = 16"	180

6.2.3 Probabilità di Innesco

6.2.3.1 Gas Metano

L'innesco immediato può avvenire quando la causa della perdita è anche una sorgente d'innesco adeguata. Esempi sono un impatto (che può causare un punto caldo o scintille), un fulmine (molto raramente anche sorgente di innesco ritardato). Come già accennato, l'innesco immediato può essere causa di un jet fire. Quello ritardato può essere invece causato da sorgenti poste anche lontano dal punto di rilascio, ed essere dovuto a fiamme libere, scintille da motori degradati, operazioni di saldatura, ecc. Il modello di innesco utilizzato in questo studio deriva dai riferimenti [8] e [13].

In letteratura, si riportano infatti, a conoscenza dello scrivente, due modelli semplificati di calcolo per la probabilità di innesco. Il primo deriva da una correlazione tra l'entità del rilascio, espressa in flusso di massa m di gas e la probabilità d'innesco. La probabilità d'innesco per perdita di ogni dimensione è data da:

$$P_{\text{ignition}} = \left[1 - \exp(-0.005 \cdot \dot{m}^{1.5}) \right] \times P_{\text{max-ignition}}$$

dove:

P_{ignition} Probabilità d'innesco

0.005 Probabilità d'innesco per un rilascio di 1 kg/s (valore storico)

$P_{\text{max-ignition}}$ Valore di probabilità storico per i grandi rilasci (> 50 ÷ 100 kg/s).

Il secondo si basa su di un lavoro di Cox, Lees & Ang che hanno esaminato dati derivati dai grandi incidenti con distruzione di piattaforme offshore. Su 123 casi riportati, solo 35 hanno dato luogo ad un innesco, configurando ancora una probabilità massima di innesco di 0.3. In tutti i casi riportati, il rilascio era superiore >50kg/s.

Tenendo conto anche dei rilasci minori Cox ed altri hanno formulato la seguente equazione per la determinazione della probabilità d'innesco:

$$P_{\text{ignition}} = 0.0156 \cdot \dot{m}^{0.642}$$

Si suppone, come già accennato, il limite massimo di 0.3 per rilasci molto consistenti (> 50 kg/s).

Se si combinano le due equazioni sopra riportate, si può notare come il modello di Cox preveda probabilità maggiori per bassi rilasci, mentre l'altro preveda probabilità maggiori per rilasci medio - alti. Si è deciso di utilizzare in questo studio il valore massimo dei due.

Si deve a questo punto calcolare il flusso massico di gas metano in uscita per i vari livelli di pressione e per i vari diametri equivalenti di perdita. Il calcolo è stato effettuato utilizzando il codice FRED 4.0 [4], supponendo una temperatura del fluido di 15 °C ed il risultato è riportato in Tabella 5.

La composizione del Metano utilizzata nei calcoli è la seguente (derivata dalla banca dati interna al codice FRED 4.0):

Metano

Componente	Frazione in peso	Frazione Molare	T Critica	P Critica	Peso Molecolare	At.BP	Fr.Pt	H.Comb
	norm.	norm.	°C	MPa	kg/kmol	°C	°C	kJ/kg
Metano	1.0000	1.0000	-82.6	4.535	16.04	-161.5	-182.5	50043.9

Tabella 5 - Flussi massici di Metano come calcolati da FRED 4.0.

Flusso Massico di Uscita (kg/s)					
Diametro Equivalente del Foro (mm)	7.5 MPa	3.28 MPa	2.1 MPa	0.26 MPa	
Metano					
10	0.9624	0.3926	0.2496	0.03941	
25	6.015	2.454	1.56	0.2463	
50	24.06	9.816	6.239	0.9854	
75	54.13	22.09	14.04	2.217	
100	96.24	39.26	24.96	3.941	
50	24.06	11.45	6.239	0.9854	
70	47.16	22.44	12.23	1.931	
90	77.95	37.09	20.21	3.193	
110	116.4	55.4	30.2	4.769	
140	188.6	76.96	48.91	7.725	
180	311.8	148.4	80.86	12.77	

Applicando le formule di probabilità d'innesco sopra riportate, ed utilizzando come detto il loro valore massimo, si ottengono ora le probabilità complessive d'innesco per le varie zone dell'impianto. Cox, Lees & Ang raccomandano nel loro lavoro, largamente basato su analisi storiche di incidenti, di considerare la probabilità condizionale di innesco ritardato con un valore di 0.08. In altre parole, mediamente solo 1 innesco ogni 12 è ritardato.

Date le grandi incertezze legate al fenomeno, si applica normalmente al valore di probabilità di innesco ritardato un fattore moltiplicativo, che tenga conto delle incertezze nel calcolo della probabilità condizionata d'innesco ritardato. Si ritiene ragionevole utilizzare un fattore due. Arriviamo così ad una probabilità condizionata di innesco ritardato di $0.08 \times 2.0 = 0.16$. Applicando questo fattore si ottengono le probabilità totali d'innesco ritardato per ogni zona dell'impianto. Le probabilità d'innesco istantaneo e ritardato ottenute sono riportate rispettivamente nella Tabella 6 e nella Tabella 7.

Tabella 6 - Probabilità d'innesco immediato come calcolate dai modelli HC & Cox - Metano.

Diametro Equivalente di Perdita (mm)	Probabilità d'Innesco Immediato						
	10	25	50	75	100	140	180
Pressione Nominale							
7.5 MPa	0.0093	0.0301	0.0817	0.1582	0.1816	0.0832	0.1832
3.28 MPa	0.0058	0.0187	0.0456	0.0879	0.1443	0.1806	0.1832
2.1 MPa	0.0039	0.0127	0.0309	0.0519	0.0850	0.1501	0.1784
0.26 MPa	0.0031	0.0039	0.0094	0.0159	0.0230	0.0354	0.0489

Tabella 7 - Probabilità d'innesco ritardato come calcolate dai modelli HC & Cox - Metano.

Diametro Equivalente di Perdita (mm)	Probabilità d'Innesco Ritardato						
	10	25	50	75	100	140	180
Pressione Nominale							
7.5 MPa	0.006	0.019	0.052	0.101	0.116	0.117	0.117
3.28 MPa	0.004	0.012	0.029	0.056	0.092	0.115	0.117
2.1 MPa	0.0025	0.0081	0.0197	0.0331	0.0542	0.0957	0.1137
0.26 MPa	0.0019	0.0025	0.0060	0.0101	0.0146	0.0226	0.0312

Si può ora calcolare, sia per le probabilità d'innesco immediate sia per la probabilità di innesco ritardate una "media probabilistica" P_{PA} , utilizzando le singole probabilità d'innesco delle tabelle precedenti ed i dati di percentuali dei vari diametri di perdita, come segue :

$$P_{PA} = \sum HD \cdot I_P$$

dove:

HD	% del totale di tasso di perdita per un particolare diametro di perdita equivalente
I_P	Probabilità d'innesco immediata o ritardata per quel diametro equivalente di perdita.

6.2.3.2 Benzina Naturale (Gasolina)

La composizione tipica della Gasolina considerata è riportata di seguito

Benzina Naturale (Gasolina)

Componente	Composizione (Mole %)
BUTANE	12.0
ISOPENTANE	21.0
2,2-DIMETHYLBUTANE	15.0
TOLUENE	17.0
p-XYLENE	10.5
3-ETHYLHEXANE	14.0
MESITYLENE	7.5
m-DIETHYLBENZENE	3.0

Nello studio, la gasolina è presente solo in un serbatoio a pressione atmosferica, privo di trappole per la raccolta del fluido sversato, di 1100 mm di diametro, con una lunghezza di 2000 mm. Il serbatoio non è dotato di un sistema di svuotamento automatico, ma viene periodicamente svuotato manualmente utilizzando una pompa motorizzata. Si considera quindi che il volume massimo di gasolina a disposizione sia di circa 1.7 m³.

Il CPR 18-E, o "Purple Book" (vedi Riferimento [7]), capitolo 4.7.1, Tabella 4.5, pagina 4.13, cita una probabilità di innesco immediato per i liquidi di 0.065, indipendente dal flusso massico dello sversamento.

La probabilità di innesco ritardato è invece legata:

1. al percorso che il liquido sversato, in assenza di contenimento, può assumere. Nel caso in esame, la collazione del serbatoio fa sì che il liquido versato finisca nella zona in cui è situata la stazione di depressurizzazione e riscaldamento del metano, zona classificata secondo CEI 31-30, CESI 31-35 e CEI 31-35A, e quindi in cui la probabilità d'innesco è molto bassa.
2. al formarsi di una nuvola di vapori infiammabili a seguito dell'evaporazione della gasolina a contatto con il terreno.

Si è effettuato un calcolo di potenziale dispersione dei vapori di gasolina utilizzando il codice TRACE, utilizzando come composizione della gasolina quella riportata sopra e supponendo un serbatoio a pressione atmosferica pieno di 1.7 m³ di liquido, che subisca una perdita da un foro di diametro equivalente di 14 cm, all'altezza del fondo del serbatoio, supposto ad 1 m d'altezza da terra. La pozza si forma in un substrato di cemento. Data la densità della gasolina, di 724.4 kg/m³, il rilascio corrisponde a 1231 kg di gasolina.

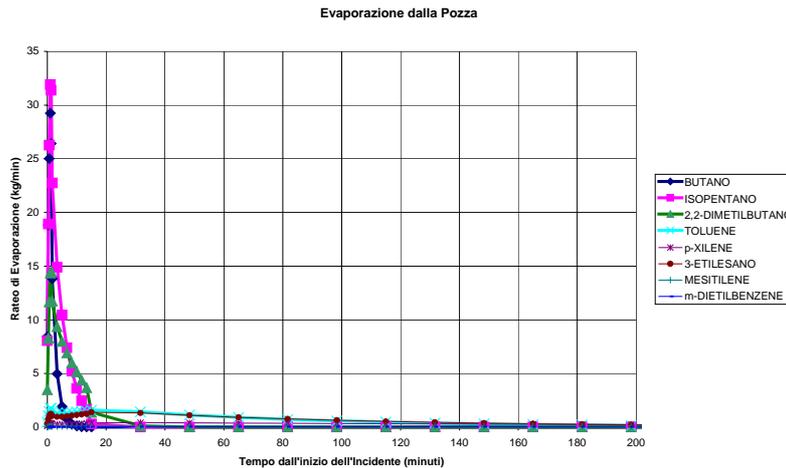


Figura 7 - Evaporazione dalla pozza di Gasolina formata dallo sversamento del serbatoio di stoccaggio, come calcolata dal codice TRACE 9.0.

La Figura 7 riporta i risultati ottenuti, in termini di rateo di evaporazione dei vari componenti la miscela in funzione del tempo.

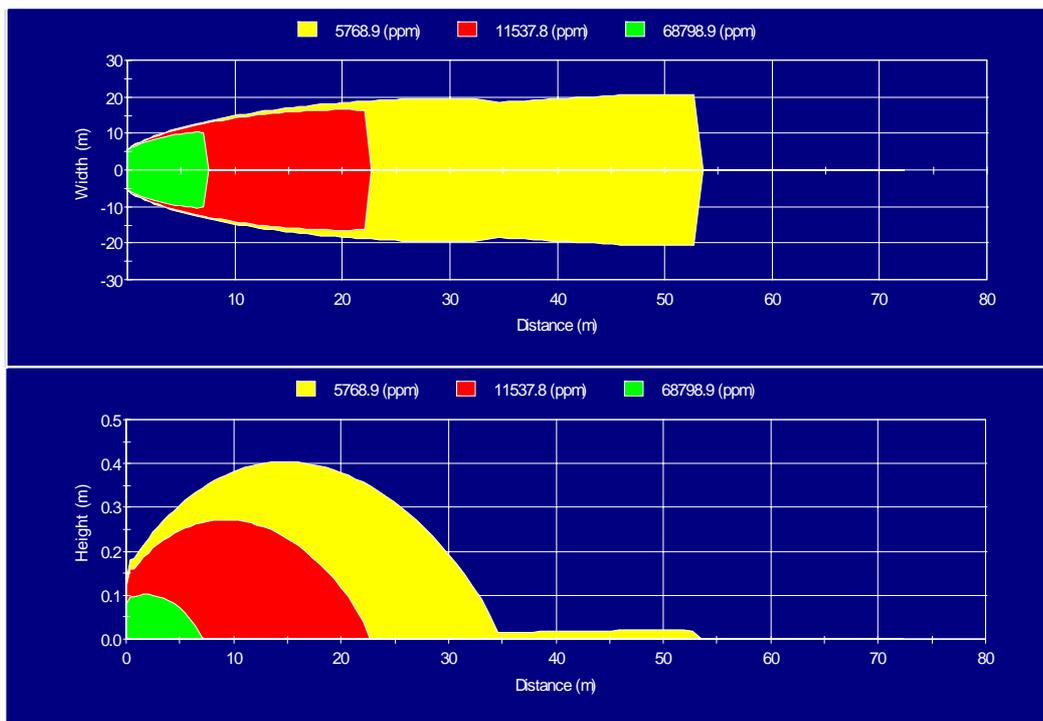


Figura 8 - Dispersione di vapori infiammabili dalla pozza di Gasolina formata dallo sversamento del serbatoio di stoccaggio, come calcolata dal codice TRACE 9.0, vento di 2m/s, classe di stabilita F (molto stabile).

Nella Figura 8 è invece riportata la nuvola formata dai vapori infiammabili, come calcolata dal codice TRACE per una velocità del vento di 2 m/s, con classe di stabilità F (molto stabile), per concentrazioni pari al 1/2 LEL, LEL, UEL rispettivamente. La nuvola si estende con una concentrazione \geq di 1/2 LEL per 52.7 m ed, in assenza di innesco o azione mitigativa, permane per più di 40 ore. Come si può vedere, l'estensione della nuvola è piuttosto considerevole, e porta ad immaginare come possibile conseguenza anche un flash fire per innesco ritardato. La probabilità di innesco ritardato è stata ricavata da un articolo che riguarda la banca data MHIDAS [14] che ricava una probabilità assoluta di 0.09.

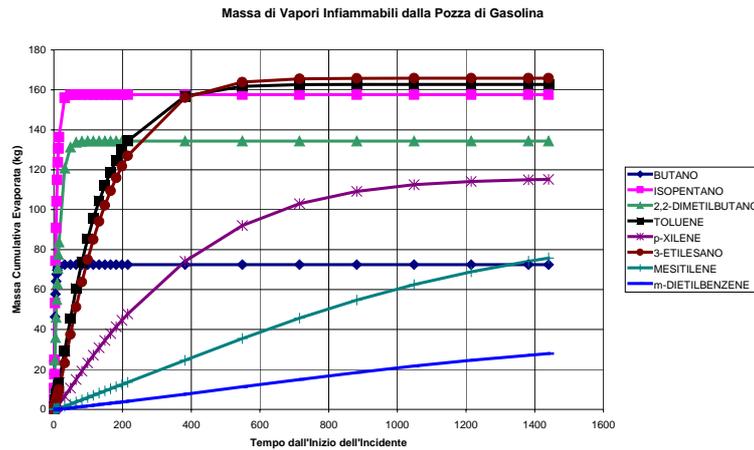


Figura 9 - Masse cumulative di vapori infiammabili evaporate nel tempo dalla pozza di Gasolina formata dallo sversamento del serbatoio di stoccaggio, come calcolata dal codice TRACE 9.0, vento di 2m/s, classe di stabilità F (molto stabile).

6.2.4 Perdita di Metano nella Zona a 7.5 MPa della Stazione di Decompressione e Riscaldamento.

6.2.4.1 Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali

A fronte di una perdita di gas metano nella zona a 7.5 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento, si può costruire una serie di alberi degli eventi sul tipo di quello mostrato in Figura 11, per ognuno dei diametri equivalenti della perdita, utilizzando:

- I tassi di perdita relativi, ottenuti moltiplicando il tasso di perdita totale di Tabella 3 con le percentuali dei vari diametri equivalenti di Tabella 4;
- Le probabilità di innesco immediato di Tabella 6;
- Le probabilità di innesco ritardato di Tabella 7;
- La probabilità che un innesco ritardato generi un'esplosione, presa uguale a 0.4, come consigliato nel Riferimento [7].

Per completare il quadro, occorre aggiungere l'eventualità che l'operatore addetto alla chiusura delle valvole manuale di intercettazione del flusso di metano non sia in grado di portare a termine la sua azione.

Si è utilizzato a questo scopo un modello di errore umano messo a punto da N. Rasmussen durante la stesura del rapporto WASH-1400, capostipite di tutti gli studi di sicurezza in campo nucleare e successivamente ottimizzato da J. Reason col nome di GEMS (Generic Error Modeling System). Vengono in genere individuate tre classi di fattori cognitivi che influenzano le prestazioni umane:

1. Fattori di conoscenza (quale tipo di conoscenza deve essere usata per risolvere un particolare problema in uno specifico contesto)
2. Fattori di attenzione dinamica (fattori che governano il controllo dell'attenzione e la gestione del carico di lavoro)
3. Fattori strategici (fattori che influenzano la strategia che ognuno adotta per risolvere i compiti conflittuali, i dubbi, il rischio e le limitazioni dettate dal tempo e dalle risorse disponibili).

Per quanto riguarda l'errore, Reason identificò tre tipi di errori umani:

- sviste e sbagli derivati dalla abilità (Skill Based (SB) slips and lapses)
- errori/sbagli derivati dalle regole (Rule Based (RB) mistakes)

- errori/sbagli derivati dalla conoscenza (Knowledge Based (KB) mistakes)

basati come ricordato sui livelli del controllo cognitivo descritti da Rasmussen (SRK – Skill, Rule, Knowledge).

La prima categoria di errori, Skill-based, comprende ad esempio carenze nel monitoraggio e nel controllo di azioni ed eventi routinari; possono portare a tali errori il decremento del livello di vigilanza dell'operatore, la fissazione dell'attenzione in luogo della sua scansione su tutti gli elementi di interesse del sistema, costrizioni di tempo, il sovraccarico operativo, il grado di emergenza, ecc.

Gli errori Rule-based sono invece quelli commessi nell'applicazione di procedure: saltare o invertire passi, lasciare la procedura incompleta, eseguire una procedura errata. Anche questi errori possono derivare da bassi livelli attenzionali dell'operatore, fretta, costrizioni di tempo, ecc.

La categoria di errori Knowledge-based è invece chiamata in causa in tutte quelle circostanze in cui l'eccezionalità ovvero l'inaspettatezza dell'evento costringe l'operatore a non adottare un comportamento di tipo Skill (risposta ad uno stimolo) o di tipo Rule (applicazione di una procedura) ma a far ricorso alla propria conoscenza, esperienza ed addestramento tramite il ragionamento.

Gli errori commessi in queste circostanze possono essere dovuti sia al fatto che nell'attività mentale di risoluzione del problema non vengono prese in considerazione tutte le alternative possibili, ma soltanto una parte di esse, sia a carenze nella propria formazione ed addestramento.

Un modello SRK è implementato nel codice NUPRA, codice largamente utilizzato per studi di sicurezza nucleari [16].

Il modulo di NUPRA che calcola la probabilità di non risposta dell'operatore richiede come dati d'ingresso quelli riportati nella seguente tabella:

Dati d'ingresso del Modello NUPRA	
Esperienza dell'Operatore	Media
Livello d'Emergenza	Situazione di Emergenza Grave
	Situazione di Potenziale Emergenza
	Situazione Normale
Qualità dell'interfaccia uomo-macchina	Buona
Tipo predominante di livello cognitivo	Skill
Tempo medio d'effettuazione dell'attività	300 s
Tempo medio a disposizione per l'effettuazione dell'attività stessa.	300 ÷ 1200 s

La stessa tabella riporta anche i valori utilizzati per l'azione "Chiusura di una valvola manuale nel caso di perdita di gas Metano". Si è scelto come tipo predominante di livello cognitivo "Skill" poiché si suppone che l'operatore abbia già effettuato la stessa azione numerose volte durante la manutenzione straordinaria della stazione. A seconda del valore atteso del tempo medio a disposizione per l'effettuazione dell'attività stessa, si ottengono le probabilità di non risposta di Figura 10.

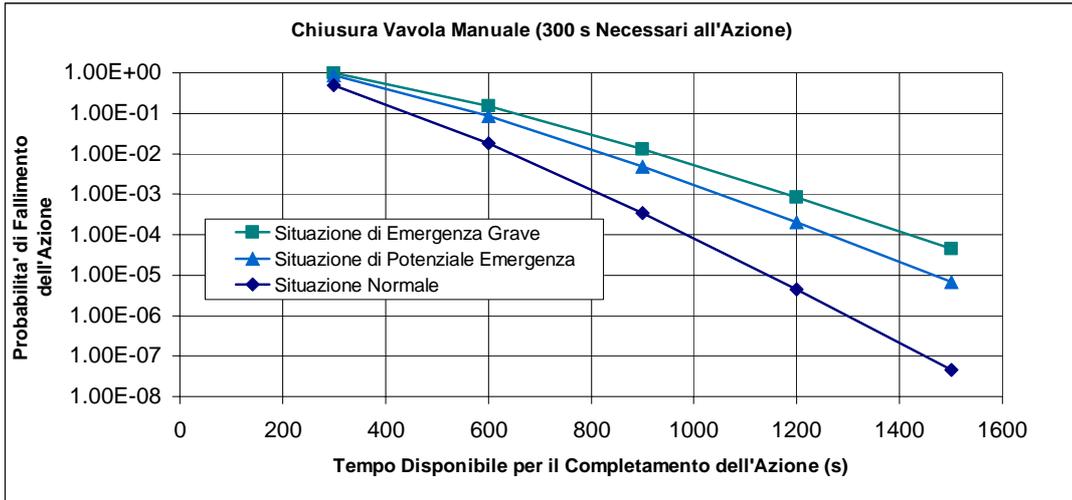
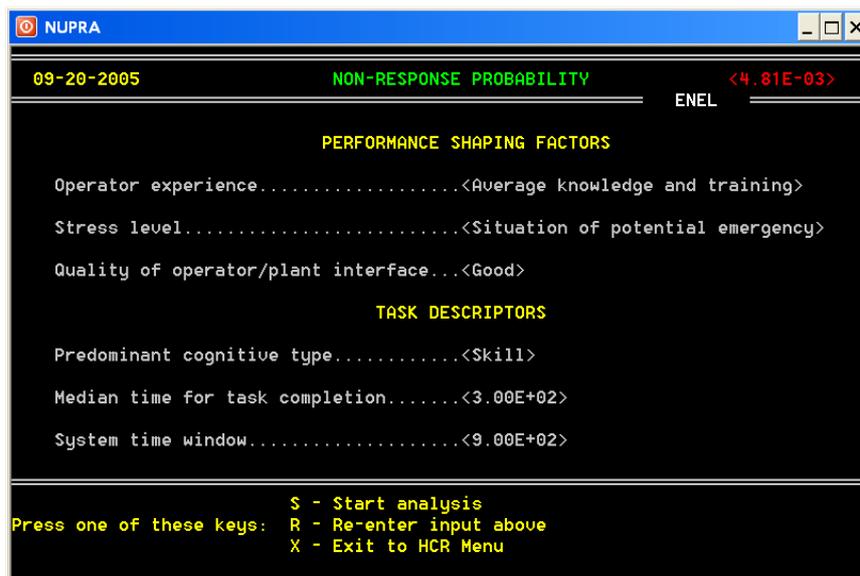


Figura 10 - Probabilità di non risposta dell’operatore all’azione “Chiusura Valvola Manuale in Caso di Perdita di Metano nella Zona della Stazione di Decompressione e Riscaldamento”, come calcolata dal codice NUPRA, versione 1.0.

Si noti come la probabilità di non risposta dell’operatore diminuisca rapidamente all’aumento del tempo a disposizione per l’azione.

Uno dei possibile effetti di una perdita di metano nella zona della stazione è sicuramente la possibilità che il jet fire generato sia tale da provocare un effetto domino su altre parti della stazione o della centrale, causando altre fuoriuscite di metano, sicuramente innescate, dato che i flussi termici derivanti da un jet fire possono essere dell’ordine di $200 \div 400 \text{ kW/m}^2$. La probabilità di avere un effetto domino è ovviamente proporzionale alla durata del jet fire, e quindi in questo caso al tempo necessario per intercettare il flusso di metano uscente mediante la chiusura di una valvola manuale. Alcuni autori suggeriscono che, per una situazione tipica di piattaforme off-shore, analoga al caso in esame, questo tempo sia in un intorno di 900 s [15]. Si è quindi scelto questo valore come finestra massima d’intervento. Il modello NUPRA calcola una probabilità di non risposta di 0.004813 (si veda la schermata del calcolo qui di seguito).



Si può ora creare l’albero degli eventi relativo ad una certo diametro equivalente di perdita, che comprende come evento iniziatore la perdita di metano a 7.5 MPa con un determinato flusso massico, e come eventi possibili:

1. innesco immediato;
2. innesco ritardato;
3. formazione di una nuvola di gas con esplosione non confinata;
4. azionamento della valvola manuale da parte dell'operatore.

Il successo o fallimento di ciascuno di questi eventi, può causare i seguenti scenari alternativi:

1. la nube di metano non innesca, ma si diluisce nell'aria senza provocare danni;
2. la nube di metano innesca immediatamente (entro, ad es. 30 s) e crea un jet fire ad alta pressione;
3. la nube di metano innesca con ritardo (> di 30s) e crea un flash fire;
4. la nube di metano innesca con ritardo (> di 30s) e crea un'esplosione non confinata (la stazione è all'aperto, senza copertura);
5. il jet fire non viene interrotto entro 300 s dalla chiusura della valvola, e può potenzialmente creare un effetto domino ai componenti circostanti.

Perdita nella Stazione Metano, zona a 75 barg, 100 mm dia.	Probabilità d'Innesco Immediato - Cabina Metano zona a 75 barg	Jet Vertical	Probabilità d'Innesco Ritardato - Cabina Metano zona a 75 barg	UVCE	Operatore Fallisce ad Attuare Valvola Manuale Entro 900 s	Consequence	Frequency	Probability
w=6.277e-5	Q=1.816e-1	Q=3.300e-1	Q=1.158e-1	Q=4.000e-1	Q=4.810e-3		6.277e-5	1.000
Success						Nuvola Senza Innesco	4.542e-5	7.236e-1
Failure						Flash Fire	3.569e-6	5.686e-2
Failure						Esplosione Non Confinata	2.380e-6	3.791e-2
Failure						Jet Fire Orizzontale =< 900 s	7.601e-6	1.211e-1
Failure						Jet Fire Orizzontale	3.674e-8	5.852e-4
Failure						Jet Fire Verticale =< 900 s	3.744e-6	5.964e-2
Failure						Jet Fire Verticale	1.809e-8	2.883e-4

Figura 11 - Perdita di metano nella zona di 7.5 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 mm – Albero degli Eventi calcolato dal codice FT+.

È possibile fare anche un'ultima distinzione tra jet fire orizzontali e verticali, con probabilità rispettivamente di 0.67 e 0.33 di verificarsi. Questo perché la radiazione termica emessa nei due casi è molto diversa. La Figura 11 riporta il caso di diametro equivalente di perdita di 100 mm.

Il valore del tasso di perdita annuale di $6.227E-5$ /anno è stato calcolato moltiplicando la perdita totale di Tabella 3 di $5.174E-03$ /anno per la percentuale relativa al diametro equivalente di 100 mm di Tabella 4, cioè 1.2 %.

Se si esegue lo stesso albero degli eventi per tutti i diametri equivalenti di Tabella 6 e Tabella 7, si ottengono i risultati di Tabella 8.

La Figura 12 riporta infine l'andamento percentuale della probabilità annua di perdita in funzione del diametro equivalente di perdita (diametro di un foro circolare con lo stesso flusso massico di gas in uscita). Come si vede, la maggior parte delle potenziali perdite è comprensibilmente di piccolo diametro (< 10 mm). Si raggiunge il 95% della probabilità annua di perdite (tasso annuale di perdite) per un diametro equivalente di 75 mm.

Tabella 8 - Perdita di metano nella stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa. Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali.

Diametro Equivalente della Perdita (mm)	Nuvola di Metano senza Innesco	Flash Fire	Esplosione Non Confinata	Jet Fire Verticale		Jet Fire Orizzontale	
				< 900 s	> 900 s	< 900 s	> 900 s
10	4.010E-03	1.434E-05	9.562E-06	1.243E-05	6.007E-08	2.523E-05	1.220E-07
25	4.578E-04	5.383E-06	3.589E-06	4.765E-06	2.303E-08	9.674E-06	4.676E-08
50	2.509E-04	8.268E-06	5.512E-06	7.730E-06	3.736E-08	1.569E-05	7.585E-08
75	7.352E-05	4.948E-06	3.298E-06	5.046E-06	2.439E-08	1.024E-05	4.951E-08
100	4.543E-05	3.568E-06	2.379E-06	3.743E-06	1.809E-08	7.599E-06	3.673E-08
140	1.248E-04	9.899E-06	6.599E-06	1.040E-05	5.029E-08	2.112E-05	1.021E-07
Totale	4.962E-03	4.641E-05	3.094E-05	4.412E-05	2.132E-07	8.957E-05	4.329E-07

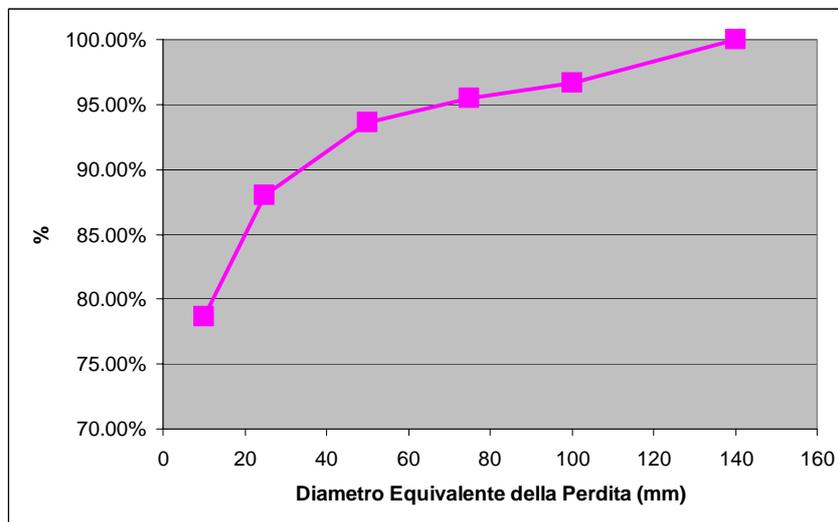


Figura 12 - Perdita di metano nella zona di 7.5 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 m – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

6.2.4.2 Calcolo delle conseguenze incidentali

Occorre ora calcolare quali sono le potenziali conseguenze di ciascuno degli eventi incidentali di Tabella 8, al fine di determinare quali di essi possano essere significativi per il calcolo del rischio esterno, tenendo presente i valori limite degli Effetti di Danno di Tabella 2.

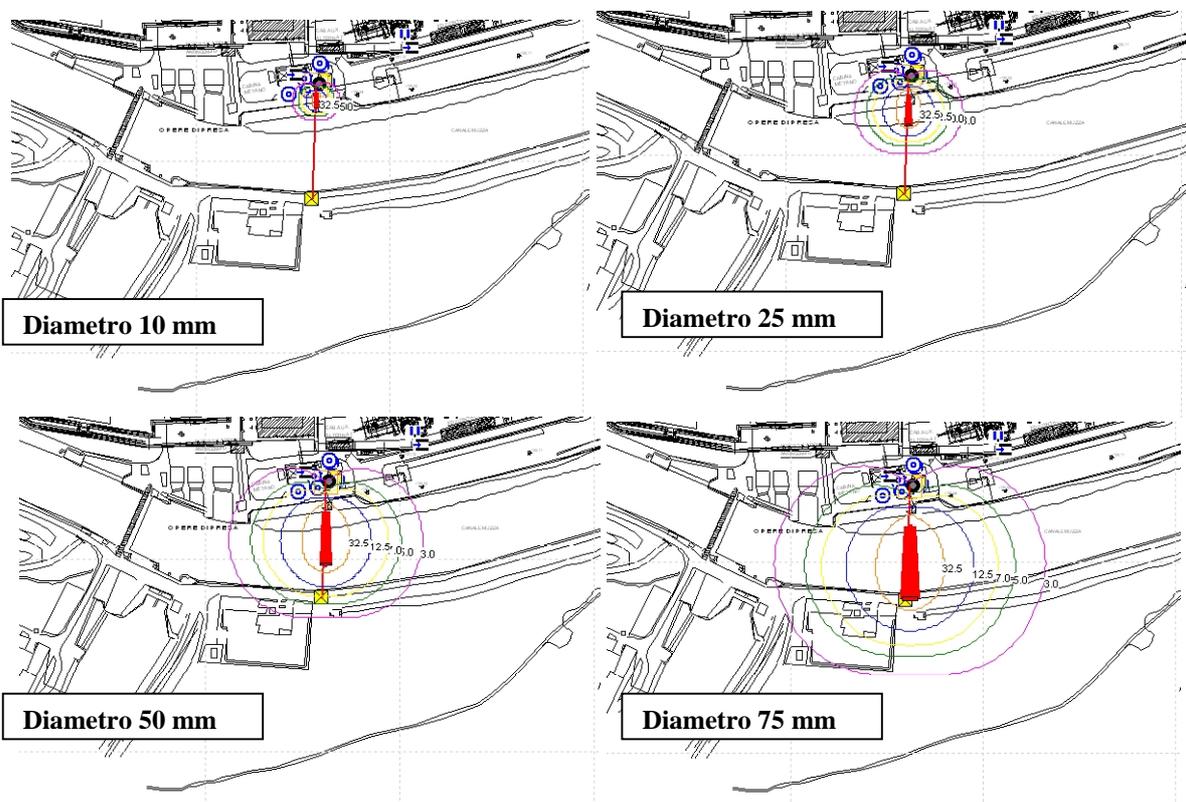
6.2.4.2.1 Jet Fire Orizzontale

Le distanze massime di danno per il fenomeno del Jet Fire orizzontale sono riportate in Tabella 9, come calcolate dal codice FRED 4.0. Data l'alta quantità di moto dell'incendio a torcia, non esistono differenze significative tra le due situazione meteorologiche considerate (5 m/s, classe di stabilità D – D5, 2 m/s, classe di stabilita F- F2).

Tabella 9 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Orizzontale - Distanze Limite di Danno al Suolo (m)			
	3 kW/m ²	5 kW/m ²	7 kW/m ²	12.5 kW/m ²
10 mm	17.8	16.2	15.3	14.0
25 mm	38.6	35.1	33.1	30.3
50 mm	70.1	63.1	59.4	54.0
75 mm	98.9	88.9	83.5	75.7
100 mm	126.5	113.5	106.4	96.1
140 mm	168.8	151.0	141.2	127.1

La Figura 13 riporta gli stessi risultati collocati sulla mappa della centrale. Il getto di fuoco è stato orientato verso il perimetro estero della centrale, per mettere in luce i potenziali effetti della radiazione termica prodotta sugli edifici adiacenti



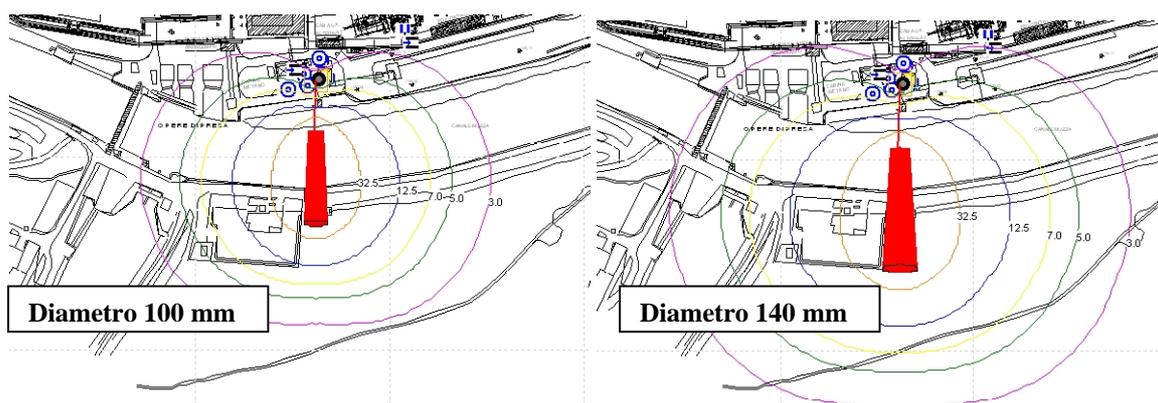


Figura 13 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa – vento di 5 m/s, classe di stabilità D. Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

6.2.4.2.2 Jet Fire Verticale

Le distanze massime di danno per il fenomeno del Jet Fire verticale sono riportate in Tabella 10, come calcolate dal codice FRED 4.0. Anche in questo caso non esistono differenze significative tra le due situazione meteorologiche considerate (5 m/s, classe di stabilità D – D5, 2 m/s, classe di stabilità F- F2).

Tabella 10 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Verticale - Distanze Limite di Danno a 2 m (m)							
	3 kW/m ²		5 kW/m ²		7 kW/m ²		12.5 kW/m ²	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	11.5	10.8	7.8	7.0	5.4	4.5	n/a	n/a
25 mm	25.0	23.4	16.8	15.0	11.2	8.3	n/a	n/a
50 mm	45.3	42.5	30.6	27.2	20.2	15.0	n/a	n/a
75 mm	64.2	60.3	43.5	38.9	29.1	21.5	n/a	n/a
100 mm	82.1	77.3	55.9	50.1	37.7	29.0	n/a	n/a
140 mm	109.4	103.2	75.0	67.4	51.0	40.2	n/a	n/a

6.2.4.3 Flash Fire ed Esplosione non Confinata

Gli scenari che prevedono un flash fire (lambo di fuoco) o un'esplosione non confinata immaginano un innesco ritardato della nuvola di metano. L'estensione di entrambi i fenomeni dipende da quando e come è estesa la nuvola e quindi come si disperde il gas nel tempo che intercorre tra l'inizio dell'incidente e l'innesco.

A questo scopo si sono eseguiti calcoli di dispersione con il codice FRED 4.0 nelle stesse condizioni di diametri di foro equivalente e meteorologia di quelle utilizzate nel paragrafo precedente per il jet fire.

Tabella 11 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 7.5 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Dispersione – Concentrazione al Suolo (m)					
	FRED 4.0					
	½ LEL		LEL		UEL	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	12.0	11.1	6.0	6.5	2.0	2.0
25 mm	32.0	23.9	16.0	12.1	5.5	5.5
50 mm	64.9	45.6	31.0	20.7	10.03	7.6
75 mm	94.9	69.3	45.9	28.6	14.0	9.5
100 mm	124.8	94.1	59.8	37.3	18.0	10.2
140 mm	174.6	143.4	79.8	49.3	23.9	12.8

Nota:

½ LEL	25000 ppm
LEL	50000 ppm
UEL	150000 ppm

6.2.4.3.1 Flash Fire

La massima distanza di danno per il flash fire è quella corrispondente ad una concentrazione di ½ LEL (25000 ppm).

6.2.4.3.2 VCE – Esplosione non Confinata

La complessità del fenomeno esplosivo, e la sua grande dipendenza da fattori geometrici e tridimensionali rende impossibile trattarlo in maniera quantitativa soddisfacente utilizzando solo un codice bidimensionale come FRED. I calcoli che seguono sono quindi da considerarsi solo indicativi. Si è utilizzato il modello CAM2 (Congestion Assessment Method) di FRED, proposto da Shell,

Il modello CAM2 è basato sul modello originale CAM di Cates che fu successivamente migliorato da Puttock . È un modello basato su correlazioni semi-empiriche, validate con esperimenti a piccola, media e grande scala, ed ha lo scopo di predire la sovrappressione di picco generata in uno spazio non confinato ma in cui sono presenti ostacoli come serbatoi o tubazioni, che possono causare un notevole aumento di turbolenza del fluido emesso dalla perdita. La fiamma generata può allora bruciare più rapidamente, generando un flusso più veloce, che aumenta a sua volta la turbolenza nella zona. Le alte velocità associate con una combustione rapida possono essere sufficienti per generare sovrappressione notevoli, cioè una esplosione (effetto Shchelkin) [17].

La zona della stazione di decompressione e riscaldamento del metano è stata modellata come un parallelepipedo di dimensioni 25 m x 15 m x 6 m d'altezza, con un rapporto di bloccaggio (pari al rapporto tra l'area degli ostacoli in una certa direzione cartesiana diviso l'area totale della zona) di 0.3 in tutte le tre direzioni. La zona è supposta priva di copertura e completamente riempita di gas. Siccome un'esplosione di metano in una zona priva di ostacoli è virtualmente impossibile (un lampo di fuoco è l'unico scenario plausibile), si è considerato che il gas disperso al di fuori della zona della stazione non partecipasse alla combustione rapida.

Al fine di determinare la sovrappressione di picco sulla riva del canale Muzza, opposto alla stazione, si è posto un "osservatore" virtuale a 58 m di distanza in linea d'aria, su cui il codice ha calcolato la sovrappressione puntuale.

CAM - Sovrappressione
Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano

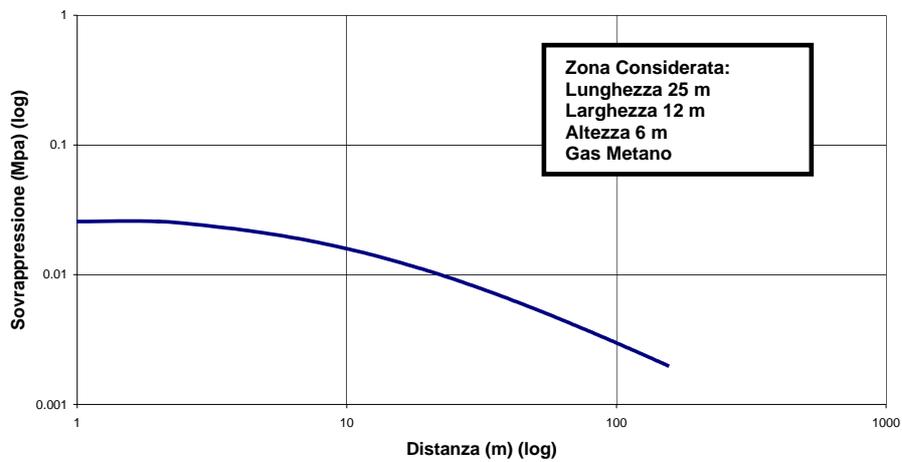


Figura 14 - Stazione di Decompressione e riscaldamento del metano: simulazione di una esplosione non confinata con il modello CAM2 di FRED 4.0. Sovrappressione in funzione della distanza dal limite della zona considerata.

Il modello prevede una sovrappressione di 69 mbar nella zona dell'osservatore virtuale, lievemente inferiore al limite di sovrappressione per danni irreversibili (70 mbar).

Vista la natura fortemente conservativa del modello utilizzato, l'esplosione non confinata non appare essere una causa di danni esterni al perimetro della centrale. Data la natura del modello CAM2, questa considerazione rimane valida indipendentemente dalla zona di pressione (7.5 MPa, 3.28 MPa, 2.1 MPa e 0.26 MPa) considerata.

6.2.5 Perdita di Metano nelle Zone a 3.28, 2.1 e 0.26 MPa della Stazione di Decompressione e Riscaldamento

6.2.5.1 Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali

Per queste zone valgono tutte le considerazioni fatte precedentemente nel Paragrafo 6.2.4, e rimangono valide anche tutte le procedure descritte.

Tabella 12 - Perdita di metano nella stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 3.28 MPa. Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali.

Diametro equivalente di perdita (mm)	Nuvola di Metano senza Innesco	Flash Fire	Esplosione Non Confinata	Jet Fire Verticale		Jet Fire Orizzontale	
				< 900 s	> 900 s	< 900 s	> 900 s
10	8.100E-04	1.794E-06	1.196E-06	1.549E-06	7.489E-09	3.146E-06	1.520E-08
25	8.718E-05	6.316E-07	4.210E-07	5.526E-07	2.671E-09	1.122E-06	5.422E-09
50	4.569E-05	8.204E-07	5.469E-07	7.380E-07	3.567E-09	1.498E-06	7.242E-09
75	1.940E-05	6.912E-07	4.608E-07	6.506E-07	3.145E-09	1.321E-06	6.385E-09
100	1.547E-05	9.403E-07	6.269E-07	9.434E-07	4.560E-09	1.915E-06	9.258E-09
140	1.945E-05	1.519E-06	1.012E-06	1.591E-06	7.690E-09	3.230E-06	1.561E-08
Totale	9.972E-04	6.397E-06	4.264E-06	6.025E-06	2.912E-08	1.223E-05	5.912E-08

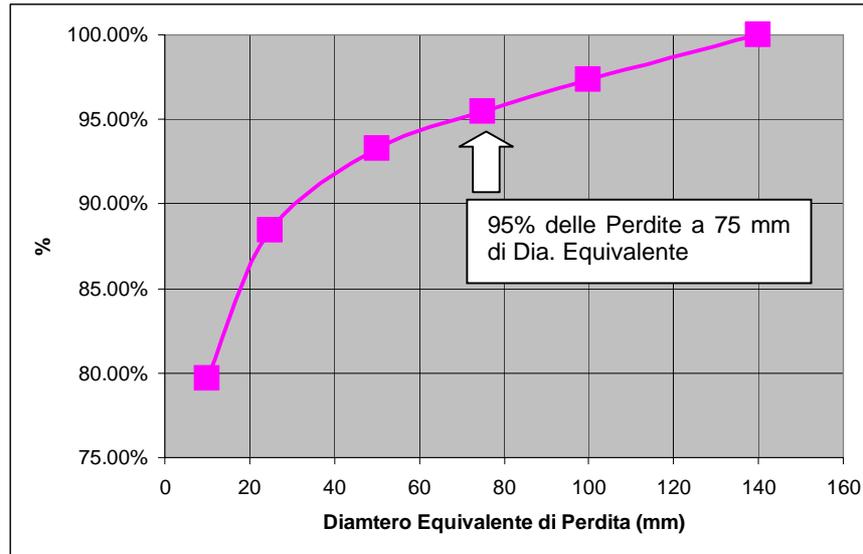


Figura 15 - Perdita di metano nella zona di 3.28 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 m – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

Tabella 13 - Perdita di metano nella stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 2.10 MPa. Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali.

Diametro equivalente di perdita (mm)	Nuvola di Metano senza Innesco	Flash Fire	Esplosione Non Confinata	Jet Fire Verticale		Jet Fire Orizzontale	
				< 900 s	> 900 s	< 900 s	> 900 s
10	1.092E-03	1.637E-06	1.091E-06	1.411E-06	6.818E-09	2.864E-06	1.384E-08
25	2.914E-04	1.424E-06	9.496E-07	1.239E-06	5.986E-09	2.515E-06	1.215E-08
50	2.099E-05	2.528E-07	1.685E-07	2.239E-07	1.082E-09	4.547E-07	2.198E-09
75	1.810E-05	3.720E-07	2.480E-07	3.369E-07	1.628E-09	6.840E-07	3.306E-09
100	5.401E-06	1.857E-07	1.238E-07	1.742E-07	8.419E-10	3.537E-07	1.709E-09
140	4.846E-06	3.076E-07	2.051E-07	3.107E-07	1.502E-09	6.309E-07	3.049E-09
Totale	1.433E-03	4.179E-06	2.786E-06	3.695E-06	1.786E-08	7.502E-06	3.626E-08

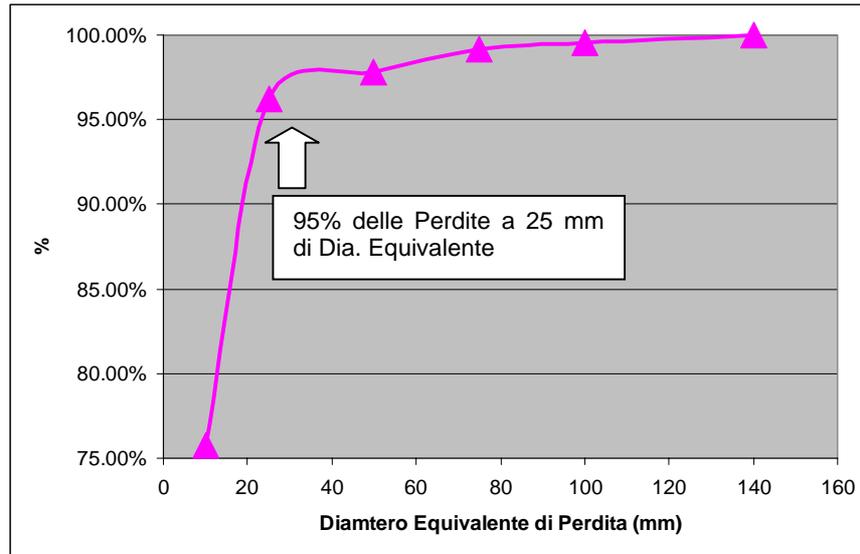


Figura 16 - Perdita di metano nella zona di 2.1 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 m – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

Tabella 14 - Perdita di metano nella stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 0.26 MPa. Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali.

Diametro equivalente di perdita (mm)	Nuvola di Metano senza Innesco	Flash Fire	Esplosione Non Confinata	Jet Fire Verticale		Jet Fire Orizzontale	
				< 900 s	> 900 s	< 900 s	> 900 s
10	4.412E-04	5.163E-07	3.442E-07	4.446E-07	2.149E-09	9.027E-07	4.363E-09
25	8.278E-05	1.230E-07	8.200E-08	1.060E-07	5.124E-10	2.152E-07	1.040E-09
50	2.600E-05	9.443E-08	6.295E-08	8.184E-08	3.956E-10	1.662E-07	8.031E-10
75	1.280E-05	7.856E-08	5.238E-08	6.854E-08	3.313E-10	1.392E-07	6.726E-10
100	1.348E-06	1.202E-08	8.015E-09	1.056E-08	5.106E-11	2.145E-08	1.037E-10
140	3.015E-06	4.177E-08	2.785E-08	3.718E-08	1.797E-10	7.548E-08	3.648E-10
Totale	5.671E-04	8.661E-07	5.774E-07	7.487E-07	3.619E-09	1.520E-06	7.347E-09

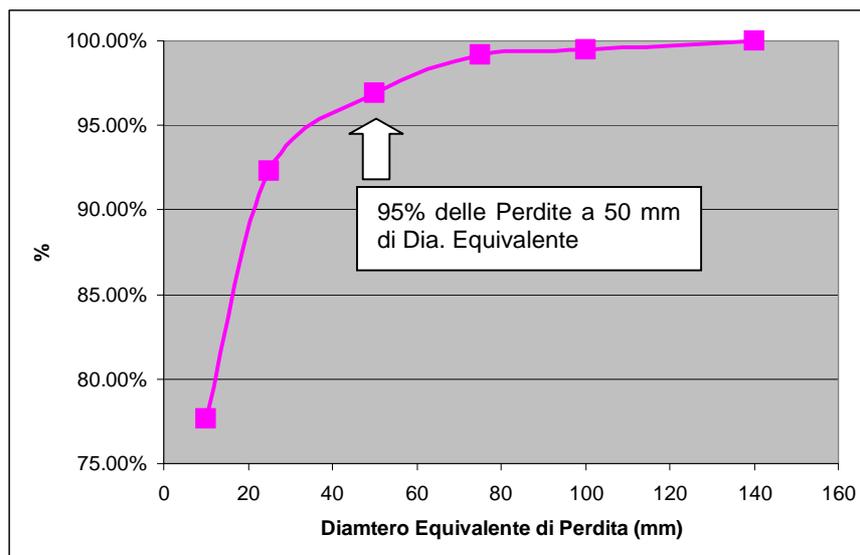


Figura 17 - Perdita di metano nella zona di 0.26 MPa della stazione di decompressione e riscaldamento del metano, diametro equivalente della perdita 100 m – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

6.2.5.2 Calcolo delle conseguenze incidentali

6.2.5.2.1 Jet Fire Orizzontale

Tabella 15 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 3.28 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Orizzontale - Distanze Limite di Danno a 1 m (m)							
	3 kW/m ²		5 kW/m ²		7 kW/m ²		12.5 kW/m ²	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	12.0	11.7	10.0	10.6	8.5	10.0	n/a	9.34
25 mm	26.0	25.7	23.9	23.2	22.7	21.9	21.0	20.2
50 mm	47.3	46.3	43.0	41.3	40.7	39.2	37.5	36.0
75 mm	66.9	65.4	60.7	58.7	57.3	55.3	52.4	50.4
100 mm	85.6	83.6	77.5	75.0	73.0	70.5	66.6	64.1
140 mm	114.3	111.2	103.0	99.8	96.9	93.6	88.0	84.8

Tabella 16- Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Orizzontale - Distanze Limite di Danno a 1 m (m)							
	3 kW/m ²		5 kW/m ²		7 kW/m ²		12.5 kW/m ²	
Condizioni Meteorologiche								
10 mm	10.2	10.0	9.2	9.1	8.7	8.6	7.8	8.1
25 mm	22.1	21.9	20.0	19.8	18.9	18.8	17.3	17.4
50 mm	39.7	39.4	35.8	35.6	33.8	33.7	31.0	31.1
75 mm	55.8	54.2	50.4	48.7	47.5	45.9	43.4	41.7
100 mm	71.2	69.2	64.2	62.2	60.5	58.4	55.1	53.0
140 mm	94.7	92.2	85.3	82.7	80.3	77.6	72.9	70.2

Tabella 17- Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 0.26 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Orizzontale - Distanze Limite di Danno a 1 m (m)							
	3 kW/m ²		5 kW/m ²		7 kW/m ²		12.5 kW/m ²	
Condizioni Meteorologiche								
10 mm	4.7	4.5	4.3	4.1	4.1	3.9	3.9	3.7
25 mm	10.3	10.0	9.3	9.0	8.8	8.5	8.2	7.9
50 mm	18.7	18.2	16.8	16.3	15.9	15.3	14.7	14.1
75 mm	26.4	25.6	23.8	23.0	22.5	21.7	20.7	19.9
100 mm	33.7	32.8	30.3	29.4	28.7	27.6	26.3	25.3
140 mm	44.8	43.7	40.4	39.1	38.1	36.8	34.7	33.5

6.2.5.2.2 Jet Fire Verticale

Tabella 18 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 3.28 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Verticale - Distanze Limite di Danno a 2 m (m)							
	3 kW/m ²		5 kW/m ²		7 kW/m ²		12.5 kW/m ²	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	7.8	7.3	5.3	4.8	3.8	3.2	n/a	n/a
25 mm	16.9	15.9	11.3	10.1	7.6	6.0	n/a	n/a
50 mm	30.6	28.7	20.4	18.2	13.2	9.7	n/a	n/a
75 mm	43.3	40.7	29.0	25.8	18.8	13.6	n/a	n/a
100 mm	55.5	52.1	37.2	33.2	24.2	17.7	n/a	n/a
140 mm	74.0	69.7	50.0	44.7	32.9	24.5	n/a	n/a

Tabella 19- Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Verticale - Distanze Limite di Danno a 2m (m)							
	3 kW/m ²		5 kW/m ²		7 kW/m ²		12.5 kW/m ²	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	6.5	6.1	4.4	4.0	3.2	2.8	n/a	n/a
25 mm	14.0	13.1	9.4	8.5	6.3	5.1	n/a	n/a
50 mm	25.2	23.7	16.8	15.0	10.9	8.2	n/a	n/a
75 mm	37.5	33.5	23.9	21.2	15.4	11.2	n/a	n/a
100 mm	45.7	43.0	30.8	27.3	19.8	14.4	n/a	n/a
140 mm	61.1	57.4	41.0	36.7	26.8	19.7	n/a	n/a

Tabella 20- Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 0.26 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Verticale - Distanze Limite di Danno a 2 m (m)							
	3 kW/m ²		5 kW/m ²		7 kW/m ²		12.5 kW/m ²	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	3.3	3.1	2.5	2.3	2.0	1.8	n/a	n/a
25 mm							n/a	n/a
50 mm							n/a	n/a
75 mm							n/a	n/a
100 mm							n/a	n/a
140 mm		28.8		19.2		12.8	n/a	n/a

6.2.5.3 Flash Fire ed Esplosione non Confinata

Tabella 21 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 3.28 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Dispersione – Concentrazione al Suolo (m)					
	FRED 4.0					
	½ LEL		LEL		UEL	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	7.003	8.006	4.000	4.500	1.500	1.600
25 mm	20.01	17.86	10.01	9.536	3.500	3.500
50 mm	42.29	31.87	20.02	15.99	6.503	6.504
75 mm	59.96	45.70	29.97	21.86	10.02	8.060
100 mm	84.83	59.37	39.91	25.55	12.06	8.629
140 mm	114.8	84.16	54.83	33.51	16.95	10.08

Tabella 22 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Dispersione – Concentrazione al Suolo (m)					
	FRED 4.0					
	½ LEL		LEL		UEL	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	5.501	7.001	3.500	3.500	1.200	1.200
25 mm	16.01	14.01	7.507	7.516	3.000	3.000
50 mm	33.94	23.93	16.03	12.1	5.500	6.000
75 mm	49.94	34.76	23.99	16.05	7.510	7.008
100 mm	64.93	46.53	31.95	20.81	10.05	7.985
140 mm	89.88	64.41	43.89	27.43	13.98	9.08

Tabella 23 - Perdita di metano dalla stazione di decompressione e riscaldamento – zona a 0.26 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Dispersione – Concentrazione al Suolo (m)					
	FRED 4.0					
	½ LEL		LEL		UEL	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	2.500	3.001	0.500	0.500	0.100	0.100
25 mm	6.002	7.503	1.400	1.400	0.300	0.300
50 mm	13.03	13.01	2.500	2.500	0.600	0.700
75 mm	21.01	17.03	4.000	4.000	1.000	1.000
100 mm	28.99	21.93	5.000	5.500	1.300	1.400
140 mm	41.95	29.76	6.503	6.505	1.900	1.900

Nota:

½ LEL	25000 ppm
LEL	50000 ppm
UEL	150000 ppm

6.2.5.3.1 Flash Fire

La massima distanza di danno per il flash fire è quella corrispondente ad una concentrazione di ½ LEL (25000 ppm) riportata nelle Tabella precedenti.

6.2.6 Perdita Severa di Gasolina del Serbatoio di Stoccaggio

I drenaggi dei filtri vengono convogliati in un serbatoio di Gasolina, di 1.1 m di diametro e 2.0 m di lunghezza (1.9 m³ di Volume), a pressione atmosferica. Il serbatoio viene svuotato manualmente, per mezzo di una elettropompa comandata manualmente, ogniqualvolta venga ritenuto troppo pieno, travasando il contenuto in bidoni metallici (si veda la figura di fianco).



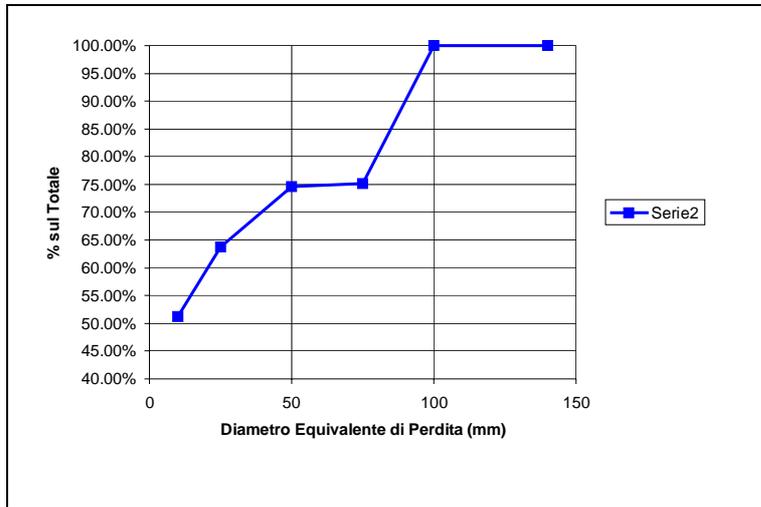
Il serbatoio non è dotato, in caso di perdite, di vasca di contenimento della gasolina.

In questo caso, non esiste alcun indicatore di livello remotizzato che possa segnalare un'eventuale abbassamento di livello anomalo dovuto ad una perdita.

Il calcolo dei tassi di perdita, sempre eseguito secondo il metodo del Riferimento [8], da una probabilità di perdita di 1.36E-03 eventi/anno, divisa tra i vari diametri equivalenti di perdita (da 10 a 140 mm), come riportato nella figura sottostante.

Si è simulata una perdita severa (rottura a ghigliottina di una tubazione) del diametro di 90 mm, senza l'intervento di protezioni (eventuale antincendio manuale) per 15 min (900 s), situata ad 1 m di altezza dal suolo. Il diametro scelto rappresenta quello che copre il 95% di tutte le possibili perdite. Il codice FRED 4.0 ha calcolato:

1. la dimensione di equilibrio della pozza di liquido, in caso d'innesco, calcolato come quello in cui il rateo massico di liquido evaporato e/o bruciato eguaglia quello emesso della perdita.



2. Il flusso termico stazionario provocato da un potenziale incendio di pozza;

3. la dispersione dei vapori della frazione più leggera della gasolina in atmosfera, ancora una volta supponendo la meteorologia D5 e F2.

La probabilità di innesco immediato è stata supposta uguale a 0.065 (vedere Riferimento [7]), mentre quella ritardata (con possibile flash-fire) uguale, come già ricordato nel paragrafo 6.2.3.2, a 0.09, supponendo quindi che l'innesco ritardato (per tempi maggiori di 1 minuto) sia

dovuto all'innesco della parte aeriforme dell'emissione. Si suppone anche che, in caso d'innesco ritardato, il conseguente lampo di fuoco (flash fire) provochi l'accensione di un incendio di pozza.

Perdita di Gasolina dal Serbatoio di Stoccaggio	Probabilità di Innesco Immediato della Gasolina	Probabilità di Innesco Ritardato Gasolina	Consequence	Frequency	Probability
$w=1.360e-3$	$Q=6.500e-3$	$Q=9.000e-2$		$1.360e-3$	1.000
Failure:Perdite Gasolina Serbatoio Stoccaggio	Success	Success	Pozza di Liquido non Infiammato	$1.230e-3$	$9.041e-1$
		Failure	Flash Fire e Susseguente Pool Fire	$1.216e-4$	$8.942e-2$
		Null	Incendio di Pozza	$8.840e-6$	$6.500e-3$

Figura 18 - Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Albero degli Eventi (Frequenze di accadimento in eventi/anno)

La Figura 18 riporta i risultati ottenuti. La probabilità annua di incendio di pozza è $1.304E-04$ eventi/anno, mentre la probabilità annua di Flash Fire è di $1.216E-04$ eventi/anno.

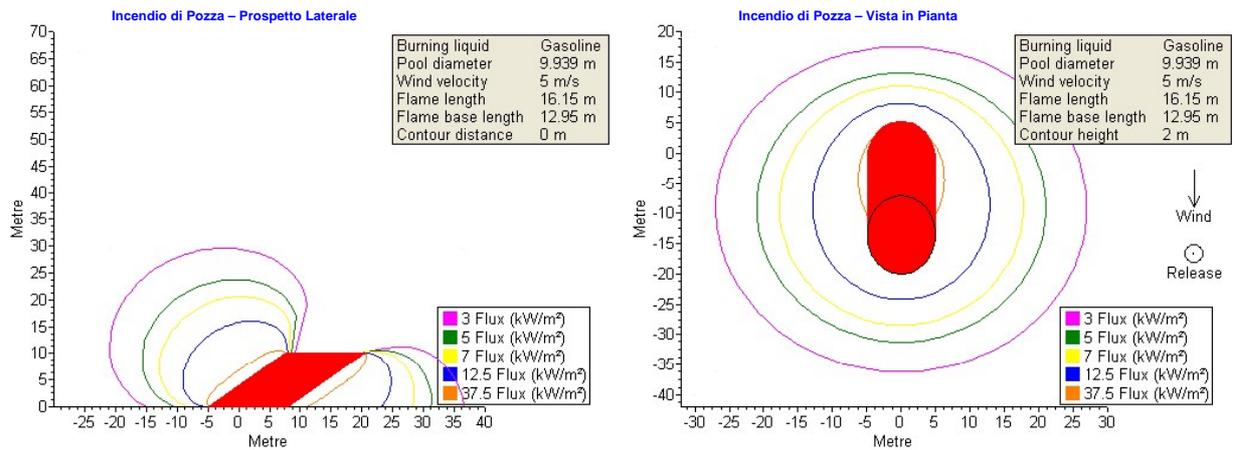


Figura 19 Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di iso-radiazione termica stazionaria dovuta all’incendio di pozza come calcolata dal codice FRED 4.0, velocità del vento 5 m/s, classe di stabilità D (neutra).

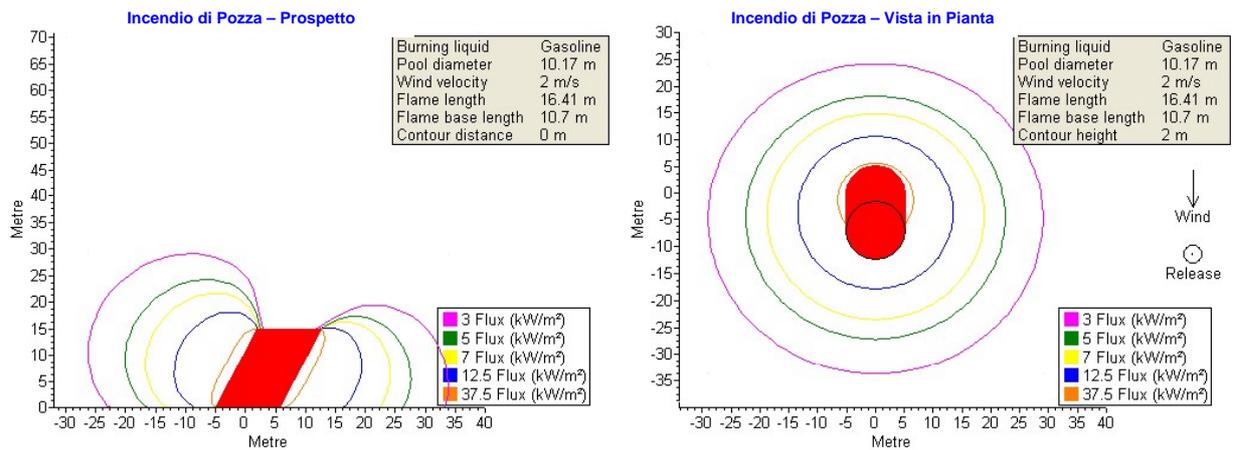


Figura 20 - Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di iso-radiazione termica stazionaria dovuta all’incendio di pozza come calcolata dal codice FRED 4.0, velocità del vento 2 m/s, classe di stabilità F (molto stabile).

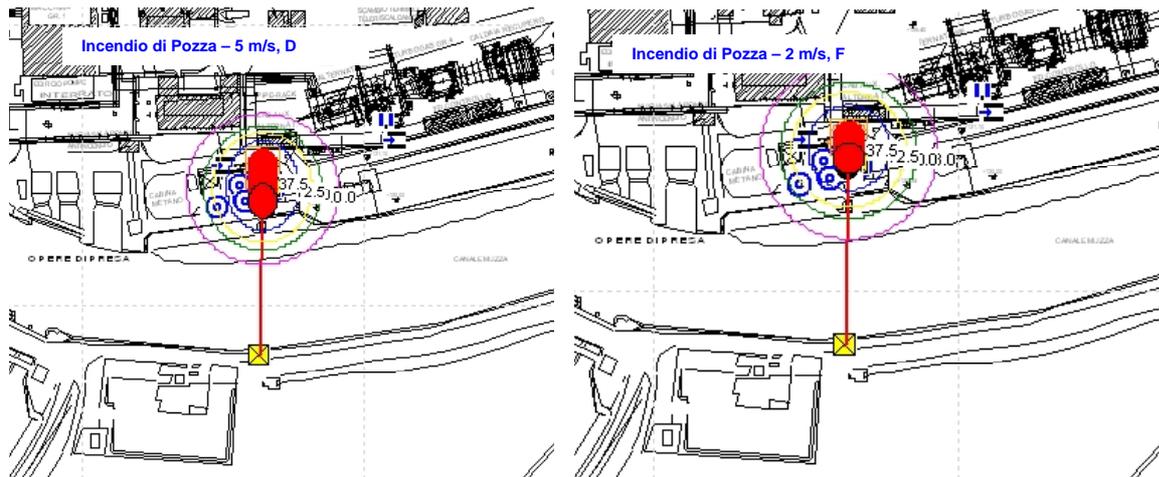


Figura 21 - Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di iso-radiazione termica stazionaria dovuta all’incendio di pozza come calcolata dal codice FRED 4.0, sulla mappa del sito.

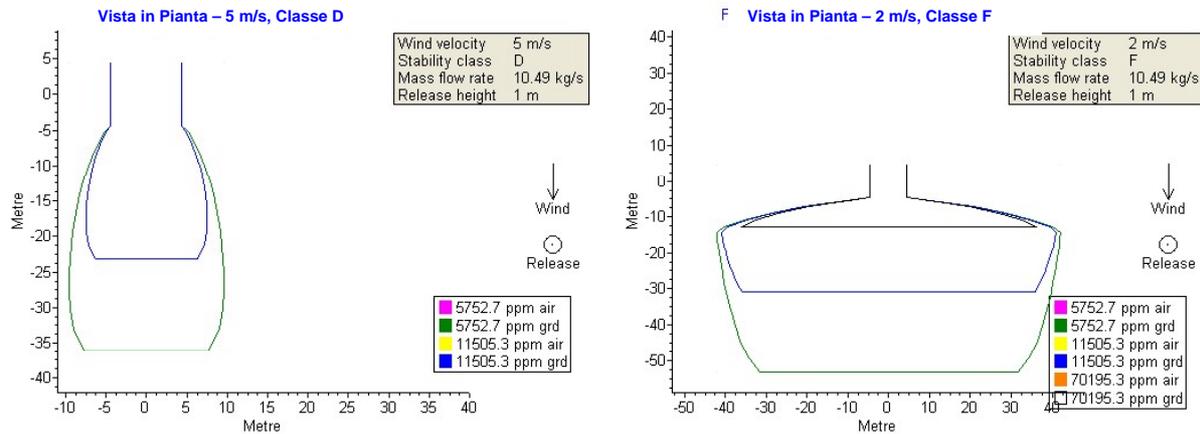


Figura 22 - Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di isoconcentrazione della Dispersione di Vapori Infiammabili, come calcolata dal codice FRED 4.0 (70195.3 ppm UFL, 44505.3 ppm LFL, 5752.7 ppm ½ LEL).

La Figura 19, la Figura 20 e la Figura 21 mostrano i risultati ottenuti in termini di curve di iso-radiazione stazionaria generata dall’incendio di pozza, anche collocata sulla mappa del sito, mentre la Figura 22 e la Figura 23 in termini di curve di isoconcentrazione relativi alla potenziale dispersione della parte più leggera degli idrocarburi della gasolina, anche collocata sulla mappa dal sito.

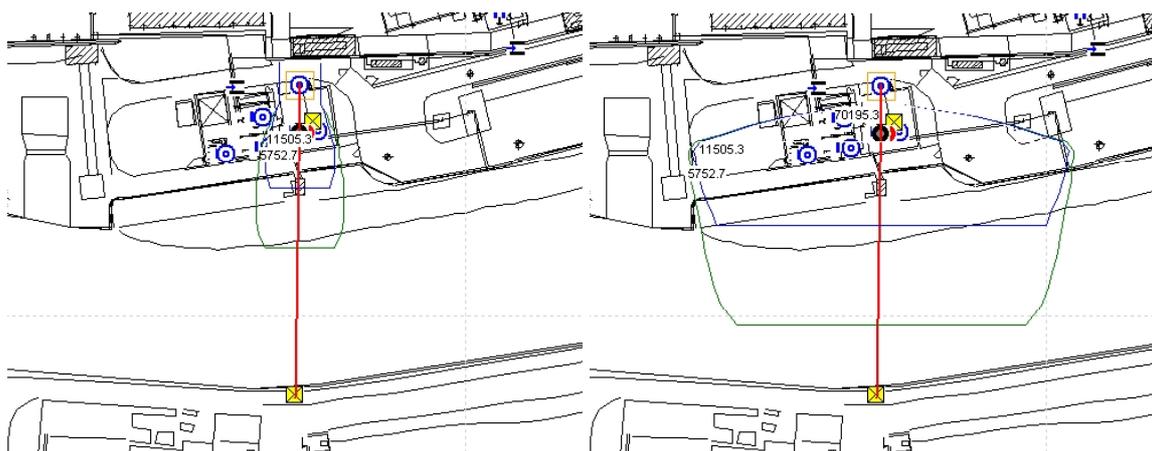


Figura 23 - Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano – Serbatoio di Stoccaggio della Gasolina – Curve di isoconcentrazione della Dispersione di Vapori Infiammabili, come calcolata dal codice FRED 4.0 sulla mappa del sito (70195.3 ppm UFL, 44505.3 ppm LFL, 5752.7 ppm ½ LEL).

6.2.7 Perdite di Gas Metano Distribuite sulle Tubazioni dei gruppi 4, 5 e 6 e della caldaia ausiliaria.

Valgono in questo caso le perdite distribuite relative alle tipologie di tubazione in gioco:

- DN250, Sch. 80 per i Gruppi 5 e 6;
- DN200, Sch. 80 per il gruppo 4, e
- DN150, Sch. 40 per la caldaia ausiliaria (C.A.).
- DN400 la tubazione di Adduzione del Metano dal metanodotto SNAM.

E riportate nella seguente tabella, assieme alle lunghezze stimate delle tubazioni stesse:

Gr.	Tasso di Perdita annuale al metro	Lunghezza Tubazione (m)	Pressione d'esercizio (MPa)	Diametro Equivalente di Perdita (mm)					
				10	25	50	75	100	> 100
4	3.60E-06	76.2	2.1	75.0%	5.0%	2.0%	2.0%	10.0%	6.0%
5		235.0	3.28						
6		227.0	3.28						
C. A.		73.1	0.26						
DN400	2.70E-06	45.0	7.5	64.0%	8.0%	11.0%	0.0%	0.0%	17.0%

Variano in questo caso le azioni mitigative a fronte di una perdita e/o incendio rilevato durante la sorveglianza:

- Per le tubazioni relative alla caldaia ausiliaria ed al gruppo 4, l'unica azione è ancora manuale, con l'usuale tempo di risposta di 900 s, a fronte di 300 s necessari per compiere l'azione di chiusura delle valvole manuali;
- Per le tubazioni relative ai gruppi 5 e 6 esiste la possibilità, sia da locale che da sala controllo, di azionare un comando elettrico della valvola di blocco situate a valle dei regolatori di pressione, chiamato "superscatto" (figura sottostante). Questo comando consente di isolare le tubazioni affette dalle perdite in circa 30 s. Si può considerare quindi un tempo di risposta di circa 90 s (tre volte il tempo minimo necessario) e limitare l'inventario di gas metano a 3.28 MPa disponibile per la dispersione. Si rimuove quindi ogni potenziale effetto domino su altre tubazioni presenti.

- Per la tubazione d'adduzione del gas metano dalla condotta Snam vale quanto detto per la stazione di decompressione e riscaldamento del metano (chiusura valvola manuale).



Le probabilità d'innescio immediato e ritardato sono uguali a quelle già calcolate per la stazione di decompressione e riscaldamento del metano, per i corrispondenti livelli di pressione. Anche per la ripartizione fra flash fire ed esplosione, vale il fattore 40% di esplosioni, 60 % di flash fire, già ricordato per la stazione.

La situazione di relativa ampiezza dei pipe rack in cui le tubazioni sono contenute, rende la possibilità di esplosione confinata molto remota, dato il bassissimo grado di congestionamento delle aree considerate.

6.2.8 Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4

Immediatamente prima dell'ingresso nel cabinato del TG del gruppo 4, il metano viene filtrato e riscaldato, in uno skid esterno. La Tabella sottostante riporta il tasso di perdita della zona, e la sua divisione percentuale per diametri equivalenti di perdita, mentre la Figura 24 riporta l'andamento della percentuale del tasso di perdita annuale in funzione dei vari diametri equivalenti di perdita.:

Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4							
Tasso di Perdita annuale	Pressione d'esercizio (MPa)	Diametro Equivalente di Perdita (mm)					
		10	25	50	75	100	> 100
8.866E-04	2.1	79.2%	14.57 %	2.04%	2.13%	0.92%	1.11%

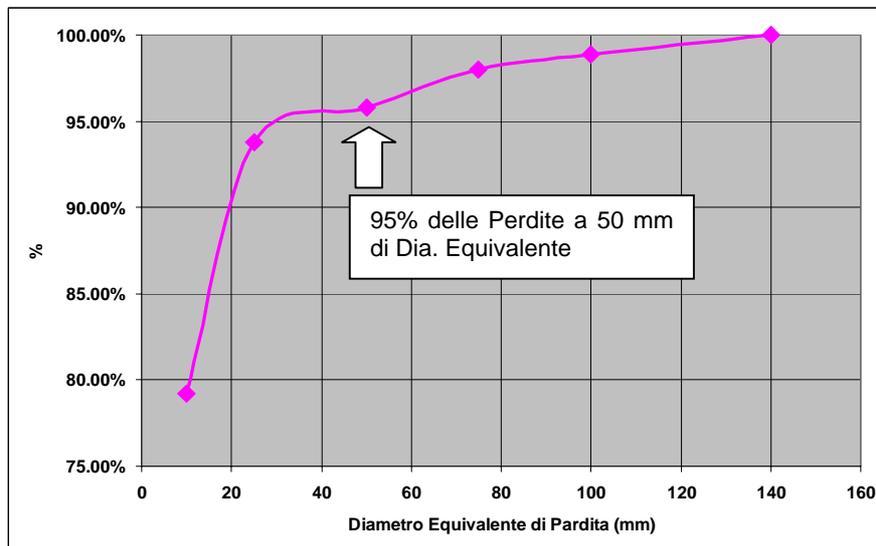


Figura 24 - Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

6.2.8.1 Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali

Per questa zona valgono tutte le considerazioni fatte precedentemente nel Paragrafo 6.2.4, e rimangono valide anche tutte le procedure descritte. La Tabella 24 riporta i risultati dell'albero degli eventi per

queste zona. I possibili scenari sono analoghi a quanto detto per la zona a 2.1 MPa della stazione per la decompressione e riscaldamento del metano.

Tabella 24 - Perdita di metano nella zona di filtraggio e riscaldamento del Gruppo 4 (zona a 2.10 MPa). Probabilità annue di accadimento dei possibili scenari incidentali.

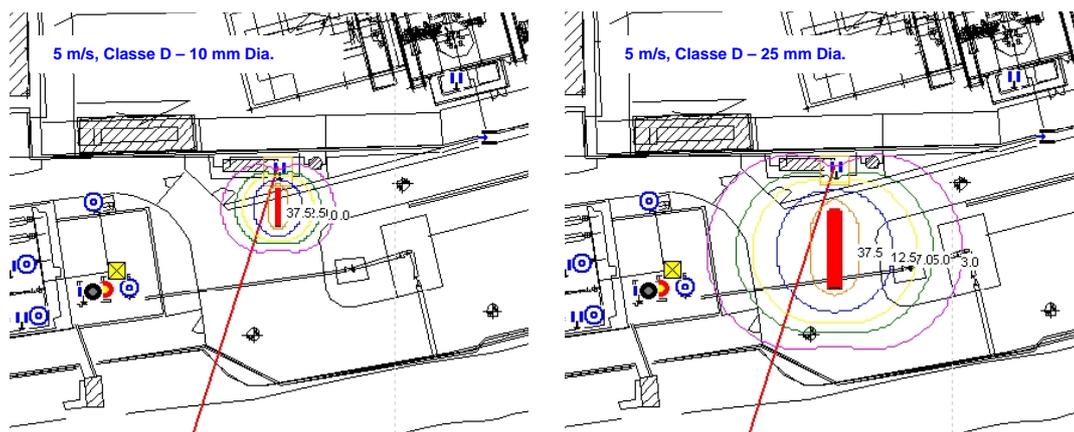
Diametro equivalente di perdita (mm)	Nuvola di Metano senza Innesco	Flash Fire	Esplosione Non Confinata	Jet Fire Verticale		Jet Fire Orizzontale	
				< 900 s	> 900 s	< 900 s	> 900 s
10	6.972E-04	1.045E-06	6.966E-07	9.006E-07	4.353E-09	1.828E-06	8.837E-09
25	1.264E-04	6.178E-07	4.119E-07	5.372E-07	2.596E-09	1.091E-06	5.271E-09
50	1.713E-05	2.063E-07	1.375E-07	1.828E-07	8.833E-10	3.710E-07	1.793E-09
75	1.757E-05	3.610E-07	2.407E-07	3.269E-07	1.580E-09	6.637E-07	3.208E-09
100	7.051E-06	2.424E-07	1.616E-07	2.274E-07	1.099E-09	4.618E-07	2.232E-09
140	7.579E-06	4.811E-07	3.208E-07	4.860E-07	2.349E-09	9.867E-07	4.769E-09
Totale	8.729E-04	2.954E-06	1.969E-06	2.661E-06	1.286E-08	5.402E-06	2.611E-08

6.2.8.2 Calcolo delle conseguenze incidentali

6.2.8.2.1 Jet Fire Orizzontale

Tabella 25- Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Orizzontale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Orizzontale - Distanze Limite di Danno a 1 m (m)							
	3 kW/m ²		5 kW/m ²		7 kW/m ²		12.5 kW/m ²	
Condizioni Meteorologiche								
10 mm	10.2	10.0	9.2	9.1	8.7	8.6	7.8	8.1
25 mm	22.1	21.9	20.0	19.8	18.9	18.8	17.3	17.4
50 mm	39.7	39.4	35.8	35.6	33.8	33.7	31.0	31.1
75 mm	55.8	54.2	50.4	48.7	47.5	45.9	43.4	41.7
100 mm	71.2	69.2	64.2	62.2	60.5	58.4	55.1	53.0
140 mm	94.7	92.2	85.3	82.7	80.3	77.6	72.9	70.2



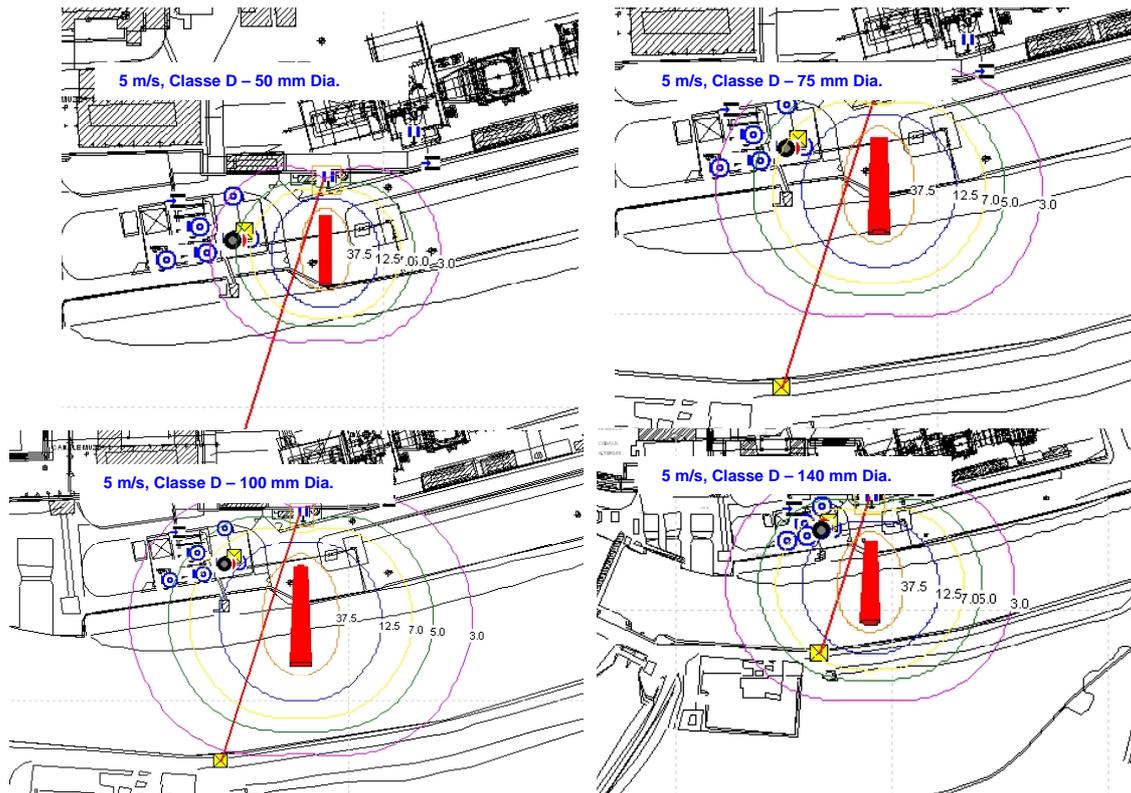


Figura 25 - Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – zona a 2.1 MPa – Jet Fire Orizzontale – Vento 5 m/s, classe di stabilità D (neutra). Curve di Iso-Radiazione termica stazionaria come calcolate dal codice FRED 4.0

La Figura 25 riporta la simulazione del codice FRED del Jet Fire Orizzontale, con diversi diametri equivalenti di perdita, per un vento di 5 m/s con classe di stabilità D (neutra).

6.2.8.2.2 Jet Fire Verticale

Tabella 26- Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4– zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Danno per Jet Fire Verticale, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Jet Fire Verticale - Distanze Limite di Danno a 2m (m)							
	3 kW/m ²		5 kW/m ²		7 kW/m ²		12.5 kW/m ²	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	6.5	6.1	4.4	4.0	3.2	2.8	n/a	n/a
25 mm	14.0	13.1	9.4	8.5	6.3	5.1	n/a	n/a
50 mm	25.2	23.7	16.8	15.0	10.9	8.2	n/a	n/a
75 mm	37.5	33.5	23.9	21.2	15.4	11.2	n/a	n/a
100 mm	45.7	43.0	30.8	27.3	19.8	14.4	n/a	n/a
140 mm	61.1	57.4	41.0	36.7	26.8	19.7	n/a	n/a

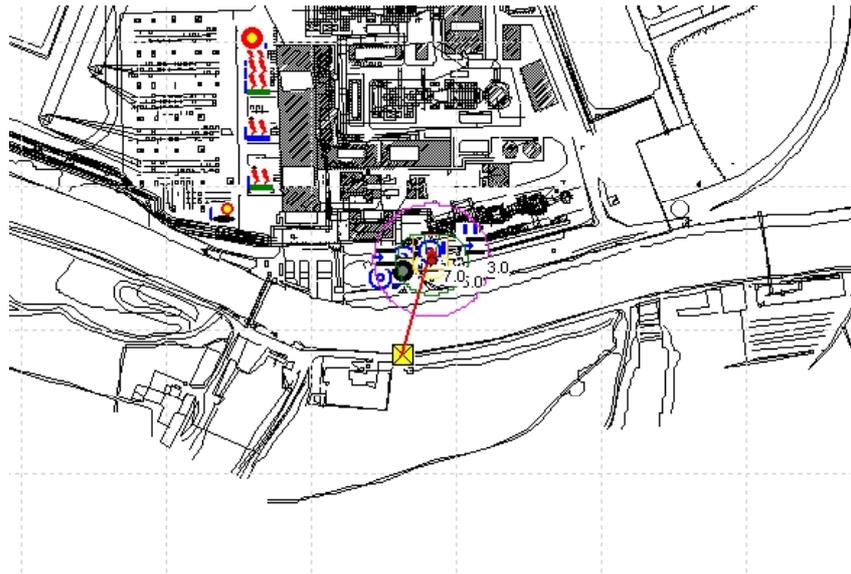


Figura 26 - Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – zona a 2.1 MPa – Jet Fire Verticale – Vento 5 m/s, classe di stabilità D (neutra). Diametro Equivalente di Perdita 140 mm. Curve di Iso-Radiazione termica stazionaria come calcolate dal codice FRED 4.0

La Figura 26 riporta la simulazione del codice FRED del Jet Fire Verticale con diametro equivalente di perdita di 140 mm, per un vento di 5 m/s con classe di stabilità D (neutra). Si noti che la curva di iso-radiazione termica di 5 kW/m² rimane all'interno del recinto della centrale.

6.2.8.3 Flash Fire ed Esplosione non Confinata

Tabella 27 - Perdita Gas Metano Riscaldatore e Filtro Gruppo 4 – zona a 2.1 MPa – Distanze Limite di Concentrazione per la Dispersione, come calcolate dal codice FRED 4.0.

Diametro Equivalente di Perdita	Dispersione – Concentrazione al Suolo (m)					
	FRED 4.0					
	½ LEL		LEL		UEL	
Condizioni Meteorologiche	D5	F2	D5	F2	D5	F2
10 mm	5.501	7.001	3.500	3.500	1.200	1.200
25 mm	16.01	14.01	7.507	7.516	3.000	3.000
50 mm	33.94	23.93	16.03	12.1	5.500	6.000
75 mm	49.94	34.76	23.99	16.05	7.510	7.008
100 mm	64.93	46.53	31.95	20.81	10.05	7.985
140 mm	89.88	64.41	43.89	27.43	13.98	9.08

Nota:

- ½ LEL 25000 ppm
- LEL 50000 ppm
- UEL 150000 ppm

6.2.8.3.1 Flash Fire

La massima distanza di danno per il flash fire è quella corrispondente ad una concentrazione di ½ LEL (25000 ppm).

6.2.9 Perdita di Metano nello Skid Gas del TG Gruppo 4

Lo skid gas del gruppo 4 è costituito da una serie di valvole di intercettazione e regolazione del gas metano, che viene inviato agli ugelli dei bruciatori alle appropriate condizioni di temperatura e pressione.

Il sistema antincendio è costituito da:

- Due gruppi di 3 rivelatori di temperatura con logica di blocco 2oo3 ed intervento a 107 °C;
- Un gruppo di 3 rivelatori di gas naturale con logica 1oo3 con allarme a 15% LEL e Blocco a 30 %..

I rivelatori comandano in caso di blocco sia un sistema antincendio a CO₂ sia l'intercettazione del gas a monte degli ugelli dei bruciatori con valvole pneumatiche ad intercettazione rapida (< 30 s).

La tabella sottostante riporta il tasso di perdita della zona, e la sua divisione percentuale per diametri equivalenti di perdita, mentre la Figura 27 riporta l'andamento della % del tasso di perdita annuale in funzione dei vari diametri equivalenti di perdita.:

Perdita di Metano nello Skid Gas del TG Gruppo 4							
Tasso di Perdita annuale	Pressione d'esercizio (MPa)	Diametro Equivalente di Perdita (mm)					
		10	25	50	75	100	> 100
2.000E-03	2.1	79.0%	17.00 %	2.0%	2.0%	0.0%	0.0%

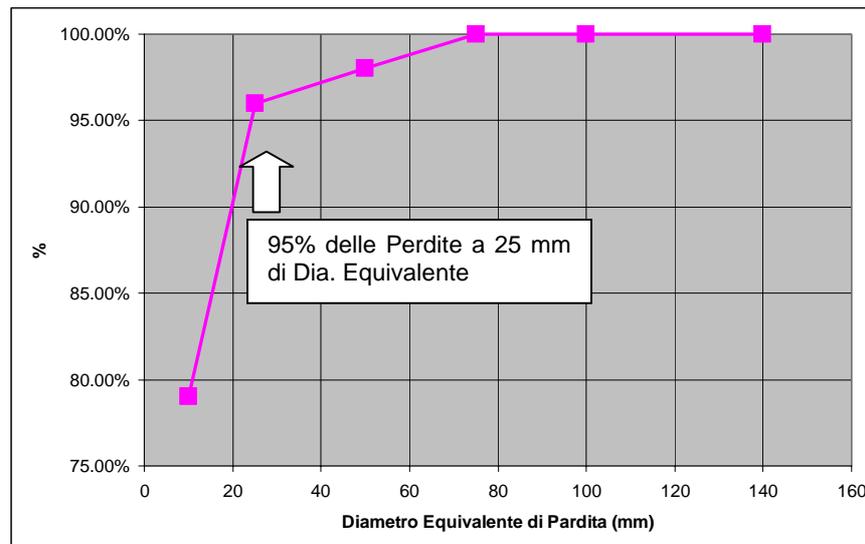


Figura 27 - Perdita di Metano nello Skid Gas del Gruppo 4 - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

6.2.9.1 Probabilità di Accadimento dei possibili eventi accidentali

In caso di perdita di metano in questa zona, gli scenari possibili sono:

1. Regolare intervento dei sensori di gas e della valvola di intercettazione. L'incidente è terminato.
2. Mancato funzionamento dei sensori di gas o mancata chiusura della valvola: potenziale pericolo di incendio prolungato o di dispersione di nuvola di metano in zone con elevata probabilità d'innesco.

3. Innesco della miscela aria-metano con conseguente incendio, interventi dei sensori di temperatura, sistema antincendio e valvola di intercettazione: incendio moto limitato;
4. Innesco della miscela aria-metano con conseguente incendio: mancato intervento o dei sensori di temperatura o del sistema antincendio o della valvola di intercettazione: incendio prolungato con probabile estensione ai sistemi vicini e diffusione dell'incidente

Gli scenari 1 e 3 sono tollerabili, mentre il 2 e 4 sono potenzialmente in grado di provocare danni esterni.

Perdita di Metano dal Cabinato Gruppo 4	Rilevatori Gas: Nazione Gr. 4 - Cabinato - Fallisce il Funzionamento	Valvola di Interoettazione Gr. 4 Fallisce a Chiudere	Innesco Immediato del Gas	Gruppo di Sensori di Temperatura Sensi Gas Gruppo 4: Fallisce la Rilevazione	Valvola di Interoettazione Gr. 4 Fallisce a Chiudere	Sistema Antincendio a CO2 Fallisce ad Operare	Consequence	Frequency	Probability
w=2.000e-3	Q=1.074e-3	Q=4.039e-3	Q=1.000e-1	Q=5.189e-4	Q=4.039e-3	Q=8.676e-3		2.000e-3	1.000
Failure: Perdita di Metano Cabinato Gas Gruppo 4	Success		Null	Null	Null	Null	Normale, in Automatico	1.990e-3	9.949e-1
	Failure		Null	Null	Null	Null	Nuvola Senza Innesco	8.069e-6	4.034e-3
	Success		Null	Null	Null	Null	Nuvola Senza Innesco	1.933e-6	9.666e-4
	Failure		Success	Success	Success	Success	Normale, in Automatico	2.120e-7	1.060e-4
	Failure		Success	Success	Failure	Failure	Incendio di Durata Molto Limitata	1.855e-9	9.275e-7
	Failure		Failure	Failure	Failure	Failure	Incendio di Lunga Durata	8.670e-10	4.335e-7
	Failure		Failure	Failure	Failure	Failure	Incendio di Lunga Durata	1.115e-10	5.573e-8
	Failure		Failure	Failure	Failure	Failure	Incendio di Lunga Durata	1.115e-10	5.573e-8

Figura 28 - Perdita di Metano nello Skid Gas del Gruppo 4 – Albero degli eventi come calcolato dal codice FT+.

Si è utilizzata una probabilità d'innesco immediato di 0.1, come consigliato dal Riferimento [7]. I calcoli di dettaglio, che comprendono gli alberi di avaria sviluppati per il mancato funzionamento del sistema di rivelazione gas, per il mancato funzionamento dei sensori di temperatura e per la mancata chiusura della valvola pneumatica, sono riportati nel Paragrafo 10.

La Figura 28 riporta invece l'albero degli eventi relativo agli scenari appena descritti. Le probabilità di un evento sfavorevole sono 1.001E-05 eventi/anno.

6.2.9.2 Calcolo delle Conseguenze

Nel caso di malfunzionamento delle varie salvaguardie, vale quanto detto per la zona della stazione di decompressione e riscaldamento nella zona a 2.1 MPa (vedere Tabella 13, Tabella 16 e Figura 16).

6.2.10 Perdita di Metano nel Cabinato del TG Gruppo 4

Il cabinato del TG è protetto da un sistema antincendio formato da 4 gruppi di tre sensori di temperatura attuati con logica 2oo3, che intervengono a 88°C azionando un sistema di antincendio a CO₂ e la/e valvola/e d'intercettazione pneumatiche.

Si suppone in questo caso che, data la presenza dei combustori, tutte le perdite di metano in questa zona diano luogo ad un innesco, nel caso in cui la concentrazione di metano nel cabinato raggiunga la soglia di blocco.

La tabella sottostante riporta il tasso di perdita della zona, e la sua divisione percentuale per diametri equivalenti di perdita, mentre la Figura 29 riporta l'andamento della % del tasso di perdita annuale in funzione dei vari diametri equivalenti di perdita.

Perdita di Metano nello Skid Gas del TG Gruppo 4							
Tasso di Perdita annuale	Pressione d'esercizio (MPa)	Diametro Equivalente di Perdita (mm)					
		10	25	50	75	100	> 100
2.000E-03	2.1	79.0%	17.00 %	2.0%	2.0%	0.0%	0.0%

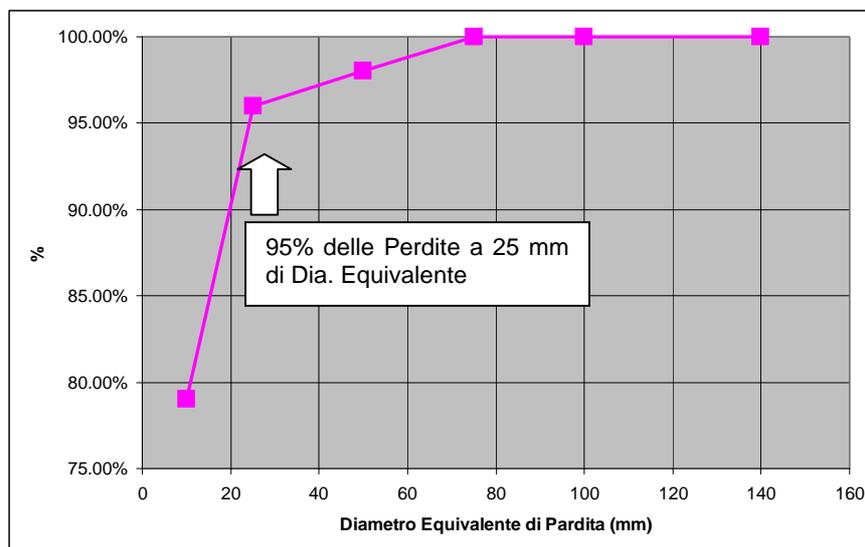


Figura 29 - Perdita di Metano nel Cabinato del TG Gruppo 4 - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

6.2.10.1 Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali

La Figura 30 riporta l'albero degli eventi, mentre i calcoli di dettaglio sono riportati nel Cap. 10. Vale quanto detto nel paragrafo precedente. Le probabilità di un evento sfavorevole sono 8.276E-06 eventi/anno.

Perdita di Metano dallo Skid Gas del Gruppo 4	Mancato Funzionamento di 1 dei 4 Gruppi di Sensori di Temp. Cabinato Gr. 4	Valvola di Intercettazione Gr. 4 Fallisce a Chiudere	Sistema Antincendio a CO2 Fallisce ad Operare	Consequence	Frequency	Probability
$w=2.000e-3$	$Q=1.000e-4$	$Q=4.039e-3$	$Q=8.676e-3$		2.000e-3	1.000
				Normale, in Automatico	1.974e-3	9.872e-1
				Incendio di Durata Molto Limitata	1.728e-5	8.640e-3
				Incendio Catastrofico	8.076e-6	4.038e-3
				Incendio Catastrofico	2.000e-7	1.000e-4

Figura 30 - Perdita di Metano nel Cabinato del TG del Gruppo 4. Albero degli Eventi.

6.2.10.2 Calcolo delle Conseguenze

Nel caso di malfunzionamento delle varie salvaguardie, vale ciò che è stato detto per la zona della stazione di decompressione e riscaldamento nella zona a 2.1 MPa (vedere Tabella 13, Tabella 16 e Figura 16). La presenza del doppio cabinato insonorizzante per la turbina a gas ha poca influenza sullo sviluppo del Jet Fire e del Flash Fire, mentre potrebbe aggravare l'esplosione che da non confinata, potrebbe divenire confinata, con maggiori effetti distruttivi a causa della presenza del cabinato e della congestione dovuta alle parti del TG all'interno del cabinato stesso. L'incendio prolungato ha anche forti probabilità di propagarsi all'olio di lubrificazione dei cuscinetti ed alla cassa dell'olio, situata al di sotto del TG stesso. Le probabilità di accadimento dell'incidente sono comunque molto basse.

6.2.11 Perdita di Metano nel Cabinato Olio/Gas del Gruppo 5&6

I gruppi GE sono dotati di un cabinato che contiene sia uno skid gas in cui sono contenute le valvole di regolazione e controllo della pressione e flusso di gas ai vari bruciatori che il sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti. La cassa dell'olio lubrificante è posta sul fondo del cabinato, e ne occupa la maggior parte dell'area.

La protezione del cabinato da possibili perdite di metano è affidata a:

- Un gruppo di 3 rivelatori di gas metano, con logica 2oo3, con il 10% del LEL come allarme ed il 25% del LEL come blocco. Il blocco comanda la chiusura di una valvola pneumatica di radice causando il blocco del gas metano.
- 2 gruppi di 3 rivelatori di temperatura tarati 315.6°C, con le stesse caratteristiche di blocco, più l'azionamento di un sistema di antincendio a CO₂.

La presenza delle protezioni serve in questo caso anche per evitare un effetto domino di un potenziale incendio sulla parte del cabinato che contiene il sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti e sulla cassa dell'olio, che potrebbe avere effetti catastrofici.

La tabella sottostante riporta il tasso di perdita della zona, e la sua divisione percentuale per diametri equivalenti di perdita, mentre la Figura 31 riporta l'andamento della % del tasso di perdita annuale in funzione dei vari diametri equivalenti di perdita.

Perdita di Metano nel Cabinato Olio/Gas dei Gruppi 5&6							
Tasso di Perdita annuale	Pressione d'esercizio (MPa)	Diametro Equivalente di Perdita (mm)					
		10	25	50	75	100	> 100
2.000E-03	3.28	79.0%	17.00 %	2.0%	2.0%	0.0%	0.0%

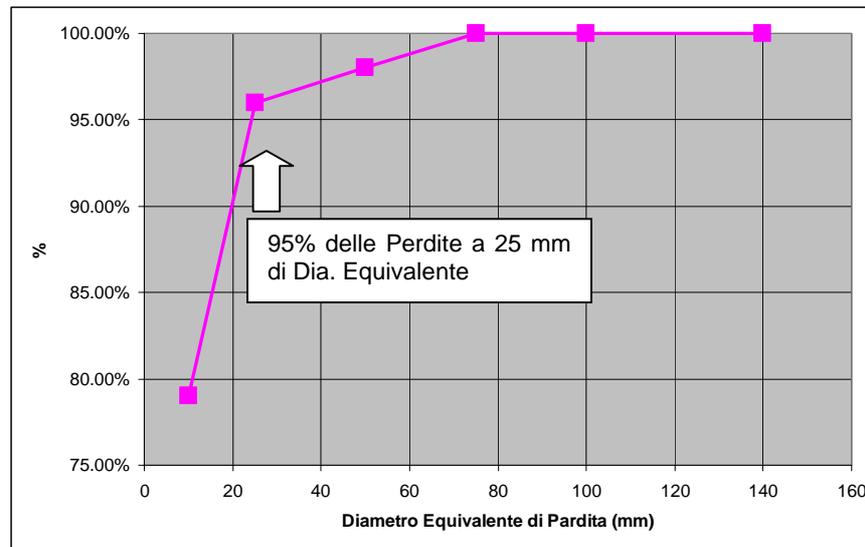


Figura 31 - Perdita di Metano nel Cabinato Olio/Gas dei Gruppi 5&6 - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

6.2.11.1 Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali

Ancora una volta, la probabilità d'innescò della nuvola di metano all'interno del cabinato è abbastanza elevata. Per analogia con quanto fatto per lo skid gas del Gruppo 4, si è scelta uguale a 0.1 e si considera come intollerabile la presenza nella zona esterna al cabinato stesso di una nuvola estesa di gas infiammabile. L'albero degli eventi è rappresentato in Figura 32 mentre i calcoli di dettaglio degli alberi di avaria sono riportati nel Paragrafo 10.

La probabilità di eventi non favorevoli è di 1.040E-05eventi/anno.

6.2.11.2 Calcolo delle Conseguenze

Nel caso di malfunzionamento delle varie salvaguardie, vale quanto detto per la zona della stazione di decompressione e riscaldamento nella zona a 3.28 MPa (vedere Tabella 12, Tabella 15 e Figura 15). La presenza del cabinato insonorizzante per la turbina a gas ha poca influenza sullo sviluppo del Jet Fire e del Flash Fire, mentre potrebbe aggravare l'esplosione che da non confinata, potrebbe essere confinata, con maggiori effetti distruttivi.

Probabilità di Perdita da Skid Metano Gruppo 5	Ripetibilità del Gruppo 5 e Implica Skid Metano Gruppo 5 e Implica Skid Metano Gruppo 4	Valvola di Blocco Metano Fallisce a Chiudere	Innesco Immediato	Etichetta TG Gruppo 5 Rilevatore di Temperatura da Skid Gas Gruppo 5 Fallisce a Rilevare Incendio	Valvola di Blocco Metano Fallisce a Chiudere	Fallimento del Sistema Antincendio a CO2	Consequence	Frequency	Probability
w=2.000e-3	Q=1.288e-3	Q=4.039e-3	Q=1.000e-1	Q=5.757e-5	Q=4.039e-3	Q=7.884e-3		2.000e-3	1.000
Failure: Perdita Metano Skid Gruppo 4	Success		Success		Success		Normale, in Automatico	1.790e-3	8.952e-1
	Success		Failure		Success		Normale, in Automatico	1.974e-4	9.868e-2
	Success		Failure		Failure		Incendio di Durata Molto Limitata	1.568e-6	7.841e-4
	Success		Failure		Null		Incendio di Lunga Durata	1.145e-8	5.726e-6
	Failure		Null		Null		Nuvola Senza Innesco	8.067e-6	4.033e-3
	Failure		Success		Null		Nuvola Senza Innesco	2.318e-6	1.159e-3
	Failure		Success		Success		Normale, in Automatico	2.544e-7	1.272e-4
	Failure		Success		Failure		Incendio di Durata Molto Limitata	2.022e-9	1.011e-6
	Failure		Failure		Failure		Incendio Catastrofico	1.040e-9	5.199e-7
	Failure		Failure		Null		Incendio Catastrofico	1.482e-11	7.412e-9

Figura 32 - Perdita di Metano nel Cabinato Olio/Gas del Gruppo 5&6 – Albero degli eventi come calcolato dal codice FT+.

6.2.12 Perdita di Metano nel Cabinato del TG Gruppo 5&6

Nei cabinati dei TG dei gruppi 5&6 sono contenuti tutti i collegamenti ai bruciatori, composti sia da tubi rigidi sia da tubi flessibili flangiati in numero molto elevato (più di 300 flangie). Il cabinato è sottoposto a circolazione d'aria forzata, e la sua protezione da possibili perdite di metano è affidata:

- 2 gruppi di 3 rivelatori di gas metano, con logica 2oo3, con il 7% del LEL come allarme ed il 17% del LEL come blocco. Il blocco comanda la chiusura di una valvola pneumatica di radice causando il blocco del gas metano.
- 2 gruppi di 3 rivelatori di temperatura tarati 315.6 °C, con le stesse caratteristiche di blocco, più l'azionamento di un sistema di antincendio a CO₂.

Si può supporre anche in questo caso che la probabilità di innesco immediato sia molto alta, data la presenza dei bruciatori. Per analogia con quanto fatto per il cabinato TG del Gruppo 4, si è quindi scelta uguale a 1 nel caso in cui la concentrazione di metano nel cabinato raggiunga la soglia di blocco e si considera anche in questo caso come intollerabile la presenza nella zona esterna al cabinato stesso di una nuvola estesa di gas infiammabile.

La tabella sottostante riporta il tasso di perdita della zona, e la sua divisione percentuale per diametri equivalenti di perdita, mentre la Figura 33 riporta l'andamento della % del tasso di perdita annuale in funzione dei vari diametri equivalenti di perdita.

Perdita di Metano nel Cabinato TG dei Gruppi 5&6							
Tasso di Perdita annuale	Pressione d'esercizio (MPa)	Diametro Equivalente di Perdita (mm)					
		10	25	50	75	100	> 100
3.680E-02	3.28	67.53%	1.11%	29.51%	0.07%	0.23%	1.55%

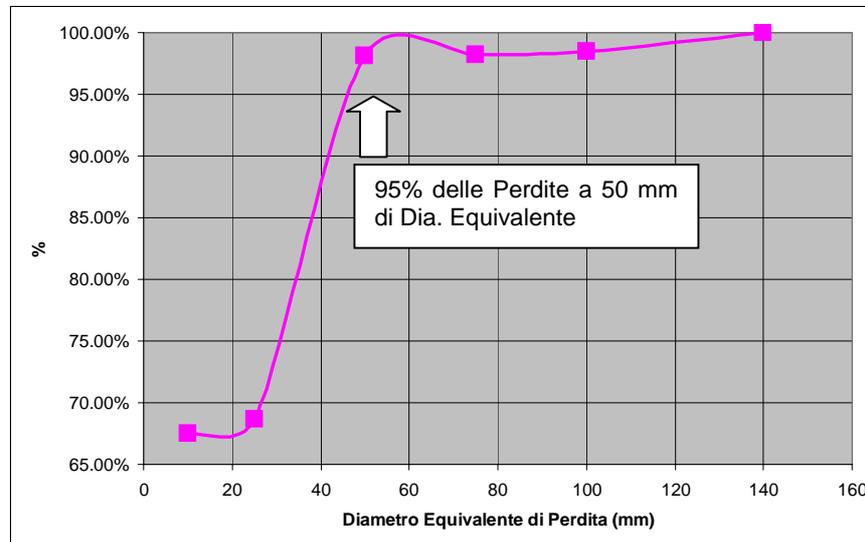


Figura 33 - Perdita di Metano nel Cabinato Olio/Gas dei Gruppi 5&6 - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

6.2.12.1 Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali

L'albero degli eventi è rappresentato Figura 34 in mentre i calcoli di dettaglio degli alberi di avaria sono riportati nel Paragrafo 10. La probabilità di eventi non favorevoli è di 1.507E-04 eventi/anno.

6.2.12.2 Calcolo delle Conseguenze

Nel caso di malfunzionamento delle varie salvaguardie, vale ciò detto per la zona della stazione di decompressione e riscaldamento nella zona a 3.28 MPa (vedere Tabella 12, Tabella 15 e Figura 15). La presenza del cabinato insonorizzante per la turbina a gas ha poca influenza sullo sviluppo del Jet Fire e del Flash Fire, mentre potrebbe aggravare l'esplosione che da non confinata, potrebbe essere confinata, con maggiori effetti distruttivi. L'incendio prolungato ha anche forti probabilità di propagarsi all'olio di lubrificazione dei cuscinetti ed al sistema di raffreddamento ad idrogeno del generatore elettrico.

Perdita dal Cabinato TG Gruppi 5 e 6	2 Gruppi di Rilevatori di Gas Nucleare Falliscono a Rilevare il Gas per il Gruppo 5 e 6	Valvola di Blocco Metano Fallisce a Chiudere	Entrambi i Gruppi di Rilevatori di Gas Falliscono a Rilevare il Gas	Valvola di Blocco Metano Fallisce a Chiudere	Fallimento del Sistema Antincendio a CO2	Consequence	Frequency	Probability				
w=3.680e-2	Q=5.136e-5	Q=4.039e-3	Q=5.757e-5	Q=4.039e-3	Q=7.884e-3		3.680e-2	1.000				
Failure: Perdita Metano Cabinato Gr. 5&6	Success	Success	Success	Null	Success	Normale, in Automatico	3.636e-2	9.880e-1				
						Failure	Null	Null	Incendio di Durata Molto Limitata	2.889e-4	7.851e-3	
									Incendio di Lunga Durata	2.110e-6	5.734e-5	
						Failure	Null	Null	Null	Nuvola Senza Innesco	1.486e-4	4.038e-3
										Success	Success	Failure
						Failure	Null	Failure	Incendio di Durata Molto Limitata			
									Failure	Null	Null	Incendio Catastrofico
						Failure	Null	Null				Incendio Catastrofico

Figura 34 - Perdita di Metano nel Cabinato del TG Gruppo 5&6 6 – Albero degli eventi come calcolato dal codice FT+.

6.3 Sistema di depressurizzazione e trasferimento dell'Idrogeno, dal magazzino di stoccaggio semi-interrato sino ai sistemi di raffreddamento dei generatori relativi ai gruppi 1, 2, 5 & 6

6.3.1 HAZAN – Eventi Iniziatori

L'HAZAN parziale eseguito sul sistema depressurizzazione e trasferimento dell'Idrogeno, dal magazzino di stoccaggio semi-interrato sino ai sistemi di raffreddamento dei generatori relativi ai gruppi 1, 2, 5 & 6, i cui dettagli sono riportati nel Capitolo 9, ha evidenziato i seguenti potenziali eventi iniziatori:

1. Cedimento Strutturale di una bombola di un pacco bombole (senza effetto domino su altre bombole del pacco)
2. Perdita distribuita nel percorso di alimentazione Idrogeno interrato (Cunicolo)

6.3.2 Scoppio/Incendio all'interno della zona di stoccaggio Idrogeno (1 pacco Bombe)

6.3.2.1 Calcolo delle Perdite

L'Handbook of Chemical Hazard Analysis (pubblicato congiuntamente da FEMA, DOT, e EPA) elenca frequenze di accadimento e percentuale di volume rilasciato da utilizzare nell'analisi di potenziali incidenti che coinvolgano perdite da bombole di idrogeno. Per bombole standard, l'Handbook consiglia una frequenza di accadimento di 10^{-4} eventi/bombola-anno. Per queste bombole, l'Handbook suggerisce che il 90% delle perdite sono di piccola entità e sono quindi rilevate dai normali controlli di sorveglianza o non hanno nessuna conseguenza, mentre il 10% sono rilasci istantanei di tutto il contenuto della bombola. La frequenza di questi rilasci è quindi di 10^{-5} eventi/bombole-anno. Se consideriamo che i quattro pacchi bombola contengano complessivamente $16 \times 4 = 64$ bombole, la probabilità di perdita diventa in questo caso $64 \text{ bombole} \times 1.0\text{E-}5 \text{ eventi/bombola-anno} = 6.4\text{E-}04 \text{ eventi/anno}$.

Ogni bombola contiene 60 litri di Idrogeno a 200 bar, ad una densità di 15.26 kg/m^3 , che corrispondono a 0.916 kg e 10.2 normal m^3 di Idrogeno. Questa quantità di Idrogeno è equivalente, a 4.35 kg of TNT, utilizzando le Linee Guida EPRI per cui $1,000 \text{ scf}$ (28.3 m^3) sono equivalenti a 27.1 lbs (12.3 kg) of TNT nel caso di stoccaggio di Idrogeno Gassoso.

6.3.2.2 Probabilità d'innescio

La probabilità d'innescio è in questo caso riportata nella tabella 4.5, pagina 4.13 del "Purple Book" TNO [7], per gas molto reattivi in quantità $< 1000 \text{ kg}$ in 0.2.

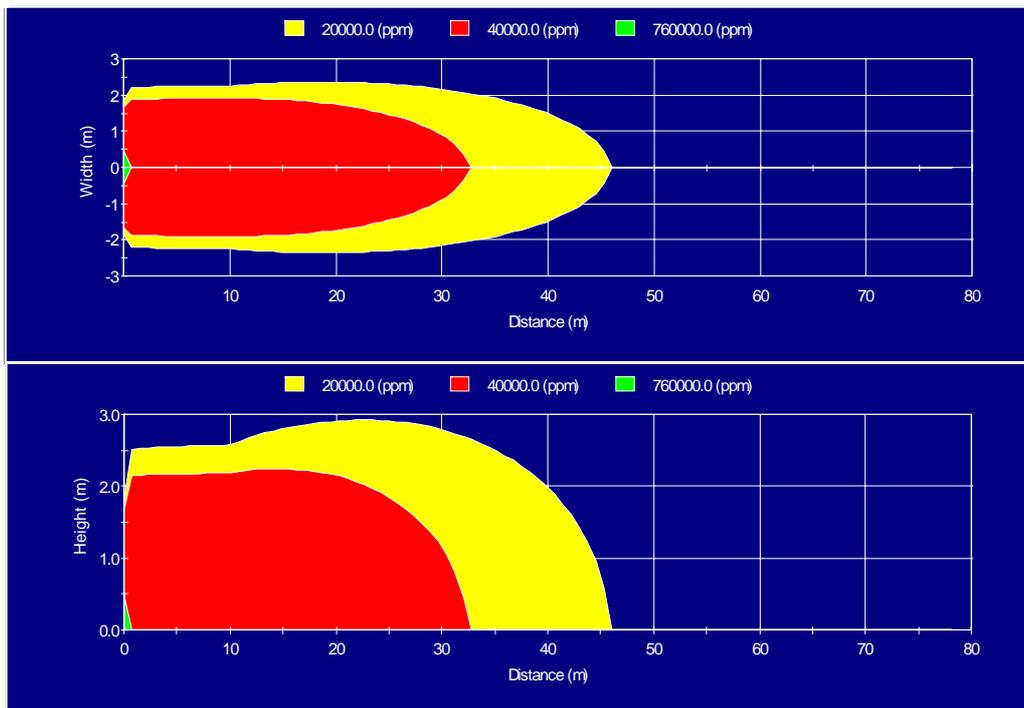


Figura 35 - Curve di Iso-concentrazione per la Dispersione di Idrogeno in caso di Emissione Istantanea del Contenuto di una Bombola dalla Fossa Idrogeno, come calcolata dal Codice TRACE 9.0, vento 5m/s, classe di Stabilità D. Massima estensione della Nuvola (Footprint).

Le conseguenze dell'innescio, con una nuvola che in questo caso si forma istantaneamente, sono come già detto un Flash Fire (60 % dei casi) o una esplosione confinata all'interno della fossa di stoccaggio (40% dei casi). L'esplosione può essere amplificata in questo caso da un effetto Shchelkin, con

accelerazione della fiamma, a causa della presenza nella fossa del pacco bombola/e del tetto della fossa stessa che provocano un congestionamento ed una accelerazione della fiamma.

La probabilità d'innesco ritardato è invece legata alla dispersione dell'idrogeno in aria. Si è effettuato un calcolo con il codice TRACE 9.0 supponendo l'emissione istantanea della giusta quantità di Idrogeno nell'aria, supponendo l'emissione istantanea, con le solite classi di meteorologia D5 ed F2.

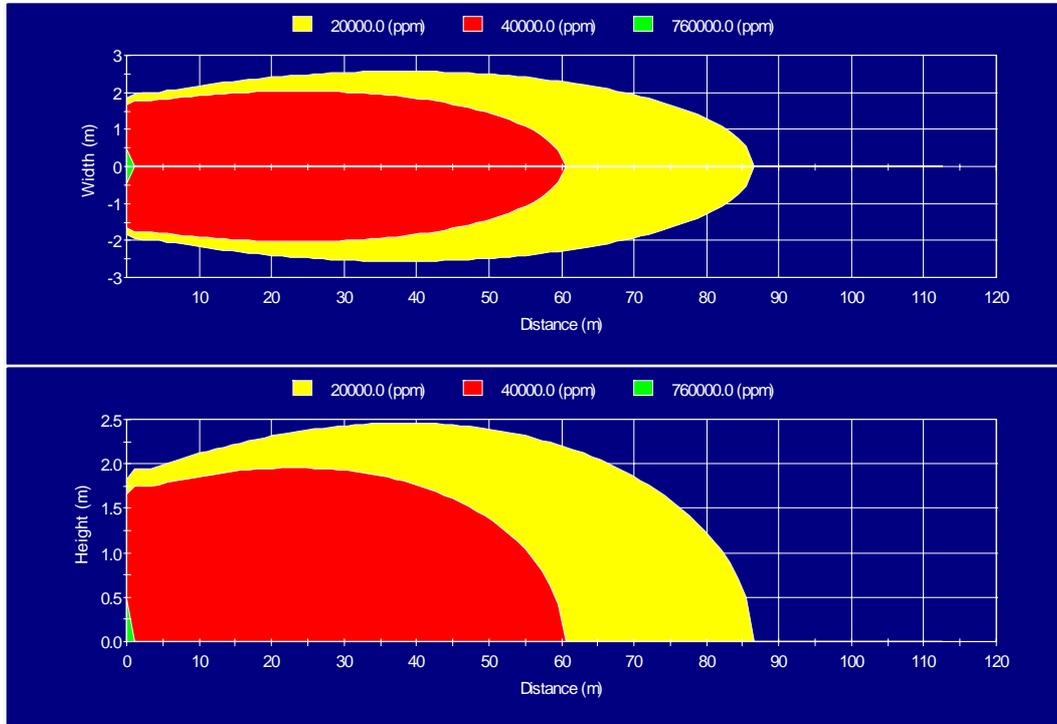


Figura 36 - Curve di Iso-concentrazione per la Dispersione di Idrogeno in caso di Emissione Istantanea del Contenuto di una Bombola dalla Fossa Idrogeno, come calcolata dal Codice TRACE 9.0, vento 2m/s, classe di Stabilità F. Massima estensione della Nuvola (Footprint).

La Figura 35 e la Figura 36 mostrano i risultati ottenuti per la meteorologia D5 ed F2 rispettivamente, mentre la Tabella sottostante mostra le massime distanze raggiunte dalla nuvola di idrogeno con concentrazioni pari a ½ LEL, LEL e UEL. per gli stessi casi. Le distanze corrispondenti ad ½ LEL sono anche le distanze di inizio letalità per un potenziale lampo di fuoco (Flash Fire).

Concentrazione	Distanze Massime (m)	
	D5	F2
½ LEL (20000 ppm)	45.3	85.5
LEL (40000 ppm)	32.3	60.4
UEL (760000 ppm)	0.2	1.0

Data l'esigua quantità di idrogeno in gioco, la nuvola ha però una durata molto limitata (circa 10 s). La dimensione massima della nube e la sua durata consentono di calcolare la probabilità di innesco ritardato seguendo il modello riportato nell'appendice 4.A del "Purple Book" TNO, utilizzando come probabilità massima 0.9 (corrispondente ad un luogo senza particolari protezioni). La probabilità si calcola allora di 0.32. Anche in questo caso, le conseguenze dell'innesco sono un Flash fire nel 60 % dei casi o una esplosione non confinata (all'esterno della fossa di stoccaggio) nel 40% dei casi.

6.3.2.3 Studio delle Conseguenze

È possibile ora costruire un albero degli eventi che, partendo dall'evento iniziatore, quantifichi le probabilità annue di accadimento di tutti i possibili scenari incidentali.

La Figura 37 riporta i risultati ottenuti, riassunti anche nella Tabella 28.

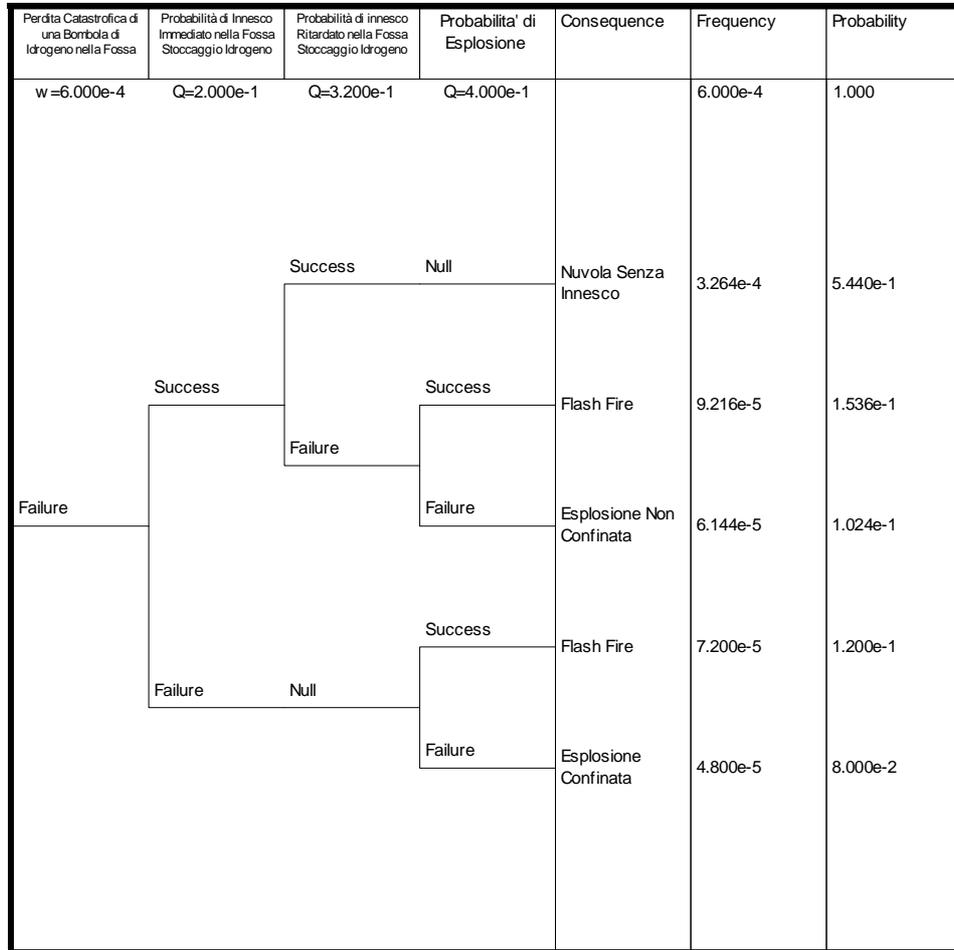


Figura 37 - Fossa di Stoccaggio dell'Idrogeno - Perdita Catastrofica da una Bombola di Idrogeno - Albero degli Eventi come calcolato dal Codice FT+.

Tabella 28 - Fossa di Stoccaggio dell'Idrogeno - Perdita Catastrofica da una Bombola di Idrogeno - Frequenza di Accadimento dei Singoli Scenari Incidentali Possibili

Scenario	Probabilità di Accadimento Annuo
Dispersione della Nuvola di Idrogeno senza Innesco	3.264E-04
Flash Fire	1.624E-04
Esplosione Confinata all'Interno della Fossa	4.800E-05
Esplosione Non Confinata	6.144E-05

6.3.2.3.1 Flash Fire

La Figura 35 e la Figura 36 riportano le curve di iso-concentrazione come "impronte" (footprint) lasciate dalla nuvola al suo passaggio. In altre parole, rappresentano la parte di impianto su cui la nuvola è

passata ancora avendo concentrazioni di interesse ($>$ di $\frac{1}{2}$ LEL), prima di diluirsi ulteriormente a causa del mescolamento con l'aria ambiente.

Quelle curve riproducono quindi l'area massima che può essere interessata dal fenomeno del lampo di fuoco, se si considera quella a $\frac{1}{2}$ LEL..

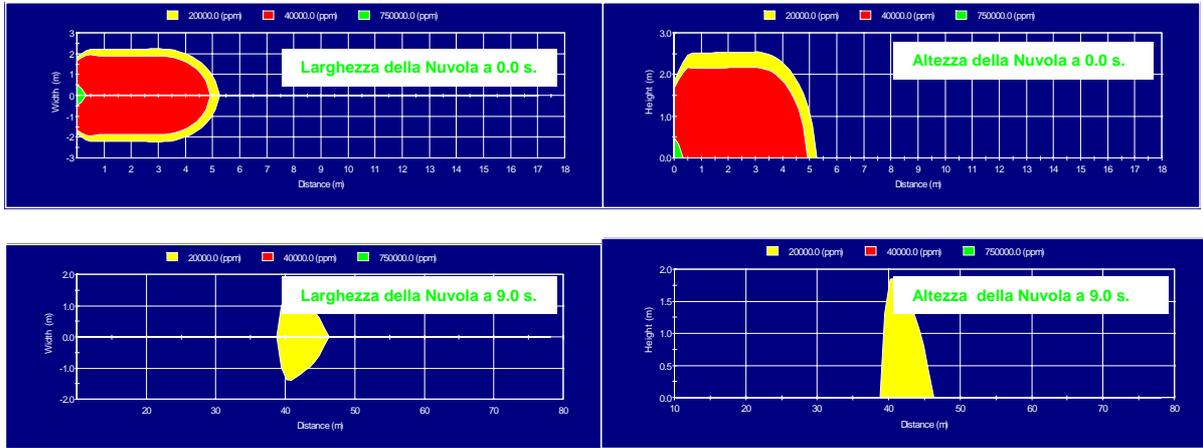


Figura 38 - Curve di Iso-concentrazione per la Dispersione di Idrogeno in caso di Emissione Istantanea del Contenuto di una Bombola dalla Fossa Idrogeno, come calcolata dal Codice TRACE 9.0, vento 5m/s, classe di Stabilità D. Istantanee (Snapshot) della nuvola a 0 e 9 s dopo l'inizio dell'incidente.

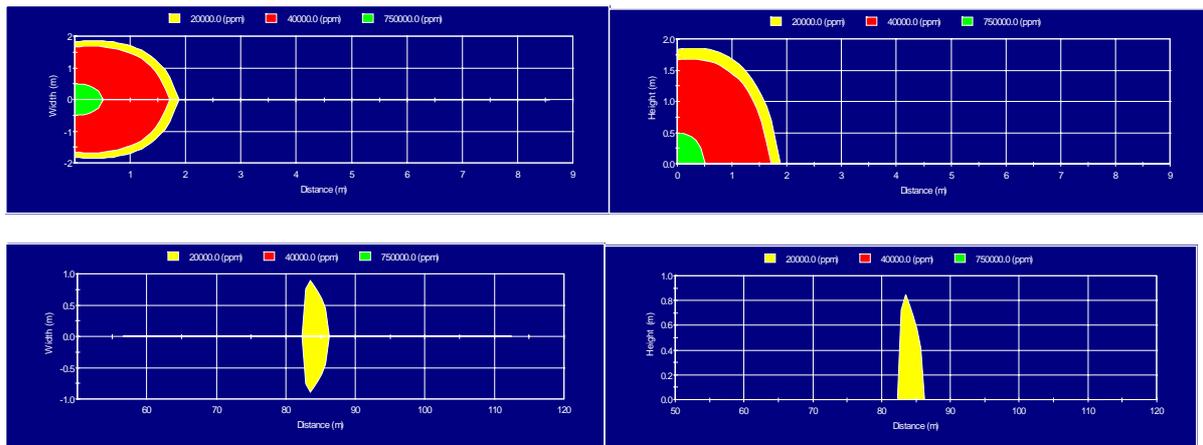


Figura 39 - Curve di Iso-concentrazione per la Dispersione di Idrogeno in caso di Emissione Istantanea del Contenuto di una Bombola dalla Fossa Idrogeno, come calcolata dal Codice TRACE 9.0, vento 2m/s, classe di Stabilità F. Istantanee (Snapshot) della nuvola a 0 e 42 s dopo l'inizio dell'incidente.

6.3.2.3.2 Esplosione Confinata e Non Confinata

L'esplosione confinata (VCE) di idrogeno avviene nel caso di innesco immediato della miscela, quindi ancora all'interno della fossa di stoccaggio, mentre quella non confinata (UVCE) in caso di innesco ritardato della nuvola, nei dintorni della fossa stessa.

La VCE è stata studiata utilizzando il modello CAM2 parte del codice FRED ditta Shell, già utilizzato in questo studio per la VCE nella zona della stazione di decompressione e riscaldamento del metano.

La fossa dell'idrogeno è stata modellata come una stanza di 12 m di Lunghezza, 4 m di larghezza e 4 m di altezza, munita di soffitto, completamente riempita con una miscela stechiometrica idrogeno/aria. Il codice ha supposto un grado di confinamento e di congestione di circa il 30 %, sia in altezza che in larghezza, per tenere conto della presenza, all'interno delle stanze dei pacchi bombola, che può causare un'ulteriore accelerazione della fiamma.

La Tabella 29 e la Figura 40 riportano i risultati ottenuti in termini di sovrappressione calcolata in funzione della distanza dal margine più esterno dell'esplosione.

Tabella 29 - Fossa di Stoccaggio dell'Idrogeno – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0

Sovrappressione (mbar)	Distanza (m)
30	206.0
70	106.0
140	62.35
300	35.69
600	22.03

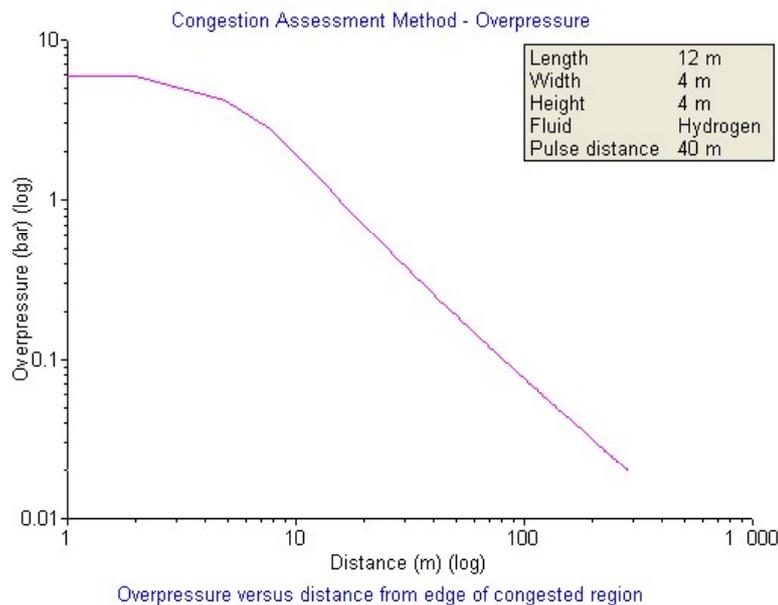


Figura 40 - Fossa di Stoccaggio dell'Idrogeno – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0

La UVCE è stata invece simulata utilizzando il modello TNO Multi-Energy presente nel codice FRED, e supponendo l'esplosione di 4.35 kg di TNT alla sua massima efficienza (curva multienergy n. 10).

La Figura 41 riporta i risultati ottenuti riportati sulla mappa. Un osservatore posto a 50 m di distanza dall'esplosione, subirebbe una sovrappressione di 50 mbar.

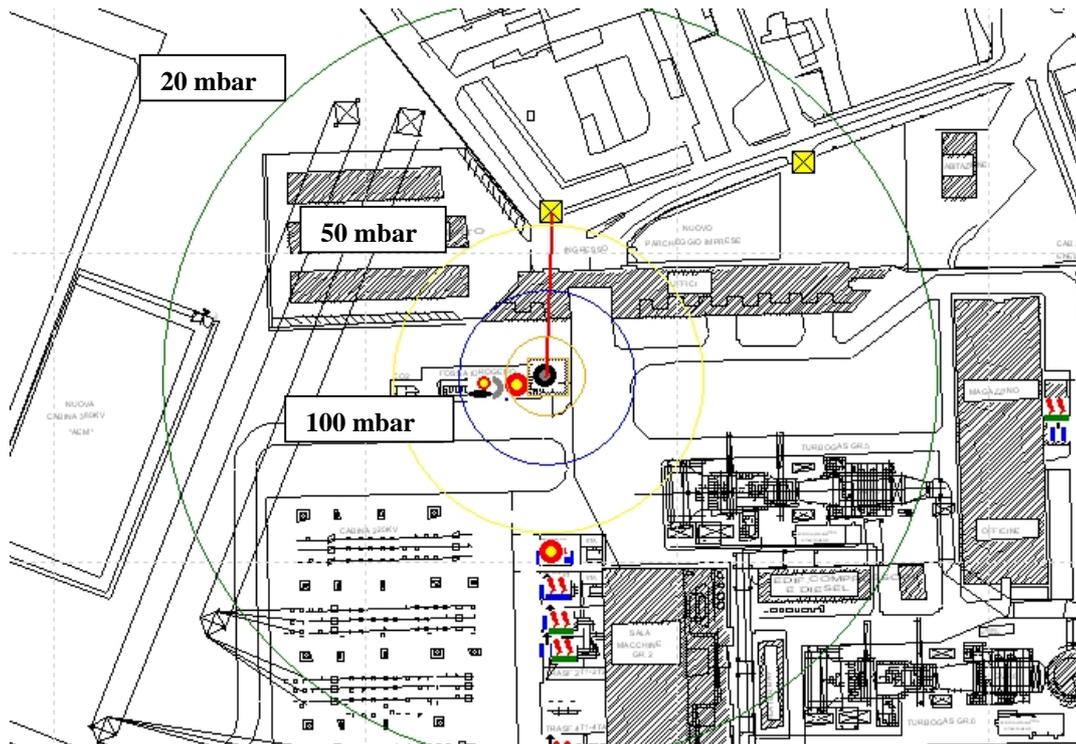


Figura 41 - Fossa di Stoccaggio dell'Idrogeno – UVCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0 con un modello Multienergy e TNT equivalente.

6.3.3 Perdita distribuita nel percorso di alimentazione Idrogeno (Cunicolo)

Tra la fossa di stoccaggio e la sala macchine esiste un cunicolo di servizio in cui sono poste 4 tubazioni di Idrogeno rispettivamente dei Gruppi 1, 4 5 e 6, di 2" di diametro, con pressioni di esercizio variabili tra 0.1 e 0.3 MPa. Il cunicolo è chiuso con dei piastroni di cemento, ed è posto vicino all'entrata carrabile della centrale.. Non esistono sfoghi naturali, né sensori di idrogeno.

6.3.3.1 Calcolo delle Perdite

Il cunicolo è lungo circa 140 m, e presenta un'area di 1.2 m x 1.3 m = 1.56 m². Il volume totale libero del cunicolo stesso è quindi di 218.5 m³. Le tubazioni d'Idrogeno sono lunghe 100 m circa l'una, per un totale di 400 m.

La tabella sottostante riporta il tasso di perdita della zona, e la sua divisione percentuale per diametri equivalenti di perdita.

Perdita di Metano nel Cabinato TG dei Gruppi 5&6							
Tasso di Perdita annuale	Pressione d'esercizio (MPa)	Diametro Equivalente di Perdita (mm)					
		10	25	50	60	100	> 100
7.005E-06/metro	0.1 ÷ 0.3	79.00%	13.00%	6.00%	2.00%	0.00%	0.00%

6.3.3.2 Probabilità d'Innesco

Si sono utilizzate le stesse probabilità del paragrafo precedente, cioè 0.2 come probabilità di innesco immediato e 0.32 come probabilità di innesco ritardato

6.3.3.3 Calcolo delle Conseguenze

Si possono in questo caso estrapolare i risultati della Figura 37, tenendo presente che in questo caso il tasso annuale di perdite risulta di $7.005E-06 \times 400 = 2.802E-03$ eventi/anno (vedere Tabella 30).

Tabella 30 - Cunicolo dell'Idrogeno - Perdita dalle Tubazioni di Idrogeno - Frequenza di Accadimento dei Singoli Scenari Incidentali Possibili

Scenario	Probabilità di Accadimento Annuo
Dispersione della Nuvola di Idrogeno senza Innesco	1.524E-03
Flash Fire	7.584E-04
Esplosione Confinata all'Interno del Cunicolo	2.242E-04
Esplosione Non Confinata	2.869E-04

6.3.3.3.1 Flash Fire

Il calcolo è stato effettuato supponendo l'emissione istantanea dal cunicolo di un volume di Idrogeno pari al volume del cunicolo stesso. Si è supposto che l'innesco avvenisse dopo 1 minuto dall'emissione, e che le condizioni meteorologiche fossero di tipo F2 (vento 2 m/s, Classe di Stabilità F – molto stabile) che sono le meno favorevoli per la dispersione della nuvola di Idrogeno.

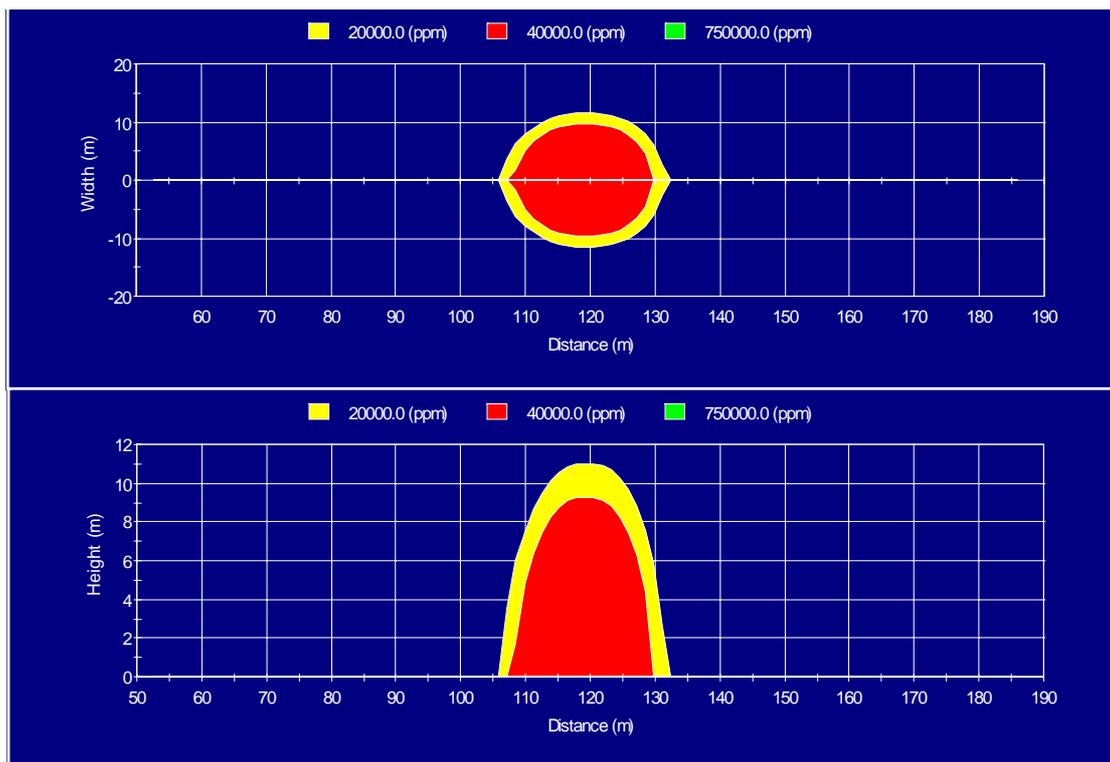


Figura 42 - Dispersione di Idrogeno da Rilascio Istantaneo dal Cunicolo Idrogeno – Larghezza (Width) e Altezza (Height) della Nuvola di Idrogeno come calcolata dal Codice TRACE 9.0

La Figura 42 riporta la posizione della nuvola rispetto al punto di emissione, come calcolata dal codice TRACE 9.0. Si può notare che, secondo TRACE, la nuvola si è già spostata a 120 m dal punto di emissione, è larga circa 30 m ad alta circa 11 m.

6.3.3.3.2 Esplosione Confinata e Non Confinata.

L'esplosione confinata (VCE) di idrogeno avviene nel caso di innesco immediato della miscela, quindi ancora all'interno del cunicolo di stoccaggio, mentre quella non confinata (UVCE) in caso di innesco ritardato della nuvola, nei dintorni del cunicolo stesso.

La VCE è stata studiata utilizzando il modello CAM2 parte del codice FRED ditta Shell, già utilizzato in questo studio per la VCE nella zona della stazione di decompressione e riscaldamento del metano.

Il cunicolo è stato modellato come una zona di 140 m di Lunghezza, 1.2 m di larghezza e 1.3 m di altezza, munita di soffitto, completamente riempita con una miscela stechiometrica idrogeno/aria. Il codice ha supposto un grado di confinamento e di congestione del 90 %, in altezza, in larghezza ed in lunghezza

La Tabella 31 e la Figura 43 riportano i risultati ottenuti in termini di sovrappressione calcolata in funzione della distanza dal margine più esterno dell'esplosione.

Tabella 31 - Cunicolo dell'Idrogeno – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0

Sovrappressione (mbar)	Distanza (m)
30	356.3
70	182.8
140	107.2
300	60.96
600	37.29

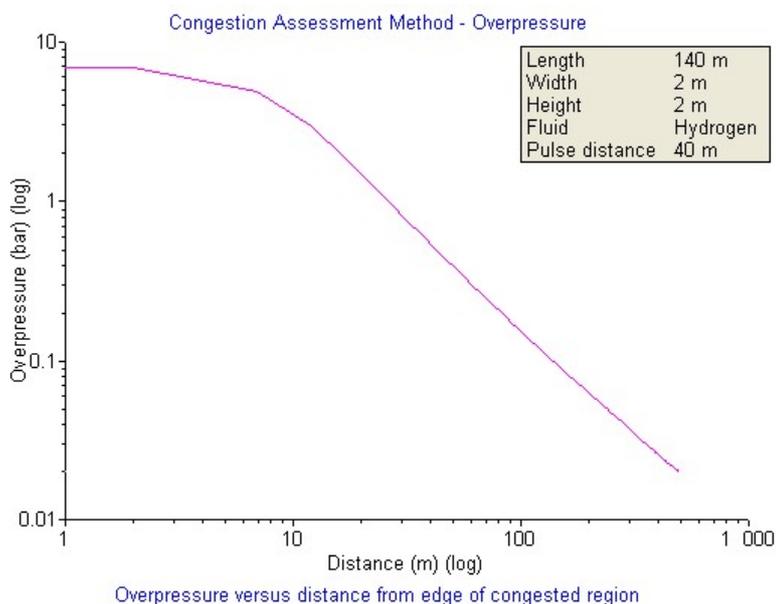


Figura 43 - Cunicolo dell'Idrogeno – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0

La UVCE è stata invece simulata utilizzando il modello TNO Multi-Energy presente nel codice FRED, e supponendo l'esplosione di 95 kg di TNT alla sua massima efficienza (curva multienergy n. 10).

La Figura 41 riporta i risultati ottenuti riportati sulla mappa. Un osservatore posto a 50 m di distanza dall'esplosione, subirebbe una sovrappressione di 171 mbar.

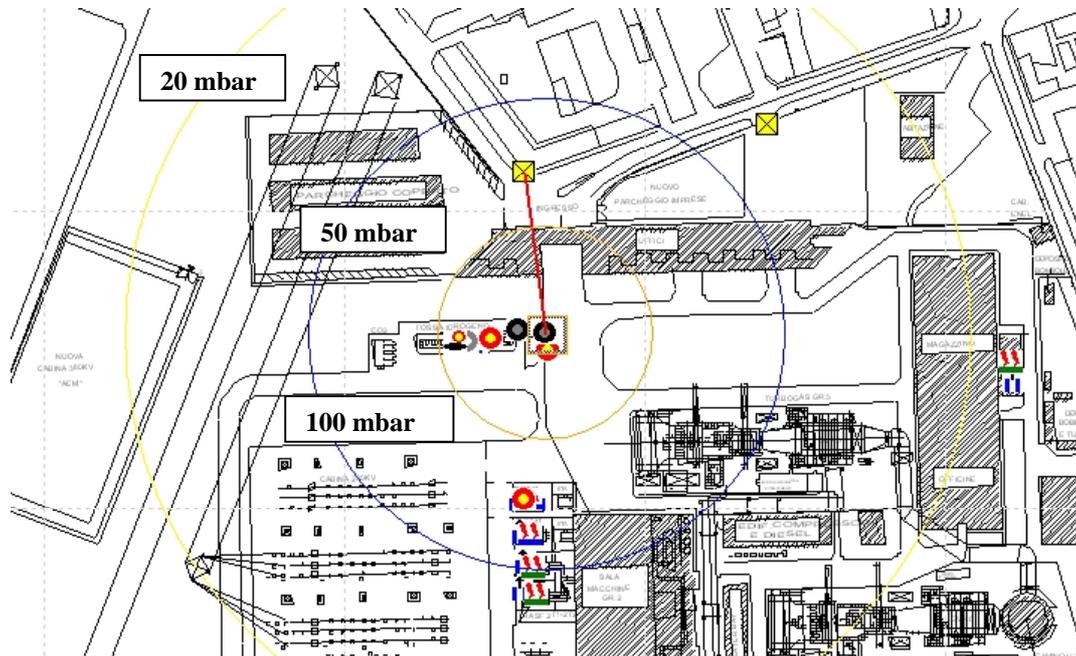


Figura 44 - Cunicolo dell'Idrogeno – UVCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0 con un modello Multienergy e TNT equivalente.

6.4 Sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina, relativo a tutti i gruppi

6.4.1 Introduzione

I sistemi di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina sono composti in generale da un serbatoio dell'olio e da un sistema di pompe e valvole che convogliano l'olio all'entrata dei cuscinetti della turbina e del generatore elettrico e dai loro relativi sistemi di controllo e protezione. Nei Gruppi 5 e 6, il sistema è allocato in un cabinato esterno al cabinato del TG, e che contiene anche il sistema di convogliamento del metano nei bruciatori. La tabella seguente riporta la quantità di olio lubrificante contenuta in ciascuno dei serbatoi in esame:

Descrizione	Massa D'Olio (kg)	Tipo D'Olio
Cassa Olio Lubrificazione Gruppo 5	23000	SHELL CC 32
Cassa Olio Lubrificazione Gruppo 6	23000	SHELL T 32

Tutti i cuscinetti ed i cabinati sono protetti da un potenziale incendio con sistemi di protezione antincendio. Un incendio nella zona dei cuscinetti può provocare un'escalation dell'incidente interessando anche il sistema di raffreddamento ad Idrogeno dei generatori elettrici. Limitatamente ai Gruppi 5&6, l'incendio al sistema di lubrificazione può essere provocato, nella zona del serbatoio dell'olio, anche da un incendio nella zona gas del cabinato.

6.4.2 Calcolo delle Probabilità degli Eventi Incidentali

La tabella seguente illustra per tutti i gruppi i potenziali eventi incidentali, i sistemi di protezione specifici ed i loro sensori di attuazione:

Evento Iniziatore	Sensore di Attuazione del Sistema di Protezione	Sistema di Protezione
1. Incendio Cuscinetti Generatore Gruppo 1	Cavo termosensibile	Elettrovalvola pneumatica antincendio a polvere
2. Incendio Idrogeno Gruppo 1 come effetto domino incendio cuscinetti	Sensore fumo + sensore temperatura	Antincendio
3. Incendio Cuscinetti Generatore Gruppo 2	Sensore temperatura + ampolle	Antincendio
4. Incendio Idrogeno Gruppo 2 come effetto domino incendio cuscinetti	Sensore temperatura + ampolle	Antincendio
5. Incendio cuscinetti TG4	Sensori Temperatura, logica 2 su 3	Antincendio CO ₂
6. Incendio cuscinetti TG5	Sensori Temperatura, logica 2 su 3	Antincendio CO ₂
7. Incendio cuscinetti TG6	Sensori Temperatura, logica 2 su 3	Antincendio CO ₂
8. Incendio Cassa olio lubrificazione GR1	Cavo termosensibile + sensore di fumo	Antincendio
9. Incendio Cassa olio lubrificazione GR2	Sensore di temperatura + ampolla	Antincendio
10. Incendio Cassa olio riserva GR1 e GR2	Cavo termosensibile	Antincendio
11. Incendio cassa olio cabinato olio/gas gruppo 5 anche per effetto domino da incendio comp. metano	Rivelatori di alta temperatura Duplex 1oo2	Elettrovalvola pneumatica antincendio CO ₂
12. Incendio cassa olio cabinato olio/gas gruppo 5 anche per effetto domino da incendio comp. metano	Rivelatori di alta temperatura Duplex 1oo2	Elettrovalvola pneumatica antincendio CO ₂

L'elenco è stato anche ricavato da un parziale studio HAZAN del sistema, relativo ai soli Gruppi 5 & 6, i cui dettagli sono riportati nel Capitolo 9.

Si può notare che, per tutti gli eventi incidentali della tabella, la probabilità di escalation dell'incidente è legata al realizzarsi contemporaneo dei seguenti eventi elementari:

1. Evento Iniziatore;
2. Fallimento del sistema di rivelazione;
3. Fallimento dell'Intervento del Sistema Antincendio.

6.4.2.1 Probabilità Evento Iniziatore

Il Riferimento [26] da come 1.40E-03 eventi/anno la frequenza di incendi all'interno dei cuscinetti di una turbina o un TG. La causa principale è il surriscaldamento del metallo antifrizione dei cuscinetti in caso forti vibrazioni o disassamento dell'albero della turbina.

Sempre il Riferimento [26] da invece come 1.60E-04 eventi/anno la frequenza di incendi nei serbatoi dell'olio. L'incendio dei serbatoi dell'olio è dovuto invece a fuoriuscita di olio, a causa ad esempio di rottura di tubazioni o di fessurazioni della cassa olio stessa, con susseguente innesco. Data l'alta temperatura di infiammabilità e la bassa tensione di vapore dell'olio alle temperature del serbatoio, la probabilità d'innesco è comunque molto bassa.

6.4.2.2 Fallimento del Sistema di Rivelazione

La tabella seguente riporta le probabilità annue di fallimento dei vari sistemi di rivelazione. I risultati di dettaglio degli alberi di avaria sviluppati per il calcolo (fonte = FTA) sono riportati nel Paragrafo 10.

Evento Iniziatore	Sensore di Attuazione del Sistema di Protezione	Probabilità di Fallimento del Sistema	
		eventi/anno	Fonte
1. Incendio Cuscinetti Generatore GR1	Cavo termosensibile	5.157E-02	[20]
2. Incendio Idrogeno GR 1 come effetto domino incendio cuscinetti	Sensore fumo + sensore temperatura	1.114E-04	FTA
3. Incendio Cuscinetti Generatore GR 2	Sensore temperatura + ampolle	1.112E-04	FTA

		Probabilità di Fallimento del Sistema	
4.	Incendio Idrogeno GR 2 come effetto domino incendio cuscinetti	Sensore temperatura + ampolle	1.112E-04 FTA
5.	Incendio cuscinetti TG4	Sensori Temperatura, logica 2 su 3	5.184E-04 FTA
6.	Incendio cuscinetti TG5	Sensori Temperatura, logica 2 su 3	5.184E-04 FTA
7.	Incendio cuscinetti TG6	Sensori Temperatura, logica 2 su 3	5.184E-04 FTA
8.	Incendio Cassa olio lubrificazione GR1	Cavo termosensibile + sensore di fumo	2.665E-03 FTA
9.	Incendio Cassa olio lubrificazione GR2	Sensore di temperatura + ampolla	1.112E-04 FTA
10.	Incendio Cassa olio riserva GR1 e GR2	Cavo termosensibile	1.112E-04 FTA
11.	Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR 5 anche per effetto domino da incendio comp. metano	Rivelatori di alta temperatura Duplex 1oo2	5.558E-04 FTA
12.	Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR5 anche per effetto domino da incendio comp. metano	Rivelatori di alta temperatura Duplex 1oo2	5.558E-04 FTA
13.	Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR 6 anche per effetto domino da incendio comp. metano	Rivelatori di alta temperatura Duplex 1oo2	5.558E-04 FTA
14.	Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR 6 anche per effetto domino da incendio comp. metano	Rivelatori di alta temperatura Duplex 1oo2	5.558E-04 FTA

6.4.2.3 Fallimento dell'Intervento del Sistema Antincendio

La tabella seguente riporta le probabilità annue di fallimento dei vari sistemi di Protezione. I risultati di dettaglio degli alberi di avaria sviluppati per il calcolo (fonte = FTA) sono riportati nel Paragrafo 10.

Evento Iniziatore	Sistema di Protezione	Probabilità di Fallimento del Sistema	
		eventi/anno	Fonte
1. Incendio Cuscinetti Generatore GR1	Elettrovalvola pneumatica antincendio a polvere	6.150E-03	[7]
2. Incendio Idrogeno GR 1 come effetto domino incendio cuscinetti	Antincendio	0.05	[21]
3. Incendio Cuscinetti Generatore GR 2	Antincendio	0.05	[21]
4. Incendio Idrogeno GR 2 come effetto domino incendio cuscinetti	Antincendio	0.05	[21]
5. Incendio cuscinetti TG4	Antincendio CO ₂	7.884E-03	[20]
6. Incendio cuscinetti TG5	Antincendio CO ₂	7.884E-03	[20]
7. Incendio cuscinetti TG6	Antincendio CO ₂	7.884E-03	[20]
8. Incendio Cassa olio lubrificazione GR1	Antincendio	0.05	[21]
9. Incendio Cassa olio lubrificazione GR2	Antincendio	0.05	[21]
10. Incendio Cassa olio riserva GR1 e GR2	Antincendio	0.05	[21]
11. Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR 5 anche per effetto domino da incendio comp. metano	Elettrovalvola pneumatica antincendio CO ₂	7.884E-03	[20]
12. Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR5 anche per effetto domino da incendio comp. metano	Elettrovalvola pneumatica antincendio CO ₂	7.884E-03	[20]
13. Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR 6 anche per effetto domino da incendio comp. metano	Elettrovalvola pneumatica antincendio CO ₂	7.884E-03	[20]
14. Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR 6	Elettrovalvola pneumatica	7.884E-03	[20]

		Probabilità di Fallimento del Sistema	
anche per effetto domino da incendio comp. metano	antincendio CO2		

6.4.2.4 Eventi Incidentali

Nel caso di eventi iniziatori “primari” (incendio, nel nostro caso), l’albero degli eventi è il seguente (esempio in Figura 45 nel caso di Incendio dei Cuscinetti del Generatore del Gruppo 1):

Incendio Cuscinetti GR1	Cavo Termosensibile fallisce ad Attivare Sistema Antincendio	Sistema Antincendio a Polvere Fallisce il Funzionamento - CCPS Pagina 208	Consequence	Frequency	Probability
w=1.400e-3	Q=5.157e-2	Q=6.150e-3		1.400e-3	1.000
	Success	Success	Normale, in Automatico	1.320e-3	9.426e-1
Failure	Success	Failure	Incendio Catastrofico	8.167e-6	5.833e-3
	Failure	Null	Incendio Catastrofico	7.219e-5	5.157e-2

Figura 45 - Incendio dei Cuscinetti del Generatore del Gruppo 1 – Albero degli Eventi come Calcolato dal Codice FT+.

La frequenza annua di incendio catastrofico è la somma tra 8.167E-06 eventi/anno e 7.219E-05 eventi/anno, cioè 8.035E-05 eventi/anno. Nel caso di incidenti dovuti ad effetto domino di altri incidenti, occorre aggiungere un “Escalation Factor (EF)” che tenga conto che non tutti i possibili incidenti primari danno necessariamente luogo ad effetti domino. Si può scegliere cautelativamente un fattore 0.1 (uno ogni dieci incidenti primari causa un incidente secondario). L’albero degli eventi diventa quindi come segue (esempio in Figura 46 nel caso di Incendio del Sistema dell’Idrogeno del Gruppo 1 come effetto domino causato dall’incendio dei cuscinetti). La probabilità annua di incendio catastrofico è la somma tra 6.999E-06 eventi/anno e 1.560E-08 eventi/anno, cioè 7.015E-06 eventi/anno.

Incendio Cuscinetti Generatore GR1 $w=1.400e-3$	Fattore di Propagazione dell'Incidente dai Cuscinetti al Sistema H2 $Q=1.000e-1$	Sistema di Rivelazione Incendio GR1 Idrogeno Fallisce a Funzionare $Q=1.114e-4$	Sistema Antincendio a Diluivo Fallisce II Funzionamento $Q=5.000e-2$	Consequence	Frequency	Probability
Success Null Null				Nessuna Propagazione dell'Incidente	1.400e-3	1.000
Failure						
Failure				Normale, in Automatico	1.260e-3	9.000e-1
Success						
Failure				Incendio Catastrofico	1.330e-4	9.499e-2
Success						
Failure				Incendio Catastrofico	6.999e-6	4.999e-3
Failure						
Failure				Incendio Catastrofico	1.560e-8	1.114e-5
Success						

Figura 46 - Incendio del Sistema dell'Idrogeno del Gruppo 1 come effetto domino causato dall'incendio dei cuscinetti - Albero degli Eventi come Calcolato dal Codice FT+.

Tabella 32 - Sistema di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti di turbina, relativo a tutti i gruppi – Calcolo delle Conseguenze – Probabilità di Accadimento Annue.

Evento Iniziatore	Conseguenze (Eventi/Anno)		
	Intervento Corretto Protezioni	Incendio Catastrofico	Nessuna Propagazione Incidente
1. Incendio Cuscinetti Generatore GR1	1.320E-03	8.036E-05	N.A.
2. Incendio Idrogeno GR 1 come effetto domino incendio cuscinetti	1.330E-04	7.015E-06	1.260E-03
3. Incendio Cuscinetti Generatore GR 2	1.330E-03	7.015E-05	N.A.
4. Incendio Idrogeno GR 2 come effetto domino incendio cuscinetti	1.330E-04	7.015E-06	1.260E-03
5. Incendio cuscinetti TG4	1.388E-03	1.176E-05	N.A.
6. Incendio cuscinetti TG5	1.388E-03	1.176E-05	N.A.
7. Incendio cuscinetti TG6	1.388E-03	1.176E-05	N.A.
8. Incendio Cassa olio lubrificazione GR1	1.516E-04	8.405E-06	N.A.
9. Incendio Cassa olio lubrificazione GR2	1.520E-04	8.017E-06	N.A.
10. Incendio Cassa olio riserva GR1 e GR2	1.520E-04	8.017E-06	N.A.
11. Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR 5 anche per effetto domino da incendio comp. metano	1.031E-06	8.773E-09	9.360E-06
12. Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR5 anche per effetto domino da incendio comp. metano	1.494E-05	1.271E-07	1.356E-04

Evento Iniziatore	Conseguenze (Eventi/Anno)		
	Intervento Corretto Protezioni	Incendio Catastrofico	Nessuna Propagazione Incidente
13. Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR 6 anche per effetto domino da incendio comp. metano	1.031E-06	8.773E-09	9.360E-06
14. Incendio cassa olio cabinato olio/gas GR 6 anche per effetto domino da incendio comp. metano	1.494E-05	1.271E-07	1.356E-04

La Tabella 32 riporta i risultati ottenuti per tutti gli eventi iniziatori. Si noti come la probabilità di incendio catastrofico risultano molto basse per tutti gli eventi iniziatori considerati.

6.4.3 Calcolo delle Conseguenze

Le caratteristiche di un tipico olio lubrificante adatto a turbine a gas (SHELL T 32) sono riportate di seguito, come ricavate dal Riferimento [22] :

Viscosità a 40°C	mm ² /s	30
Punto di Scorrimento	°C	< -12
Punto di Infiammabilità	°C	205
Densità a 15 °C	Kg/l	0.865

Questo olio è stato simulato all'interno del codice FRED con il fluido standard denominato "Lubricating Oil – Turbine", con le seguenti caratteristiche:

Peso Molecolare 384.5 kg/kmol

Componenti	Wt.Fr	Mol.Fr	Crit.T	Crit.P	Mol.Wt	At.BP	Fr.Pt	H.Comb
	norm.	norm.	°C	bara	kg/kmol	°C	°C	kJ/kg
1-Tetratriacontene	0.3721	0.3	603.7	7.312	476.9	481.7	70.5	44019.9
1-Triacontene	0.3283	0.3	580	8.239	420.8	449.1	62.4	44042.7
1-Tetracosene	0.2626	0.3	535.2	10.14	336.6	390.2	45.3	44092
n-Decane	0.037	0.1	344.7	20.73	142.3	174.1	-29.64	44628

Dove:

Wt. Fr.	Frazione in Massa
Mol.Fr.	Frazione Molare
Crit. T	Temperatura Critica
Crit. P	Pressione Critica
Mol.Wt	Peso Molecolare
At. Bp	Punto di Ebollizione a Pressione Atmosferica
Fr.Pt	Punto di Congelamento a Pressione Atmosferica
H.Comb.	Calore di Combustione

Siccome il fluido possiede una temperatura di ebollizione a pressione atmosferica molto alta, la sua dispersione in atmosfera come vapori è molto improbabile alle temperature di esercizio. Le conseguenze ipotizzabili sono quindi:

- Incendio di pozza nel caso di cuscinetti e casse d'olio;
- Incendio d'Idrogeno nel caso di effetto domino (eventi iniziatori 2 e 4);
- Incendio di pozza nel caso di effetto domino nel cabinato olio nei gruppi 5 e 6.

6.4.3.1 Incendio di pozza nel caso di cuscinetti e casse d'olio

Si riporta come esempio la simulazione dell'incendio di pozza (Pool Fire) del Cabinato gas/olio del Gruppo 6. simulato con il codice FRED 4.

Il serbatoio dell'olio è stato simulato come un rettangolo di 3m di larghezza e 6 m di lunghezza. La situazione meteorologica scelta è la solita con 5 m/s, classe di stabilità D. Per massimizzare la lunghezza della fiamma, il vento è stato diretto come normale al lato più lungo dell'incendio.

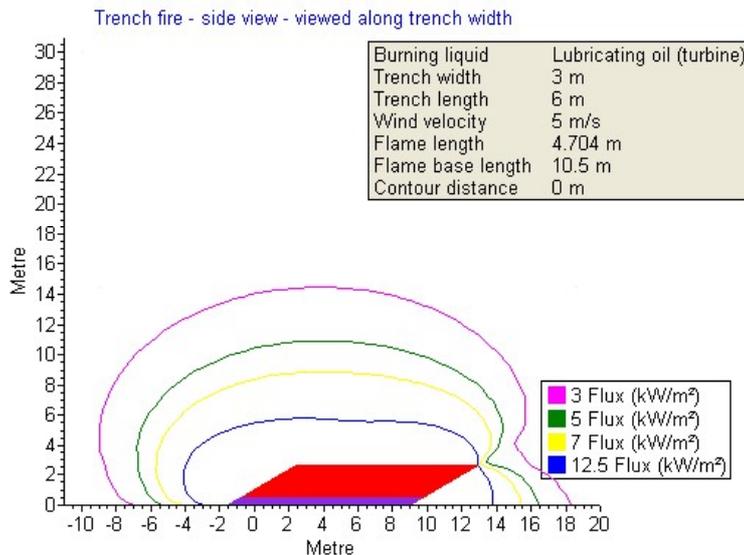


Figura 47 - Cabinato Gas/Olio del TG – Gruppo 6 – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista di Fianco.

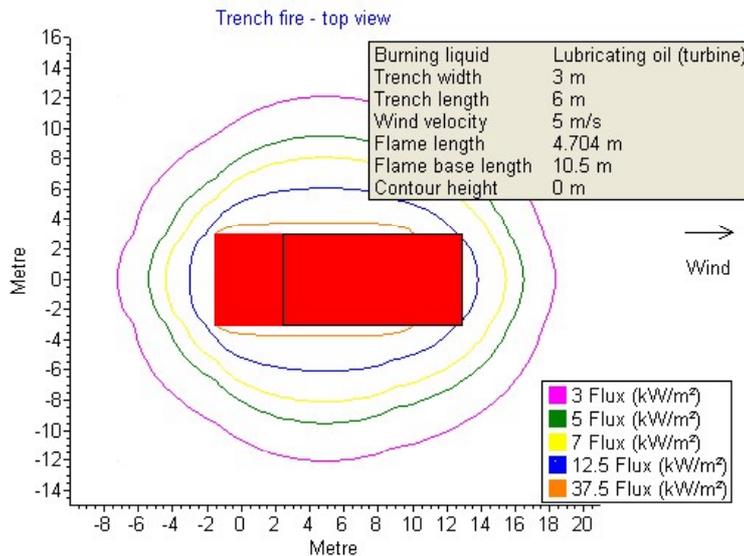


Figura 48 - Cabinato Gas/Olio del TG – Gruppo 6 – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta.

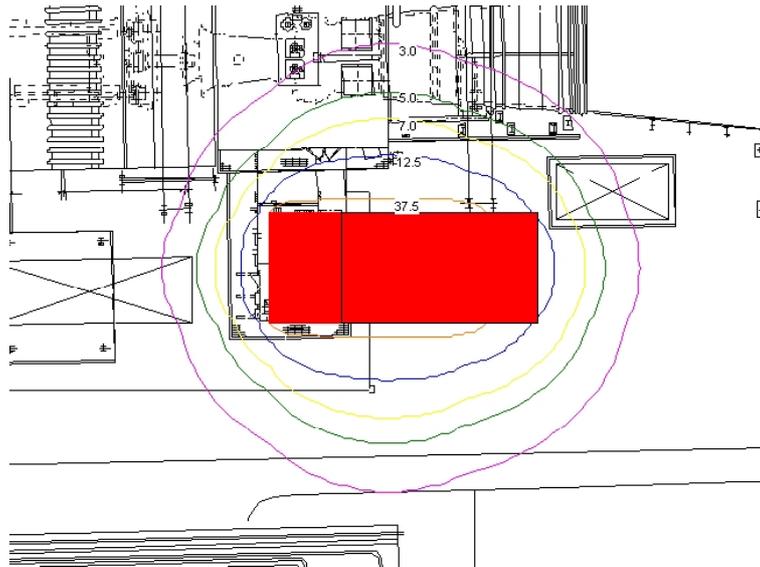


Figura 49 - Cabinato Gas/Olio del TG – Gruppo 6 – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta sovrapposta alla mappa della centrale.

La Figura 47 e la Figura 48 mostrano i risultati ottenuti, in termini di lunghezza della fiamma e curve di iso-flusso termico, mentre la Figura 49 presenta gli stessi risultati sovrapposti alla mappa della centrale.

6.4.3.2 Incendio di Idrogeno

Si può ipotizzare in questo caso che l'incendio sia causa di una perdita d'idrogeno dalle tenute, indebolite dall'alta temperatura dell'incendio nelle vicinanze. L'incendio avviene in questo caso all'interno del cabinato insonorizzante del TG, avente le seguenti dimensioni indicative:

lunghezza	12 m,
larghezza	9 m,
altezza	10.7 m.

Il codice FRED ha simulato la dispersione per fiamma orizzontale, e foro equivalente d'uscita di 50 mm. Il vento è stato posto a 0.5 m/s, per simulare la ventilazione forzata del cabinato stesso, con stabilità B (instabile).

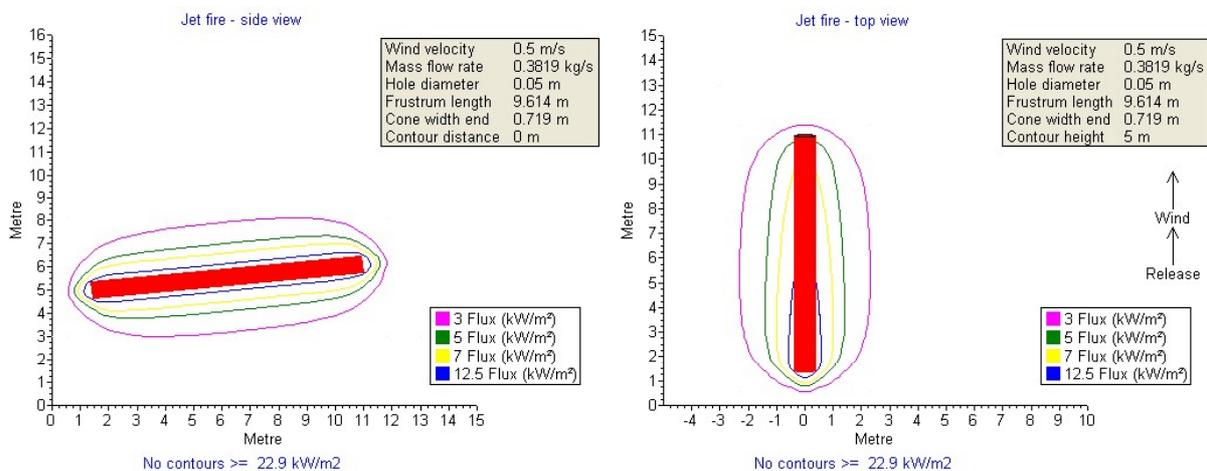


Figura 50 - Incendio del Sistema Idrogeno – TG Gruppo 6 – Jet Fire come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta (top view) e di fianco (side view).

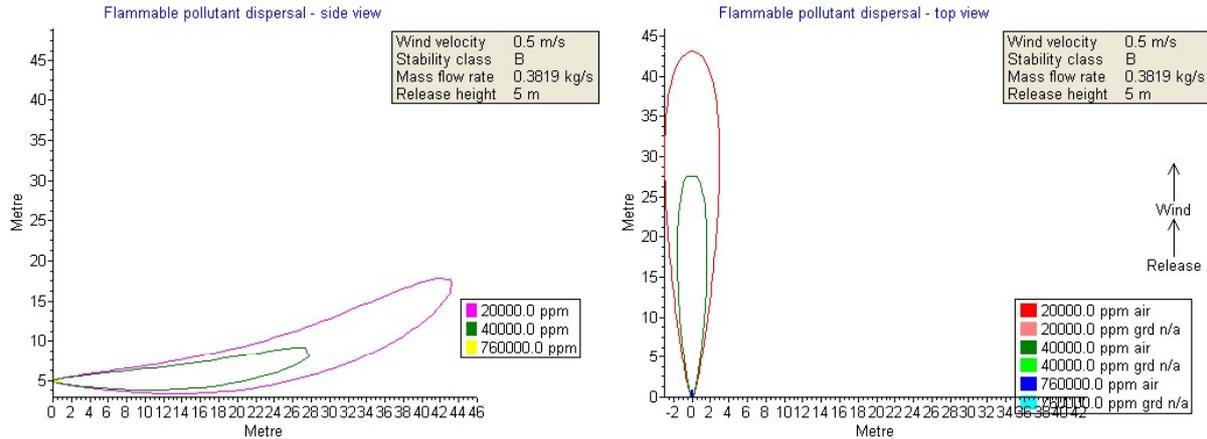


Figura 51 - Incendio del Sistema Idrogeno – TG Gruppo 6 – Dispersione come Calcolata dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta (top view) e di fianco (side view).

La Figura 50 e la Figura 51 riportano i risultati ottenuti in termini rispettivamente del Jet Fire e della dispersione. Si noti che la torcia non raggiunge flussi termici stazionari maggiori di 22.9 kW/m². Questo flusso termico è normalmente insufficiente a provocare gravi danni strutturali ai cabinati insonorizzanti.

6.5 Magazzino di stoccaggio degli oli

Il magazzino di stoccaggio degli oli presenta come unico incidente possibile un incendio causato dalla perdita di olio da uno dei 48 contenitori stoccati (4 piani da 12 contenitori l'uno) con susseguente innesco. Il sistema di protezione è costituito da una rete di 8 rivelatori, di cui 4 rivelatori di fumo e quattro rivelatori di calore. Una logica 1oo8 (un rivelatore su otto) porta all'allarme di evacuazione, una logica 2oo8 (due rivelatori su otto) aziona un sistema di antincendio a schiuma formato da due treni in parallelo, in grado di saturare completamente di schiuma il volume del magazzino. La carica di schiumogeno è sufficiente per tre azionamenti.

6.5.1 Calcolo della Probabilità di accadimento

Il verificarsi di un incendio all'interno del magazzino di stoccaggio oli è quotato nel riferimento [26] come 1.40E-04 eventi anno.

Un albero delle avarie è stato sviluppato per tenere conto del potenziale fallimento del sistema di sensori sia in caso di allarme che in caso di azionamento schiumogeno e del sistema di allarme o del sistema di antincendio, supponendo come criterio di successo per quest'ultimo che entrambi i treni di schiumogeno fossero necessari per lo spegnimento dell'incendio.

La Figura 52 e la Figura 53 riportano i due alberi di guasto sviluppati. In entrambi i casi, come tutte le volte che esistevano elementi ridondanti, si è anche tenuto conto della presenza di avarie di modo comune, simulate con il modello chiamato "del fattore β" (Beta Factor Model). I fattori beta utilizzati nello studio sono stati dedotti dal riferimento [20] come il 4% del tasso di guasto per avarie indipendenti.

Le probabilità di fallimento dei sistemi calcolate sono rispettivamente 4.020E-03 /domanda per il mancato allarme e 1.574E-02 /domanda per il mancato azionamento di entrambi i sistemi di schiumogeno.

I tassi di avaria complessivi sono quindi:

$$1.40E-04 * 4.020E-03 = 5.628E-07 \text{ eventi/anno}$$

per incendio con mancato azionamento allarme e

$$1.40E-04 * 1.574E-02 = 2.204E-06 \text{ eventi/anno}$$

per incendio con mancato azionamento di entrambi i treni di schiumogeno

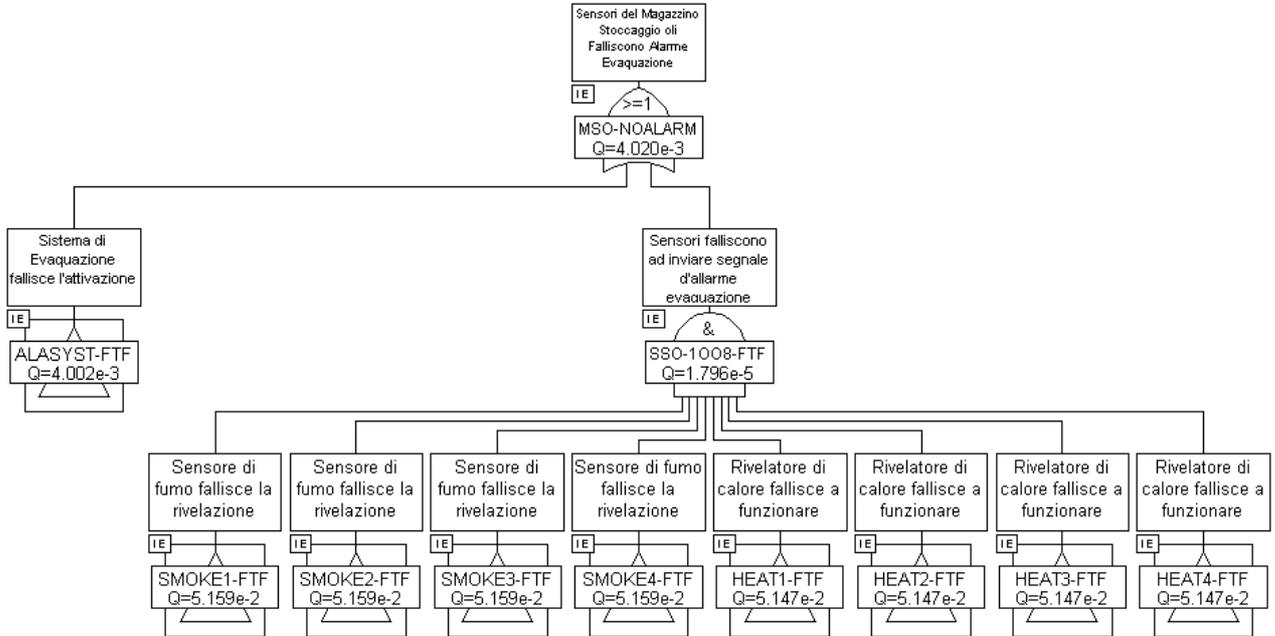


Figura 52 - Incendio nel Magazzino Stoccaggio Oli – Logica di Allarme 1008 come calcolata dal codice FT+.

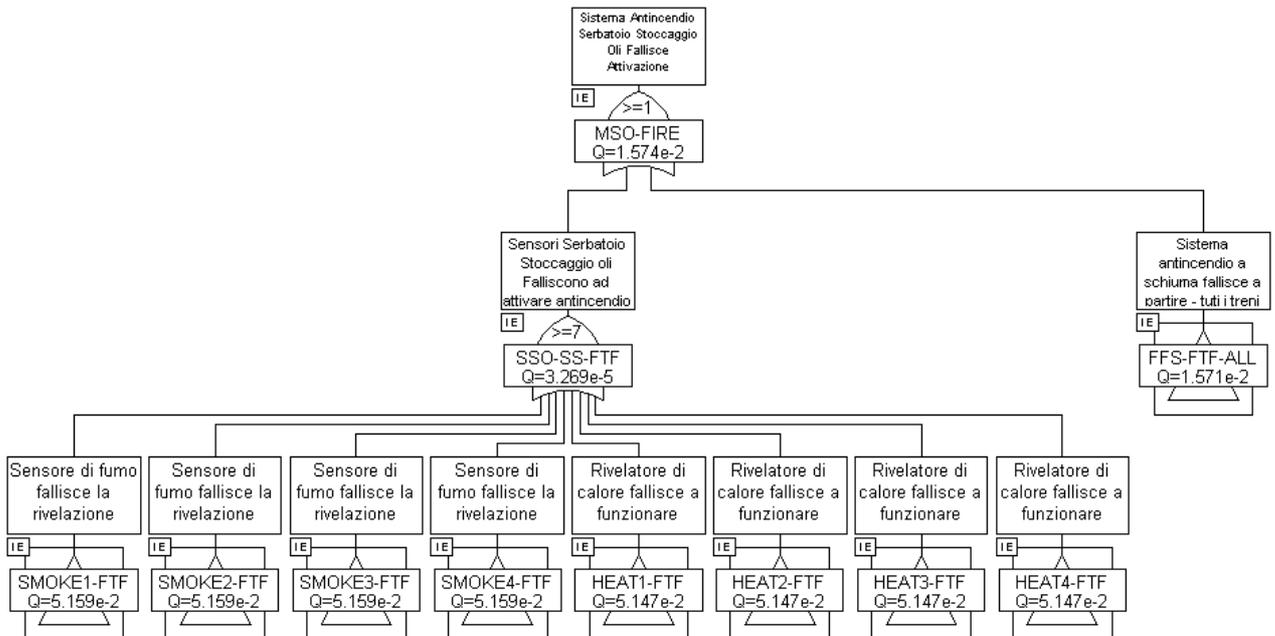


Figura 53 - Incendio nel Magazzino Stoccaggio Oli – Logica di Azionamento Schiumogeno 2008 come calcolata dal codice FT+.

6.5.2 Calcolo delle Conseguenze

Si è ipotizzato in questo un pool fire delle dimensioni di 15.9 m di lunghezza e 7.15 m di larghezza, utilizzando come fluido “Lubricating Oil (Turbine)”, le cui caratteristiche sono già state riportate precedentemente. Il vento è stato ancora scelto a 5 m/s, con classe di stabilità D. Per massimizzare la lunghezza della fiamma, il vento è stato diretto come normale al lato più lungo dell’incendio.

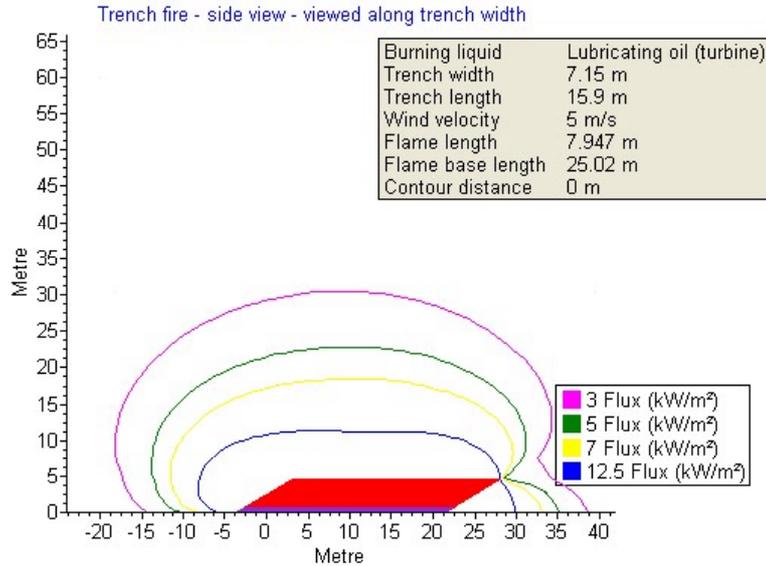


Figura 54 - Magazzino Stoccaggio Oli – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista di Fianco.

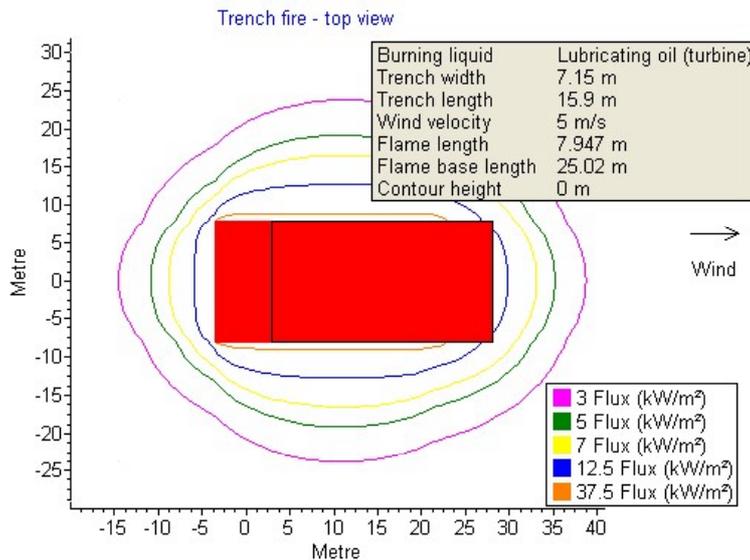


Figura 55 - Magazzino Stoccaggio Oli – Gruppo 6 – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta.

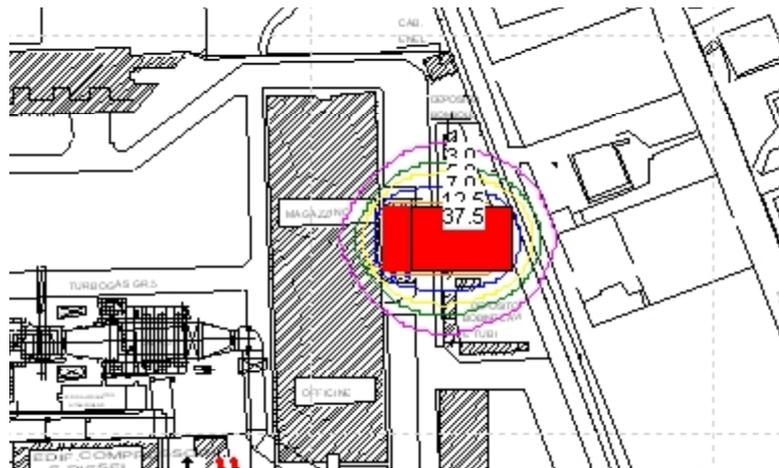


Figura 56 - **Magazzino Stoccaggio Oli – Incendio di Pozza come Calcolato dal Codice FRED 4.0. Vista in Pianta sovrapposta alla mappa della centrale.**

La Figura 54 e la Figura 55 mostrano i risultati ottenuti, in termini di lunghezza della fiamma e curve di iso-flusso termico, mentre la Figura 56 presenta gli stessi risultati sovrapposti alla mappa della centrale.

6.6 Diesel di emergenza

6.6.1 Introduzione

L'impianto è dotato di due sistemi diesel d'emergenza posti in un edificio collocato tra il Gruppo 5 ed il Gruppo 6. Ognuno è dotato di un serbatoio di 1.5 m³, con una vasca di raccolta delle eventuali perdite di gasolio delle seguenti dimensioni:

Lunghezza	2.4 m
Larghezza	1.8 m
Altezza	0.7 m
Volume	3.024 m ³

Non esiste nessun sistema di rilevamento di fumo, ma esiste un sistema antincendio semi-automatico, che può essere comandato dalla Sala Manovra o localmente su segnale di alta temperatura.

6.6.2 Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali

L'incidente ipotizzabile è sostanzialmente un incendio di pozza nella zona del serbatoio o nella zona del motore diesel stesso. L'incendio del serbatoio è limitato dalla presenza della vasca di raccolta ad un'area di 4.32 m², mentre l'incendio del diesel supponendo che tutto il gasolio presente (1.5 m³) produca una pozza alta 1 cm, può arrivare ad un'area massima di 150 m², ed è quindi l'incidente peggiore.

Il riferimento [9] quota la probabilità di perdita di 3.22E-02 eventi/anno, con la seguente distribuzione in diametro:

Perdita di Gasolio dal Diesel d'emergenza							
Tasso di Perdita annuale	Pressione d'esercizio (MPa)	Diametro Equivalente di Perdita (mm)					
		10	25	50	75	100	> 100
3.22E-03	Atmosferico	78 %	11 %	5 %	3 %	0 %	3 %

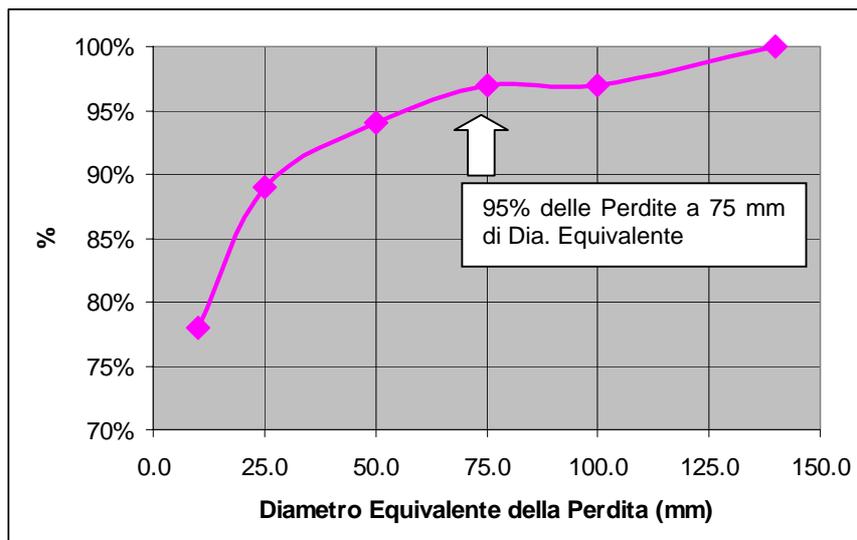


Figura 57 - Perdita di Gasolio dal Diesel d’Emergenza - Andamento della % del tasso annuo di perdite in funzione del diametro equivalente della perdita stessa.

6.6.3 Calcolo delle Conseguenze

La probabilità d’innesco è fissata in questo caso, analogamente a quanto detto al Paragrafo 6.2.3.2, a 0.065. Il limitato tasso di evaporazione del gasolio (il 2% in volume a 150 °C) rende molto improbabile la formazione di una nuvola in ambienti aperti per temperature inferiori ai 50 ÷ 55°C, e quindi la probabilità di VCE è trascurabile. Come detto, i diesel d’emergenza sono dotati di antincendio manuale di cui si può supporre un’entrata in funzionamento solo dopo 600 ÷ 900 s con la solita probabilità di non risposta di 4.810E-03. Agli effetti del calcolo, esiste quindi una probabilità annua di $3.22E-03 * 0.065 * (1 - 4.810E-03) = 2.083E-04$ eventi/anno di un incendio di durata \leq a 900 s, di $3.22E-03 * 0.065 * 4.810E-03 = 1.007E-06$ eventi/anno di un incendio con durata $>$ di 900 s, ed una probabilità di $3.22E-03 * (1 - 0.065) = 3.01E-03$ eventi/anno di una perdita di gasolio senza innesco. Si è simulato con il codice FRD 4.0 un incendio di pozza dell’area di 150 m², utilizzando il fluido “Gas-Oil” presente nella libreria di fluidi standard del codice, con le seguenti caratteristiche:

Componente	Frazione in Peso	Frazione Molare	Temperatura Critica °C	Pressione Critica bara	Peso Molecolare kg/kmol	Punto d’Ebollizione a Patm °C	Temperatura di Congelamento °C	Calore di Combustione kJ/kg
n-Eicosano	0.5118	0.4000	497.8	11.75	282.6	344.2	36.43	44242.4
n-Tetradecano	0.3593	0.4000	419.3	15.95	198.4	253.6	5.86	44409.1
n-Decano	0.1289	0.2000	344.7	20.73	142.3	174.1	-29.64	44628.0

Proprietà delle Fasi

	Vapore	Liquido
Peso Molecolare (kg/kmol)	0	220.8
Densità (kg/m ³)	0	774.4
Entalpia (kJ/kmol)	0	-74912.1
Entropia (kJ/kmol*K)	0	-137
Cv (kJ/kg*K)	0	1.738
Cp (kJ/kg*K)	0	2.251
Viscosità (e-3 kg/m*s)	0	3.241
Tensione Superficiale(e-3 N/m)	0	26.39

Tabella 33 - Pool Fire Diesel D'Emergenza - Risultati della Simulazione del Codice FRED 4.0.

Meteorologia	Lunghezza della Fiamma(m)	Angolo della Fiamma Rispetto alla Verticale (°)	Lunghezza della Fiamma alla Base (m)	Emissività Superficiale (kW/m ²)
5 m/s, Classe D	20.91	45.57	16.78	50.13
2 m/s, Classe F		19.64	14.25	

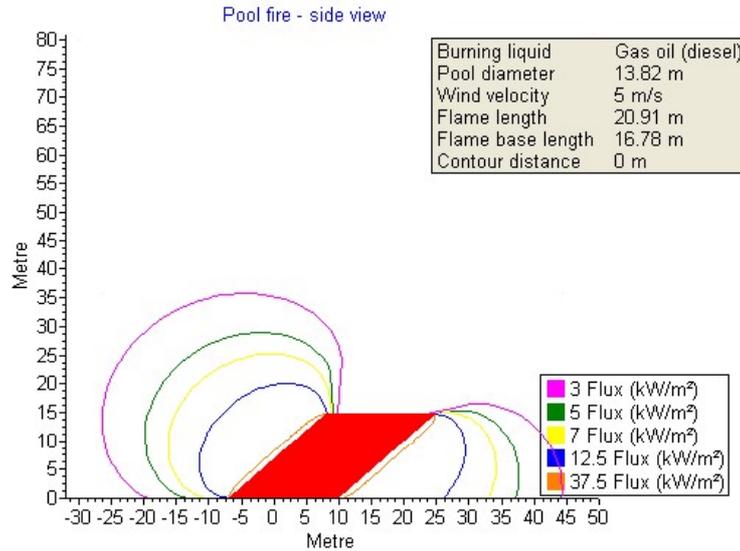


Figura 58 - Pool Fire Diesel D'Emergenza - Curve di iso-Flusso Termico come calcolate dal Codice FRED 4.0 - Vista di Fianco – Vento di 5m/s, Classe di Stabilità D.

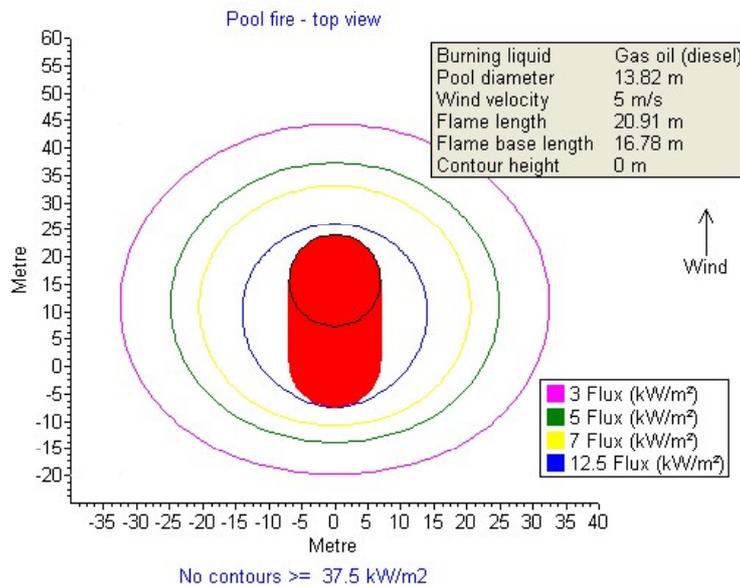


Figura 59.- Pool Fire Diesel D'Emergenza - Curve di iso-Flusso Termico come calcolate dal Codice FRED 4.0 - Vista in Pianta - Vento di 5m/s, Classe di Stabilità D.

La Tabella 33 riporta i risultati ottenuti per le due situazioni meteorologiche D5 ed F2, mentre la Figura 58 e la Figura 59 riportano i risultati ottenuti in termini di curve di iso-flusso termico limitatamente alla situazione di vento di 5 m/s con classe di stabilità D (neutro).

6.7 Trasformatori elevatori di tutti i gruppi

6.7.1 Introduzione

All'interno della centrale sono presenti numerosi trasformatori (TR) di grande potenza:

- trasformatori elevatori di varia potenza dei Gruppi 1, 2, 4, 5 e 6;
- trasformatori ausiliari.

Tutti contengono grandi quantità di olio dielettrico, come riportato nella seguente Tabella 34:

Tabella 34 - Trasformatori della centrale di Cassano D'Adda- Tipologia e Contenuto d'olio

Descrizione Trasformatore	Sigla	Tipo di Olio	Quantità (kg)
Trafo di Macchina Gr 2/1	2T1	AGIP ITE 360	32500
Trafo di Macchina Gr 2/2	2T2	AGIP ITE 360	32500
Trafo di Macchina Gr 1	1T	AGIP ITE 360	31000
Trafo di Macchina Gr. 4	4t1	AGIP ITE 360	33500
Trafo Servizi di Gr. 4	4TA	AGIP ITE 360	15000
Trafo di Macchina Gr. 5	5T	AGIP ITE 360	40000
Trafo Servizi di Gr. 5	4TA	AGIP ITE 360	9000
Trafo di Macchina Gr. 6	6T	AGIP ITE 360	40000
Trafo Servizi di Gr. 6	6TA	AGIP ITE 360	9000

Come si nota, la quantità d'olio contenuta nei vari TR è largamente comparabile, e varia tra 31000 e 40000 kg per i trasformatori elevatori di macchina e tra i 9000 e 15000 kg per i trasformatori ausiliari.

Si è quindi deciso di eseguire una singola analisi per le due tipologie, ritenendoli addirittura uguali per quanto riguarda le esplosioni.

6.7.2 Modi di Guasto Rilevanti per lo Studio di Rischio Esterno

All'interno della cassa di un trasformatore elettrico possono verificarsi durante l'esercizio guasti di varia natura. Un'importante tipologia di guasto è costituita dallo scoccare di un arco elettrico interno; l'arco attraversa l'olio minerale dielettrico (isolante e refrigerante) che riempie la macchina, per una durata variabile fra i 50 e i 200 millisecondi, pari al tempo d'intervento delle protezioni. Per effetto dell'arco elettrico l'olio minerale viene surriscaldato lungo la linea d'arco fino ad innescare la reazione di pirolisi, ossia la scissione dell'olio in vari idrocarburi gassosi (in gran parte idrogeno ed acetilene) più una parte di carbonio allo stato solido (nerofumo). Tale reazione è caratterizzata dallo sviluppo di un notevole volume di prodotti gassosi ad alta temperatura; il conseguente repentino aumento di pressione all'interno del trasformatore porta in molti casi al cedimento strutturale della cassa (esplosione primaria), con conseguente perdita di tenuta per deformazione delle flange di giunzione o per lacerazione di saldature nei punti di maggior concentrazione delle sollecitazioni. L'alta pressione e la perdita di tenuta danno luogo ad una violenta dispersione, per effetto pneumatico, d'olio (in parte allo stato liquido ed in parte nebulizzato) frammisto ai prodotti gassosi della pirolisi.

La frazione liquida di olio ricade nell'area circostante il trasformatore dando origine ad un pool-fire in caso d'innescio di fiamma; la frazione nebulizzata, frammista ad idrogeno ed acetilene, si miscela con l'aria circostante formando un'atmosfera esplosiva. Qualora venga intercettata una fonte di ignizione, si innesca il processo di combustione dell'atmosfera esplosiva (esplosione secondaria), che può dar luogo a differenti manifestazioni fisiche in funzione della quantità di combustibile rilasciato e delle condizioni al contorno presenti: in particolare, la velocità e l'estensione del fronte di fiamma e l'entità delle sovrappressioni sono fortemente dipendenti dal grado di confinamento e di congestionamento dell'ambiente.

Recenti statistiche derivanti da prove di laboratorio [23] documentano che la probabilità di danneggiamento elettrico di un trasformatore di potenza soggetto a corto-circuito è superiore al 20%.

Dai dati in possesso di CESI [24] la probabilità di guasto primario (esplosione del trasformatore) in caso di cortocircuito è del $5 \div 10\%$ [25].

6.7.3 Metodologia d'Analisi

6.7.3.1 Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali

La probabilità di un incidente con esplosione del trasformatore elevatore e susseguente pool fire è stata tratta da fonti USNRC (US Nuclear Regulatory Commission) come uguale a $4.20E-03$ eventi/anno (MTBF di 238.1 anni) [26]. L'innesco dell'incendio di pozza susseguente all'esplosione è certo.

Le protezioni attive e passive installate su tutti i trasformatori di potenza sono le seguenti:

- impianto di spegnimento ad acqua frazionata di tipo a diluvio con intervento automatico tramite rete di rilevazione ad aria (l'intervento del sistema provocherà l'immediata apertura degli interruttori a monte ed a valle del trasformatore);
- confinamento del trasformatore tramite la realizzazione di apposite pareti laterali in c.a. progettate per garantire un'idonea resistenza al fuoco;
- vasca di raccolta olio munita di sistema rompifiamma a sifone.

La probabilità di fallimento dell'impianto di spegnimento ad acqua frazionata di tipo a diluvio è dell'ordine di 0.005 per domanda [21].

6.7.3.2 Calcolo delle Conseguenze

6.7.3.2.1 Esplosione di Gas

La rigorosa descrizione dell'esplosione primaria necessiterebbe una completa modellazione dei fenomeni chimico-fisici correlati al guasto interno ed alle modalità di cedimento della cassa a tutt'oggi impraticabile data da una parte l'intrinseca aleatorietà dei parametri caratterizzanti l'arco elettrico, e dall'altra la carenza di dati relativi a casi reali. Nella definizione degli scenari di riferimento alcuni parametri sono quindi prefissati in modo arbitrario; la significatività delle analisi effettuate richiede quindi in genere uno studio di sensitività, ossia la valutazione dell'entità della variazione dei risultati ottenuti in funzione della variazione dei dati assunti. L'aspetto maggiormente critico in tal senso riguarda la scelta dei parametri che caratterizzano la generazione dell'olio nebulizzato ed il rilascio dei gas durante l'esplosione primaria (cedimento della cassa), e il loro innesco. Il grado di incertezza può essere ridotto riferendosi ad uno scenario convenzionale ma conservativo, in cui l'intero quantitativo di olio nebulizzato e gas rilasciati si suppone essere miscelato in condizioni stechiometriche con l'aria nella zona circostante il trasformatore incidentato. Al reale processo di rilascio dei gas e dell'olio nebulizzato durante l'esplosione primaria si sostituisce quindi la definizione di una opportuna condizione iniziale di concentrazione dei combustibili. Per quanto riguarda i gas generati dalla pirolisi dell'olio all'interno della cassa, ricerche specifiche hanno consentito di definirne la composizione tipica riportata nella tabella seguente:

Gas	%Vol
Idrogeno	73.7
Acetilene	20.7
Metano	3.5
Etilene	2.1

Per la quantificazione dei gas generati è possibile in prima approssimazione utilizzare la seguente relazione:

$$\text{Vol} = \alpha E_a$$

dove $\alpha = 0.1 \text{ m}^3/\text{MJ}$ a 25°C e 1 bar ed E_a è l'energia d'arco. Quest'ultima dipende dalle caratteristiche del trasformatore, dalla corrente di cortocircuito e dai tempi di intervento delle protezioni. Per quanto riguarda i gas generati dalla pirolisi dell'olio per effetto dell'arco elettrico, in assenza di dati specifici ed in base ai valori disponibili per impianti analoghi si è ipotizzata un'energia d'arco di 100MJ. Si è inoltre ipotizzato che durante l'esplosione primaria del trasformatore venga rilasciato dalla cassa un quantitativo di olio nebulizzato tale da avere un calore di combustione pari a quattro volte quello dei gas generati dalla pirolisi.

Imponendo le condizioni di concentrazione stechiometrica per la composizione della miscela indicata si ottiene un volume netto iniziale dell'atmosfera esplosiva pari a 321 m^3 . Il quantitativo totale di combustibile è pari a 24.5 kg, di cui 3.6 kg di gas generati dalla pirolisi e 21 kg di olio nebulizzato, simulato come gas propano (citato letteralmente dal Riferimento [25]).

Nel modello di calcolo CAM2 del codice FRED 4.0 si è individuato un volume cubico di 7.5 metri di lato, parzialmente sovrapposto al volume del trasformatore incidentato in cui è stato associato il quantitativo di miscela combustibile sopra definito. Al volume si è associato un grado di congestionamento del 10% delle tre direzioni, per tenere conto della presenza di muri di contenimento ai lati.

La Tabella 35 e la Figura 60 riportano i risultati ottenuti in termini di sovrappressione calcolata in funzione della distanza dal margine più esterno dell'esplosione.

Tabella 35- Trasformatore Elevatore – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0

Sovrappressione (mbar)	Distanza (m)
30	54.73
70	30.26
140	2.741
300	0
600	0

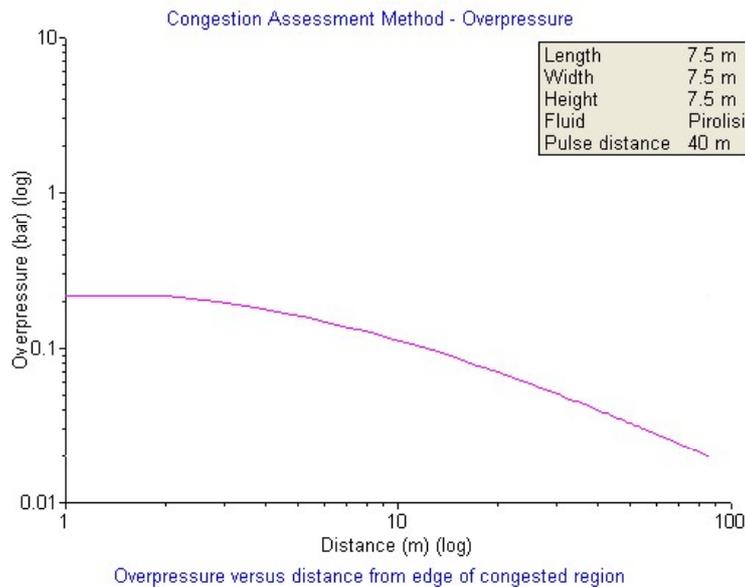


Figura 60 - Trasformatore Elevatore – VCE – Sovrappressione in funzione della distanza dal margine esterno dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0

I calcoli sono stati confrontati con quelli riportati nel Riferimento [25], eseguiti con il codice fluidodinamica tridimensionale FLACS, con buon accordo.

6.7.3.2.2 Pool Fire Trasformatore Elevatore.

Le caratteristiche dell'Olio dielettrico AGIP ITE 360 sono riportate di seguito, come ricavate dal Riferimento [27]:

Viscosità a 40°C	mm ² /s	13
Punto di Scorrimento	°C	-33
Punto di Infiammabilità	°C	148
Massa Volumica	Kg/l	0.890

All'interno del codice FRED non esiste un fluido identico a quello appena citato. Seguendo il consiglio della Shell Global Solutions [28], si è utilizzato il fluido "Lubricating Oil (Spindle)" che ha le seguenti caratteristiche:

Peso Molecolare 393 kg/kmol

Componenti	Wt.Fr	Mol.Fr	Crit.T	Crit.P	Mol.Wt	At.BP	Fr.Pt	H.Comb
	norm.	norm.	°C	bara	kg/kmol	°C	°C	kJ/kg
1-Triacontene	0.9638	0.9000	580	8.239	420.8	449.1	62.4	44042.7
n-Decano	0.0362	0.1000	344.7	20.73	142.3	174.1	-29.64	44628.0

Dove:

Wt. Fr.	Frazione in Massa
Mol.Fr.	Frazione Molare
Crit. T	Temperatura Critica
Crit. P	Pressione Critica
Mol.Wt	Peso Molecolare
At. Bp	Punto di Ebollizione a Pressione Atmosferica
Fr.Pt	Punto di Congelamento a Pressione Atmosferica
H.Comb.	Calore di Combustione

Si è simulata una perdita catastrofica (140 mm di diametro equivalente) susseguente all'esplosione del TR. Si è anche ipotizzato che il bacino di raccolta dell'olio sia sufficiente a raccogliere l'olio espulso dal TR. Lo spessore di pozza è stato scelto di 1 cm. Si è infine considerato che il vento fosse a 5 m/s, con classe di stabilità D, al fine di massimizzare la dimensione della fiamma.

La riporta le dimensioni dei bacini di raccolta per i vari TR oggetto dell'analisi:

Descrizione Trasformatore	Dimensioni del Bacino di Raccolta			
	Larghezza (m)	Lunghezza (m)	Area (m2))	Diametro Idraulico (m)
Trafo di Macchina Gr 2/1	7.0	10.5	73.5	9.7
Trafo di Macchina Gr 2/2	7.0	10.5	73.5	9.7
Trafo di Macchina Gr 1	5.9	8.2	48.38	7.8
Trafo di Macchina Gr. 4	6.6	10.3	67.98	9.3
Trafo Servizi di Gr. 4	5.1	6.7	34.17	6.6
Trafo di Macchina Gr. 5	6.7	6.9	46.23	7.7
Trafo Servizi di Gr. 5	4.9	6.2	30.38	6.2
Trafo di Macchina Gr. 6	6.7	6.9	46.23	7.7
Trafo Servizi di Gr. 6	4.9	6.2	30.38	6.2

Per limitazioni del codice FRED, le pozze sono state scelte circolari, con diametro equivalente al diametro idraulico dei bacini di contenimento.

La Tabella 36 riporta i risultati ottenuti, in termini di lunghezza della fiamma, angolo della fiamma rispetto alla verticale e lunghezza della fiamma alla base. Le Figure successive riportano invece, limitatamente al trasformatore elevatore (di macchina) del Gruppo 5, identico a quello del Gruppo 6, le viste di fianco ed in pianta del pool fire previsto dal codice FRED, assieme alle curve di iso-flusso termico per 3, 5, 7 e 12.5 kW/m².

Tabella 36 - Pool Fire Trasformatori di Potenza - Risultati della Simulazione del Codice FRED 4.0.

Descrizione Trasformatore	Lunghezza della Fiamma(m)	Angolo della Fiamma Rispetto alla Verticale (°)	Lunghezza della Fiamma alla Base (m)	Emissività Superficiale (kW/m ²)
Trafo di Macchina Gr 2/1	16.35	49.68	12.35	65.49
Trafo di Macchina Gr 2/2	16.35	49.68	12.35	65.49
Trafo di Macchina Gr 1	14.05	52.08	10.25	75.01
Trafo di Macchina Gr. 4	15.88	50.15	11.91	67.35
Trafo Servizi di Gr. 4	12.51	53.85	8.894	82.02
Trafo di Macchina Gr. 5	13.93	52.22	10.13	76.56
Trafo Servizi di Gr. 5	11.98	54.5	8.438	84.55
Trafo di Macchina Gr. 6	13.93	52.22	10.13	76.56
Trafo Servizi di Gr. 6	11.98	54.5	8.438	84.55

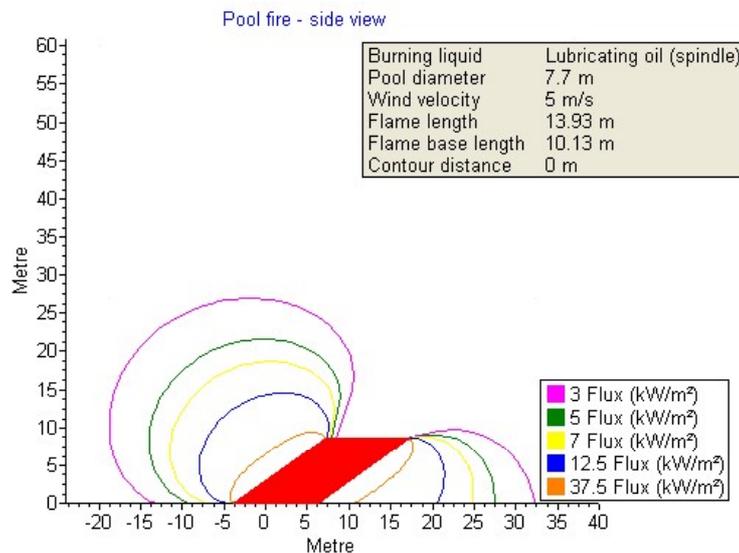


Figura 61 Pool Fire Trasformatore di Potenza - TR di Macchina Gruppo 5 - Curve di iso-Flusso Termico come calcolate dal Codice FRED 4.0 - Vista di Fianco.

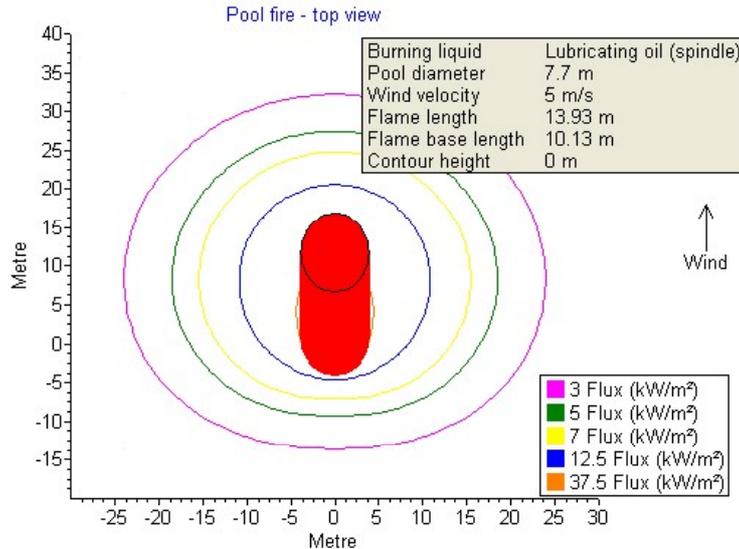


Figura 62 - Pool Fire Trasformatore di Potenza - TR di Macchina Gruppo 5 - Curve di iso-Flusso Termico al suolo come calcolate dal Codice FRED 4.0 - Vista in Pianta.

6.8 Trasformatori di misura (tensione e corrente) relativi ai sistemi di stazione a 220 kV e 380 kV

6.8.1 Introduzione

I trasformatori di misura ad alta ed altissima tensione sono soggetti a cedimenti improvvisi, le cui cause sono molto simili a quelle dei trasformatori di potenza e quindi, pur in scala limitata, gli incidenti a cui vanno incontro presentano la stessa tipologia. A causa di fenomeni di scariche parziali, avviene la pirolisi dell'olio dielettrico, con un notevole volume di prodotti gassosi. Il conseguente repentino aumento di pressione all'interno del contenitore del trasformatore di misura porta in molti casi al cedimento strutturale del contenitore. L'alta pressione ed il repentino cedimento strutturale danno luogo ad una violenta dispersione, per effetto pneumatico, di quasi tutto l'olio (in parte allo stato liquido ed in parte nebulizzato) frammisto ai prodotti gassosi della pirolisi.

L'effetto è la formazione di un lampo di fuoco (Flash Fire), poiché la limitata quantità d'olio (e quindi di prodotti gassosi di pirolisi) ed il posizionamento dei trasformatori all'aperto in posizione elevata inibiscono la possibilità di una esplosione.

6.8.2 Metodologia d'Analisi

6.8.2.1 Probabilità di accadimento dei possibili eventi incidentali

La stessa fonte USNRC citata precedentemente [26], dà come probabilità di accadimento un tasso di $1.1E-04$ eventi/anno per trasformatore di misura.

6.8.2.2 Calcolo delle Conseguenze

Il fenomeno è stato sviluppato assimilando il trasformatore di misura ad un contenitore di 1 m^3 contenente 0.5 m^3 (pari a circa 400kg) d'olio (simulato come butano) ed 0.5 m^3 di prodotti della pirolisi. Si è supposto un cedimento del contenitore allorché questo raggiunge una sovrappressione di 0.1 MPa..

Si è adottato la stessa composizione d'olio e di gas di pirolisi adottata per i trasformatori di potenza, ed il modello denominato "Vessel Burst" del Codice FRED 4.0, che è un modello che predice le conseguenze dell'esplosione di un contenitore in pressione contenente gas. Il modello è stato sviluppato da Baker et

Al. per i gas ideali e successivamente esteso a comportamenti non ideali, ed applica la teoria del Tubo da Onda D'Urto (Shock Tube) (equazione di Lees). La pressione iniziale così calcolata viene utilizzata come valore iniziale di curve di decadimento di pressione calcolate numericamente da Baker et (Si veda il Riferimento [29]).

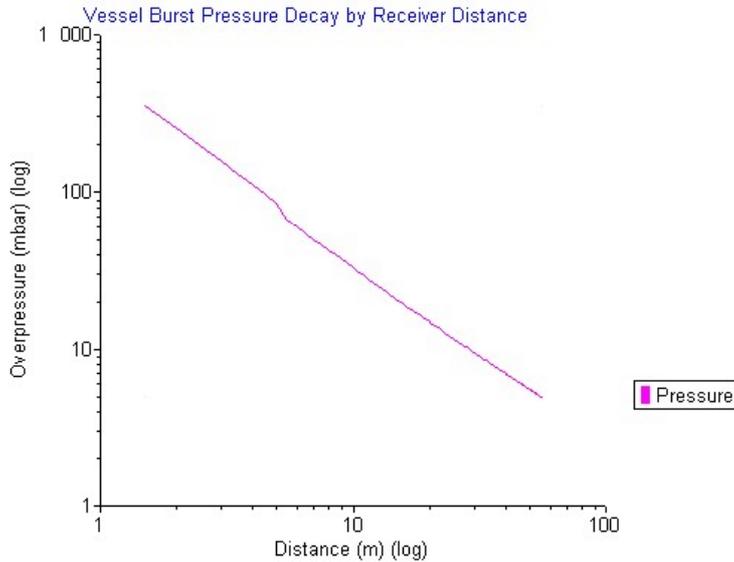


Figura 63 - Esplosione di Trasformatore di Misura (TA/TV). Sovrappressione in funzione della distanza dal centro dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0.

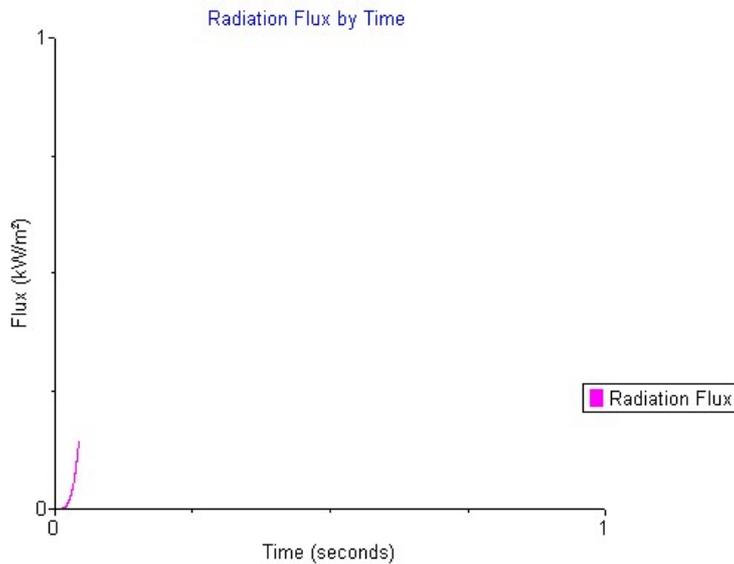


Figura 64 - Esplosione di Trasformatore di Misura (TA/TV). Flusso Termico in funzione della distanza dal centro dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0.

La Figura 63 e la Figura 64 riportano i risultati ottenuti, in termini rispettivamente di sovrappressione e flusso termico in funzione della distanza.

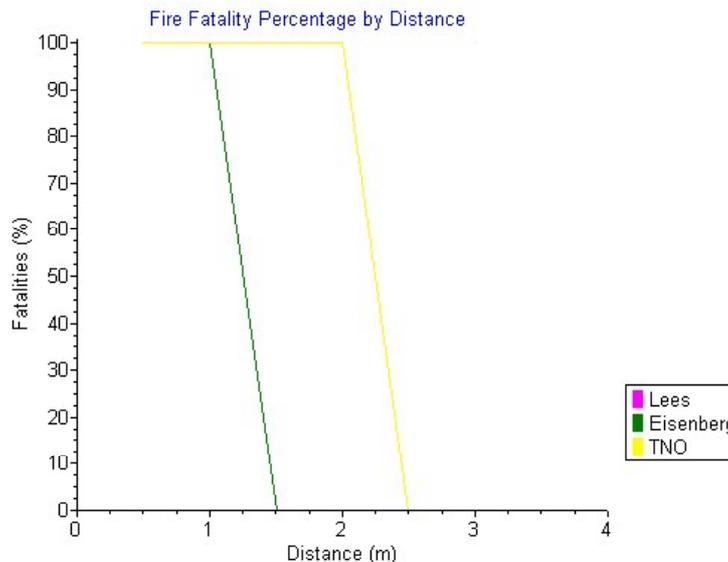


Figura 65 - Esplosione di Trasformatore di Misura (TA/TV). Percentuali di Eventi Fatali a causa della Radiazione Termica in funzione della distanza dal centro dell'esplosione come calcolata dal codice FRED 4.0, utilizzando funzioni di Probit di Lees, Eisenberg e TNO.

La Figura 65 riporta invece la percentuali di eventi fatali causati dal flusso termico, utilizzando diverse equazioni di vulnerabilità di tipo Probit (Lees, Eisenberg, TNO). Si nota che comunque la zona di fatalità è estremamente limitata, anche nel caso di un calcolo molto conservativo come quello effettuato, e non riguarda l'esterno della centrale stessa.

6.9 Sistema di trattamento delle acque reflue (oleose, acide a basiche)

6.9.1 Introduzione

I potenziali incidenti che saranno analizzati possono essere originati dal malfunzionamento dei macchinari o apparecchiature, da errata conduzione degli impianti (errore umano) e dal peggioramento dalle caratteristiche fisiche e/o chimiche dell'acqua da trattare.

6.9.2 Calcolo delle Probabilità di Accadimento degli Eventi Accidentali

Per la definizione dei potenziali incidenti non si è utilizzata un'analisi HAZAN, ma si è solo eseguita un'analisi sui possibili malfunzionamenti già riportati sul manuale operativo del sistema [30]. Sono stati individuati i seguenti eventi iniziatori:

- Alto livello vasca di accumulo acque oleose;
- Improvviso aumento di portata nella vasca di accumulo acque oleose;
- Sversamento in fogna di olio dal Serbatoio Recupero Oli A003;
- Alto PH nella vasca trappola.

6.9.2.1 Alto livello vasca di accumulo acque oleose

La prima sezione d'arrivo delle acque è costituita da una vasca a livello costante, dove si ha una prima separazione dell'olio dall'acqua. Quando sulla superficie della vasca a livello costante si è formato un velo d'olio di sufficiente spessore, un operatore deve provvedere al suo recupero in un serbatoio di accumulo (A001) mediante un disoleatore. Prima di effettuare l'operazione, l'operatore si deve assicurare che la pompa collegata al serbatoio (C006) sia predisposta per il funzionamento, che il filtro d'ingresso non sia intasato e che la valvola di collegamento tra il disoleatore ed il serbatoio sia aperta. Se il livello del serbatoio d'accumulo raggiunge un valore massimo di soglia, un galleggiante del misuratore di livello (LS-N003) aziona la C006 ed rilancia le acque oleose ai separatori API.

L'acqua, dopo aver percorso questa vasca, stramazza nel pozzetto di presa di due pompe (C004A e C004B) che rilanciano le acque oleose ai separatori API. La pompa C004A parte su segnale di alto livello (LS001), mentre la C004B su segnale di altissimo livello (LS011).

Nel caso di malfunzionamento di entrambe le pompe sia a causa del loro fallimento in partenza, sia del mancato funzionamento dei livellostati, le acque oleose stramazzano nel vicino pozzetto contenente il serbatoio di recupero oli A001, da cui la pompa C006, azionata in automatico dal livellostato di alto livello, rilancia le acque ai separatori API sino al massimo della sua portata. Nel caso di fallimento in partenza anche di questa pompa, le acque vengono inviate alla vasca di miscelazione finale. In questa vasca, prima di essere convogliate all'esterno, subiscono una serie di controlli, tra i quali esiste anche una misura della quantità sostanze oleose contenute. In caso di concentrazione troppo elevata, un allarme avverte la sala manovra, ed un operatore può riallineare alcune valvole manuali ed inviare, mediante due pompe (C031 e C033) le acque ad un grosso serbatoio di accumulo, limitando la quantità di olio immessa nel canale Muzza. Solo nel caso di fallimento di questa operazione, la quantità di olio immessa nel canale può essere rilevante.

Sulle base delle considerazioni sopra esposte, è stato sviluppato un albero degli eventi, riportato in Figura 66. La tabella seguente riporta invece le probabilità delle varie conseguenze, calcolate per domanda.

Conseguenza	Probabilità (per domanda)
Normale in Automatico o Manuale	0.9969
Sversamento di limitate quantità di acque oleose	1.617E-03
Sversamento di acque oleose	1.139E-04

6.9.2.2 *Improvviso aumento di portata nella vasca di accumulo acque oleose*

Un improvviso aumento della portata di acque oleose durante il processo di disoleazione può causare una tracimazione dell'olio recuperato dal serbatoio A001 in fogna, sia per il fallimento della pompa C006 alla partenza (guasto meccanico, mancato segnale di partenza, filtro intasato) sia per errato allineamento delle valvole manuali da parte dell'operatore.

Anche in questo caso si è sviluppato un albero degli eventi, riportato in Figura 67. La tabella seguente riporta invece le probabilità delle varie conseguenze, sempre calcolate per domanda.

Conseguenza	Probabilità (per domanda)
Normale in Automatico o Manuale	0.99996223
Sversamento di limitate quantità di acque oleose	6.110E-06
Sversamento di acque oleose	3.166E-05

6.9.2.3 *Sversamento in fogna di olio dal Serbatoio Recupero Oli A003*

Analogo sversamento di olio in fogna può realizzarsi nel caso di malfunzionamento del sistema di svuotamento (sensore LS006 + pompa C008) del serbatoio di recupero degli oli A003. Si tiene conto della presenza di un operatore durante la manovra (possibilità di attivare la pompa in manuale in caso di mancata partenza su segnale di lato livello).

In questi si è sviluppato solo un albero di avarie, riportato nella Figura 68. In questo caso, la probabilità di fallimento è 3.048E-02/domanda.

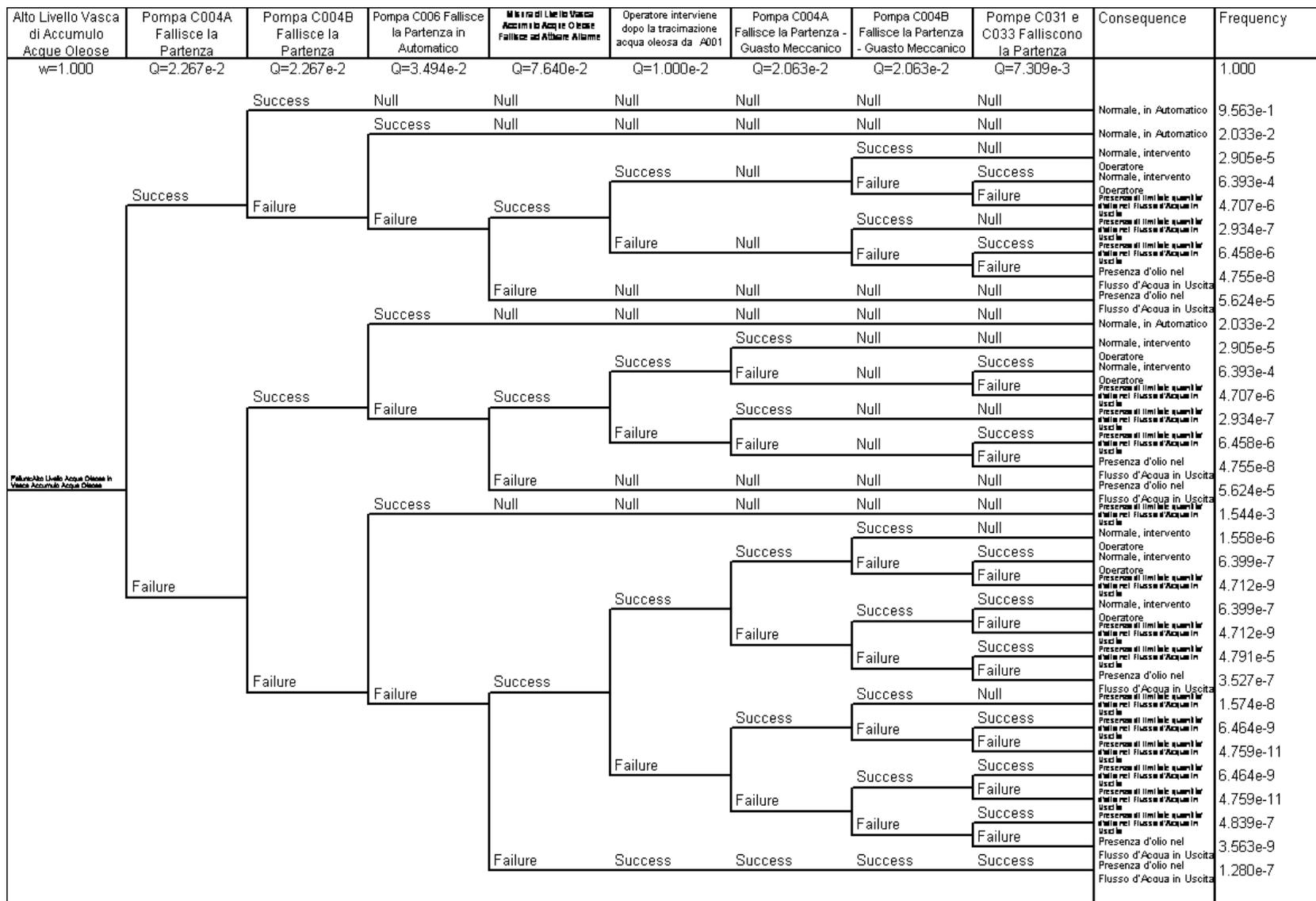


Figura 66 - Alto livello vasca di accumulo acque oleose – Albero degli Eventi

Improvviso aumento di portata nella vasca di accumulo acque oleose	Operatore chiamato lascia sia disoleatore assiale D017 che F003 in posizione errata	Pompa C006 Fallisce la Partenza in Automatico	Livello stato LSNO02 Fallisce ad Attivare Allarme di Attenzione Livello	Operatore interviene dopo la trascinazione acqua oleosa da A001	Pompa C006 Fallisce la Partenza - Guasto Meccanico	Consequence	Frequency	Probability
w=1.000	Q=1.081e-3	Q=3.494e-2	Q=6.563e-3	Q=1.000e-2	Q=2.759e-2		1.000	1.000
	Success	Null	Null	Null	Null	Normale, intervento Operatore	9.989e-1	9.989e-1
		Success	Null	Null	Null	Normale, in Automatico	1.043e-3	1.043e-3
				Success	Success	Presenza di limitate quantita' d'olio nel Flusso d'Acqua in Uscita	6.049e-6	6.049e-6
Failure				Failure	Failure	Presenza d'olio nel Flusso d'Acqua in Uscita	2.933e-5	2.933e-5
	Failure		Success		Success	Presenza di limitate quantita' d'olio nel Flusso d'Acqua in Uscita	6.110e-8	6.110e-8
		Failure		Failure	Failure	Presenza d'olio nel Flusso d'Acqua in Uscita	2.963e-7	2.963e-7
			Failure	Null	Null	Presenza d'olio nel Flusso d'Acqua in Uscita	2.028e-6	2.028e-6

Figura 67 - Improvviso aumento di portata nella vasca di accumulo acque oleose – Albero degli Eventi

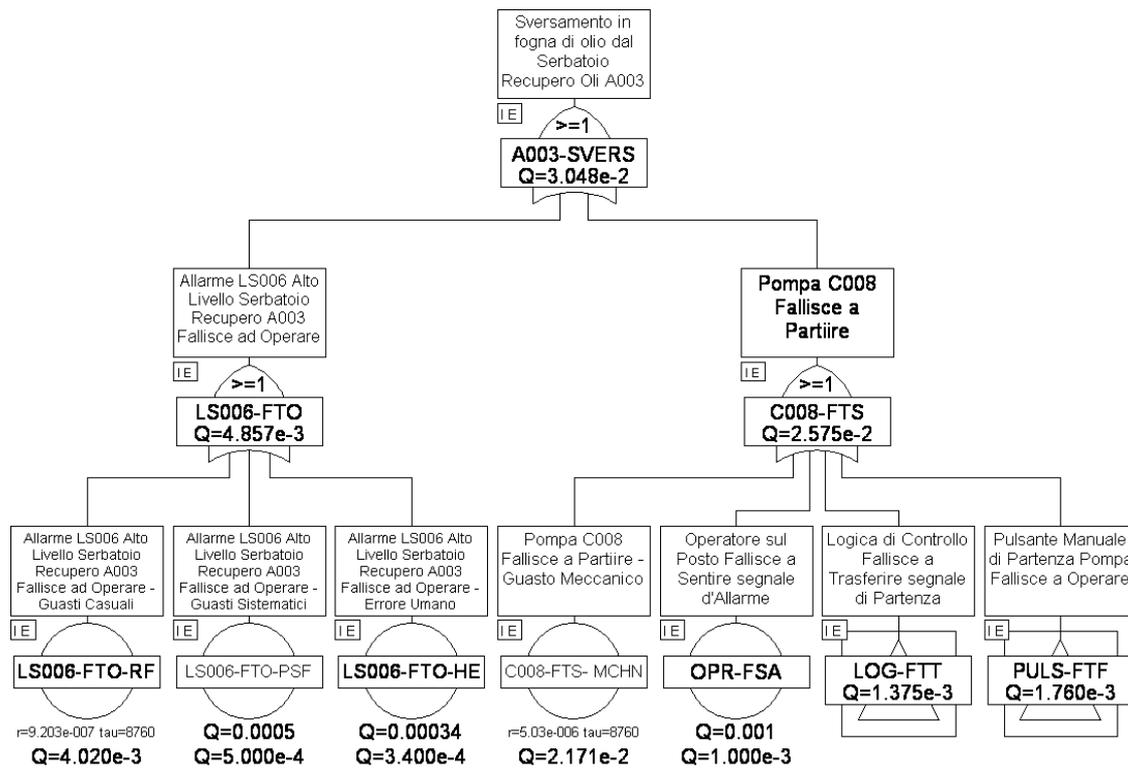


Figura 68 - Sversamento in fogna di olio dal Serbatoio Recupero Oli A003 – Albero di Avaria.

6.9.2.4 Alto PH nella vasca trappola.

Infine, si è simulato il caso di segnale di alto PH nella vasca trappola. Qui viene effettuata una misura di pH tramite una cella ad immersione (PHE-N304). Nel caso che il pH dell’acqua non sia compreso tra 6.5 pH e 8.5 pH, vengono avviate due pompe C019A e C019B che ricircolano l’acqua al serbatoio di accumulo di acque acide e basiche A007.

Si tiene conto della presenza, a valle della vasca trappola, nella vasca di miscelazione finale, di un altro misuratore di pH (PHE-N305) che attiva un allarme e l’intervento di un operatore che può riallineare una serie di valvole manuali al fine di ricircolare l’acqua in uscita al serbatoio A007 sia mediante la pompa C019A/B (se il sensore di pH ha fallito la loro attivazione) sia mediante le pompe C031 e C033 in caso guasto meccanico delle pompe C019A/B. La Figura 69 riporta l’albero degli eventi sviluppato.

La tabella seguente riporta invece le probabilità delle varie conseguenze, sempre calcolate per domanda.

Conseguenza	Probabilità (per domanda)
Normale in Automatico o Manuale	0.999198
Sversamento di limitate quantità di acque basiche/acide	4.657E-04
Sversamento di acque basiche/acide	3.363E-04

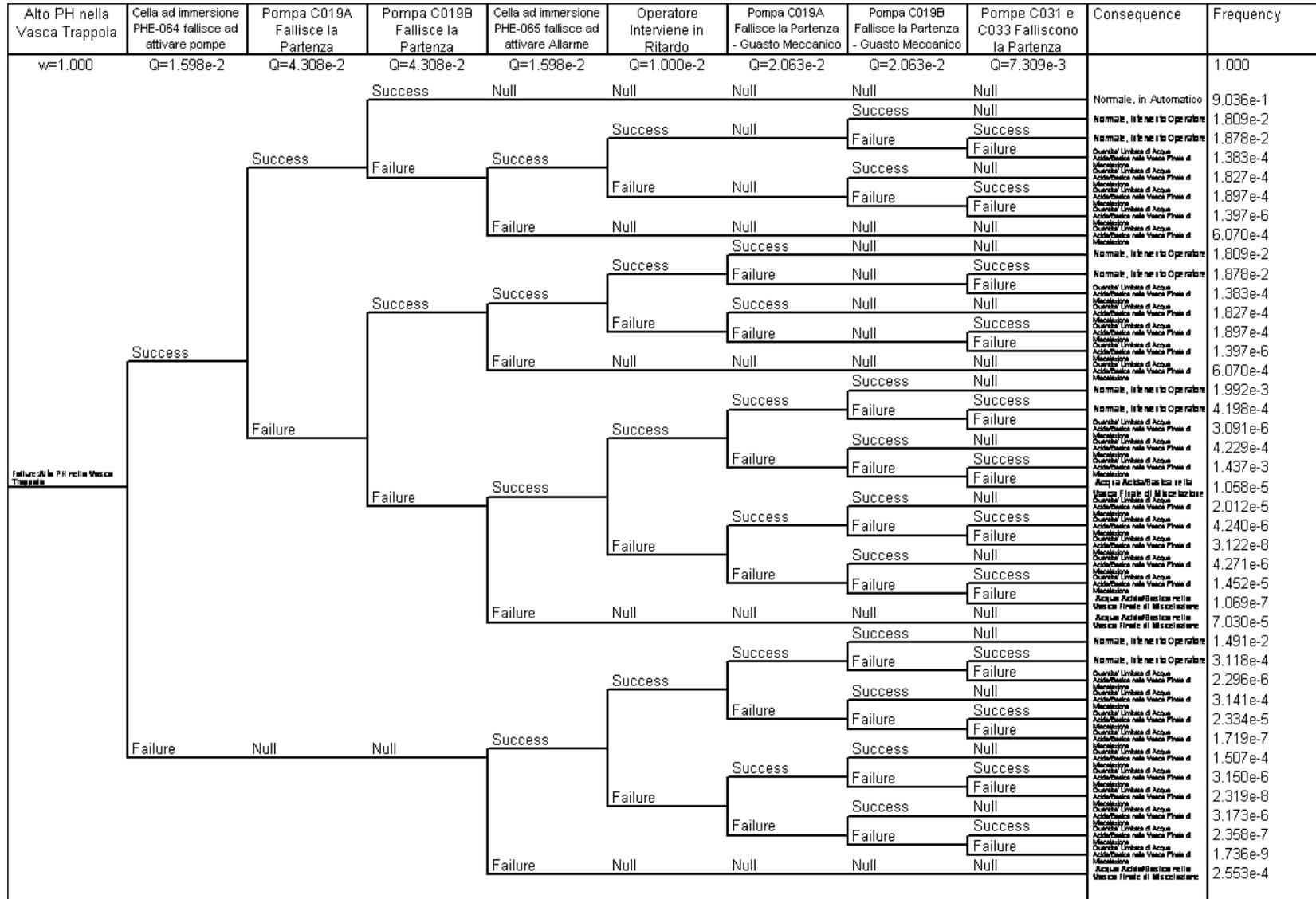


Figura 69 - 5.9.2.4 Alto PH nella vasca trappola – Albero degli Eventi.

6.10 Emissione di Gas e Polveri Durante un Incendio di Sostanze Oleose

6.10.1 Introduzione

Come riportato precedentemente, nel recinto della centrale esistono alcuni potenziali eventi incidentali che hanno come scenario più probabile lo sviluppo di un incendio di pozza (Pool Fire) di sostanze oleose, e precisamente:

1. olio dielettrico nei trasformatori di potenza e di misura,
2. olio lubrificante nei sistemi di lubrificazione e sollevamento dei cuscinetti e nel magazzino di stoccaggio oli.

Le conseguenze studiate sin qui si sono limitate ai flussi termici stazionari generati dall'incendio, e dalle conseguenze che possono avere sulle persone e sulle cose.

Un'altra conseguenza non trascurabile di questo tipo di scenari incidentali è anche la produzione di gas e polveri potenzialmente nocivi all'ambiente circostante.

Si è quindi deciso di effettuare uno studio sulla produzione di gas e polveri in tre tipici scenari incidentali già precedentemente illustrati:

4. Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2;
5. Incendio del Magazzino di Stoccaggio degli Oli;
6. Incendio del Serbatoio di Gasolina della Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano.

Questi scenari incidentali sono stati scelti perché:

- I trasformatori elevatori del Gruppo 2 sono quelli con bacino di raccolta dell'olio con area maggiore;
- Il magazzino stoccaggio oli e il serbatoio di gasolina sono collocati nei pressi della recinzione esterna della centrale e sono entrambi in una zona abbastanza aperta e priva di ostacoli, almeno verso l'ambiente esterno alla Centrale.

Lo strumento scelto per le simulazioni è ALOFT-FT [31] (A Large Outdoor Fire plume Trajectory – Flat Terrain), appositamente concepito per l'analisi delle conseguenze della combustione di macchie galleggianti di petrolio, di Pool Fire su terra ferma o, più in generale, di grandi incendi in spazio aperto. ALOFT-FT è stato realizzato negli Anni '90 dal NIST (National Institute of Standards and Technology), l'istituto governativo USA che gestisce studi e ricerche nel campo degli incendi.

Il modello richiede in input la velocità e la variabilità del vento, il profilo della temperatura atmosferica e le caratteristiche della combustione in atto. L'output fornisce una descrizione tridimensionale del pennacchio in termini di concentrazioni dei gas di combustione e del particolato.

A differenza dei modelli che applicano correlazioni empiriche e producono un profilo tipicamente gaussiano della concentrazione dei fumi a valle del punto di emissione, non tarati per incendi di idrocarburi, ALOFT-FT è di tipo deterministico in quanto risolve, anche se in modo semplificato, le equazioni che governano il fenomeno di trasporto. Il modello di ALOFT consiste infatti nella risoluzione, per un campo di moto stazionario, delle equazioni di Navier-Stokes (che soddisfano la conservazione di massa, quantità di moto ed energia in fluidi incomprimibili con viscosità costante).

La notevole velocità con cui l'algoritmo è in grado di raggiungere la soluzione con normali personal computer è dovuta non solo all'ipotesi di stazionarietà ma anche all'ipotesi di "terreno piano", in cui il

vento può essere considerato uniforme ed è perciò possibile risolvere con metodo Lagrangiano il campo di moto causato dalla combustione sul piano perpendicolare alla direzione del vento.

La turbolenza atmosferica viene descritta in termini di fluttuazioni angolari della direzione del vento. Poiché il trasporto del particolato viene simulato sempre con metodo Lagrangiano² seguendo la traiettoria delle particelle trasportate dalla convezione, le fluttuazioni della direzione del vento sono tradotte in perturbazioni casuali delle traiettorie delle particelle.

La soluzione viene suddivisa in due stadi: uno per analizzare il pennacchio nei primi 1000 m di traiettoria, e un altro per spingere l'analisi sino ad un massimo di 20 km dalla sorgente [31].

6.10.2 Prodotti della Combustione

Un Pool Fire di olio come quelli considerati è in grado di generare un massa di fuliggine che, in termini di PM10, può essere superiore al 10 ÷ 12% della massa di combustibile interessato (ad esempio 3250 kg nel caso di incendio di uno dei due trasformatori elevatori del gruppo 2). In assenza di sedimentazione o di abbattimento dovuto alla pioggia, per poter dar luogo ad una concentrazione confrontabile con la soglia di attenzione adottata dalla regione Lombardia per le aree urbane³, questa massa di particolato dovrebbe essere diluita in un volume pari a:

$$V = \frac{3250 \text{ kg}}{50 \cdot 10^{-9} \text{ kg/m}^3} = 6.50 \cdot 10^{10} \text{ m}^3 = 65 \text{ km}^3$$

Indicativamente, se questo pennacchio avesse una sezione inferiore ad 1 km², la sua lunghezza potrebbe quindi superare i 65 km. Oltre alla semplice diluizione, il tiraggio verso l'alto dei fumi caldi dell'incendio potrebbe fornire un ulteriore contributo mitigativo tenendo lontano dal suolo il pennacchio nella zona dove la concentrazione di sostanze tossiche è ancora elevata.

La combustione in un incendio di sostanze organiche come l'olio dielettrico e/o lubrificante in presenza, anche se in quantitativo minore, di materiali di vario genere come vernici o plastiche, è in grado di dar luogo ad un catalogo molto ampio di sostanze chimiche. La possibile presenza nei fumi di composti altamente tossici, oltre all'ossido di carbonio, è fortemente condizionata non solo dalle caratteristiche chimiche del combustibile, ma anche dalle condizioni di ossigenazione e di temperatura delle fiamme.

In mancanza di dati specifici per l'olio riguardanti i prodotti generati dalla combustione in Pool Fire, i valori di concentrazione dei prodotti di combustione lungo il pennacchio sono stati calcolati prendendo a riferimento la combustione di un Pool Fire di gasolio, per il quale il database dello strumento utilizzato prevede una produzione media di 115 g/kg di PM10 e di 30 g/kg di monossido di carbonio [25].

Si sono utilizzati come di consueto due situazioni meteorologiche di riferimento:

1. 5 m/s con classe di Stabilità D (Neutra);
2. 2 m/s con classe di Stabilità F (Stabile ÷ Molto Stabile).

6.10.3 Dati d'Ingresso del Modello

Descrizione Scenario Incidentale	Area Pool Fire (m ²)
Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2;	73.5
Magazzino Stoccaggio Oli	113.7
Serbatoio di Gasolina (senza contenimento)	81.2

² Il metodo Lagrangiano consiste nel risolvere le equazioni che governano il fenomeno di trasporto su un sistema di riferimento che si muove solidalmente con il fluido responsabile del trasporto stesso.

³ Soglia di attenzione per il PM10: 50 mg/m³ (media giornaliera); soglia per il CO: 10 mg/m³ (media su 8 ore).

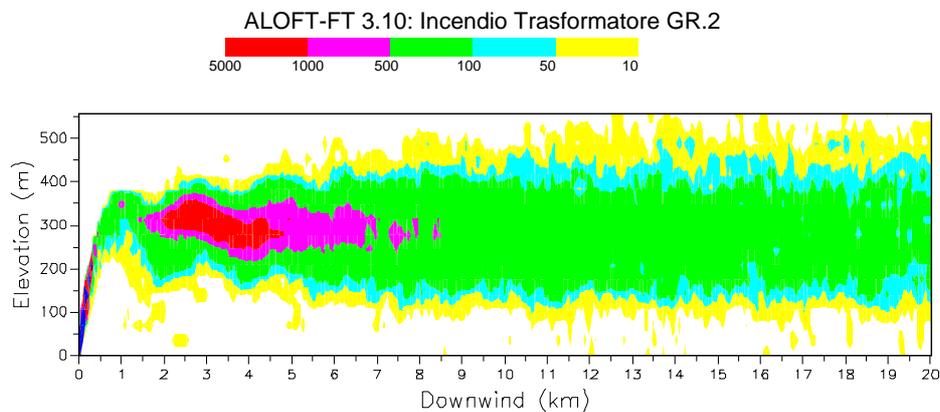
La temperatura ambiente è stata settata a 30 °C.

6.10.4 Caratteristiche del Combustibile Utilizzato:

Parametro	Valore	Unità di Misura
Rateo di Rilascio del Calore	2.37	MW/m ²
Frazione Radiativa	0.1	-
Rateo di Combustione Specifico	0.067	kg/m ² s
Fattori di Emissione		
PM10	115	g/kg
PM2.5	85	g/kg
CO ₂	2810	g/kg
CO	30	g/kg
SO ₂	3	g/kg
VOC	5	g/kg

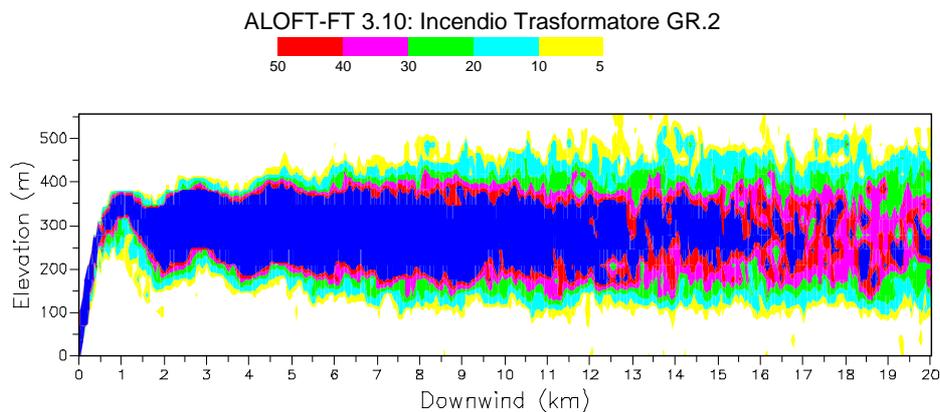
6.10.5 Risultati

6.10.5.1 Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2



Smoke Particulate PM10 Concentration (micrograms/cubic meter - one hr avg) Vertical Plane, 0 km Crosswind

Figura 70 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.



Carbon Monoxide Concentration (micrograms/cubic meter - one hr avg) Vertical Plane, 0 km Crosswind

Figura 71 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di CO nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.

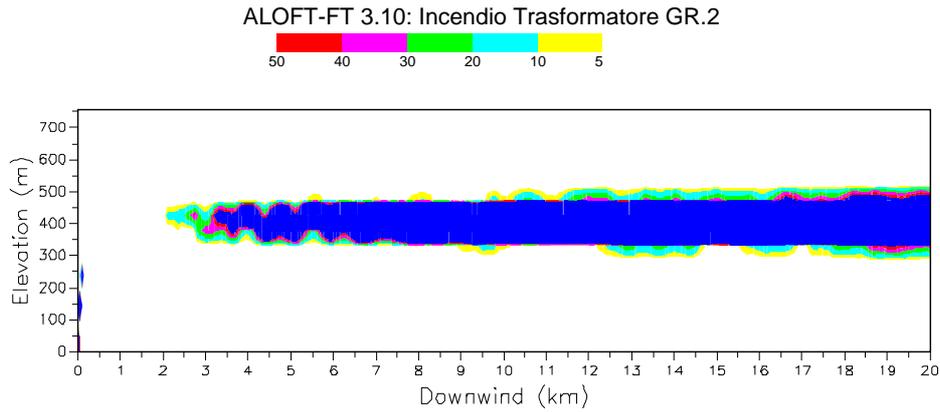


Figura 72 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.

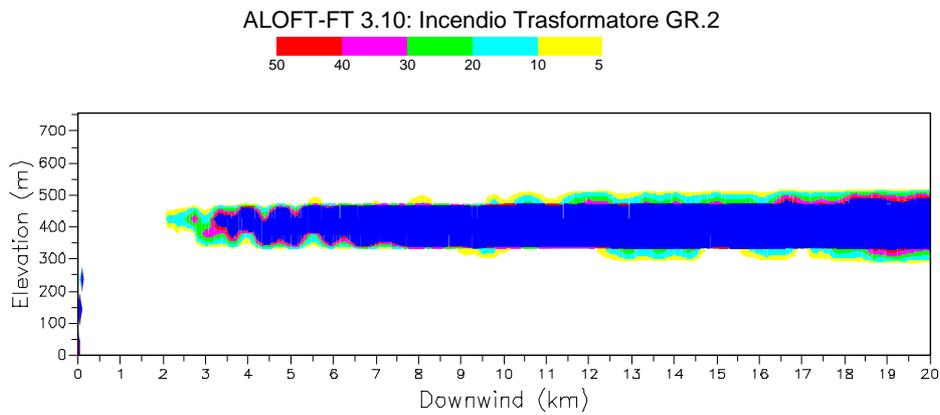


Figura 73 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di CO nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.

6.10.5.2 Magazzino Stoccaggio Oli

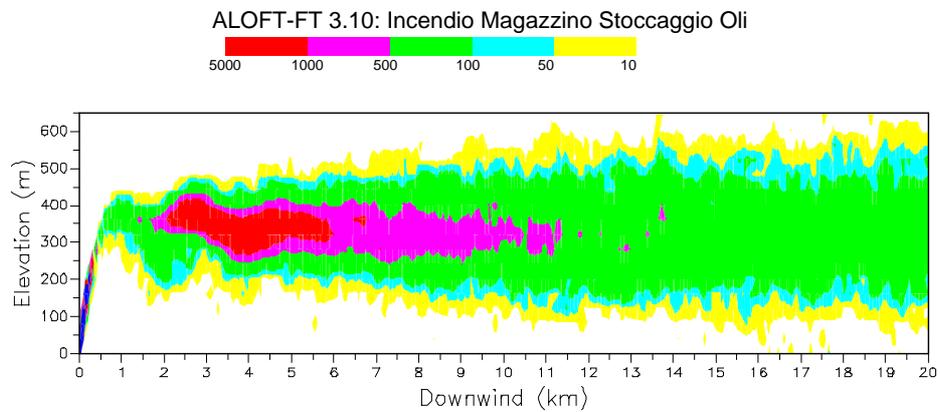


Figura 74 - Incendio Magazzino Stoccaggio Oli – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.

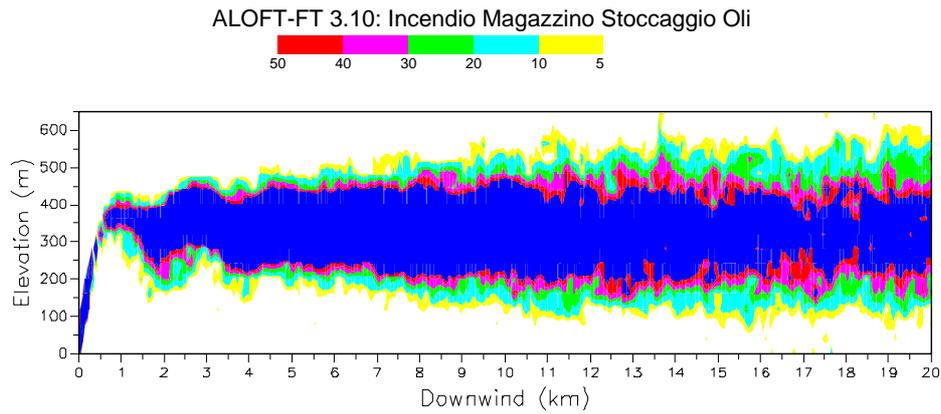


Figura 75 - Incendio Magazzino Stoccaggio Oli – Concentrazione di CO nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.

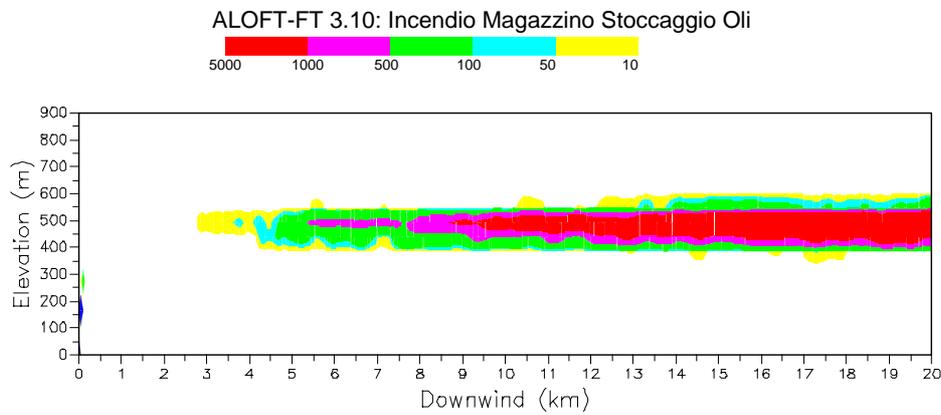


Figura 76 Incendio Magazzino Stoccaggio Oli – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.

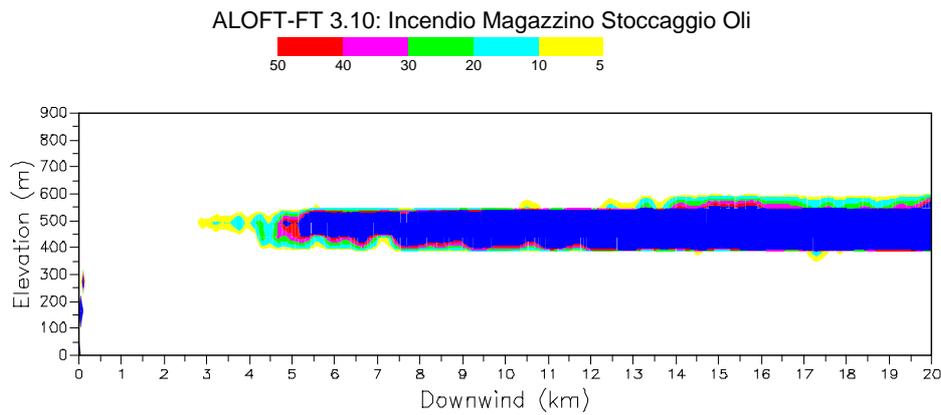
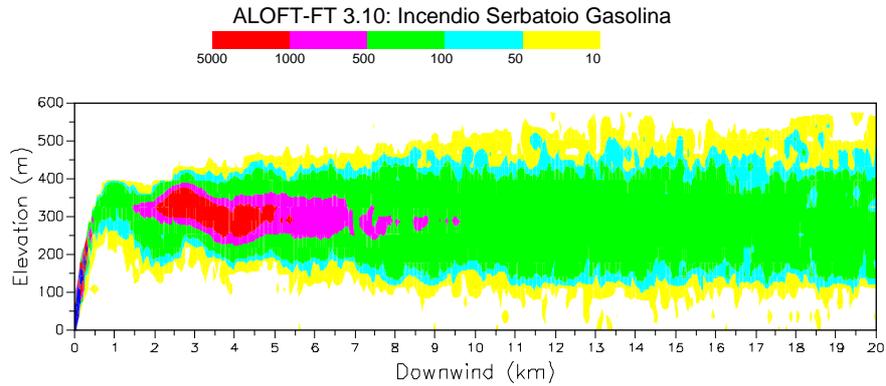


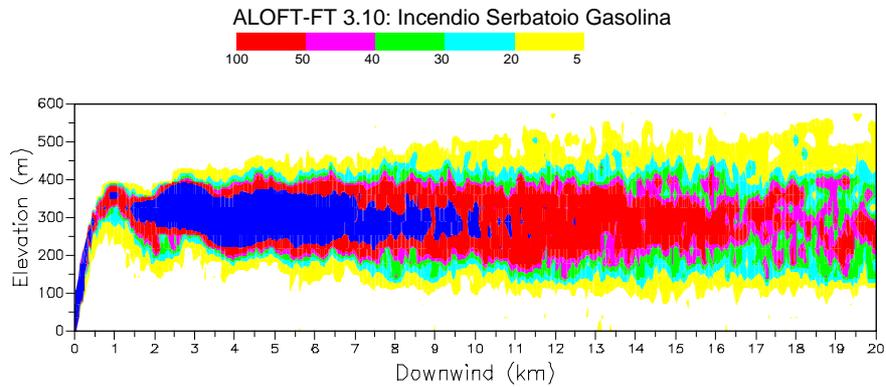
Figura 77 - Incendio Magazzino Stoccaggio Oli – Concentrazione di CO nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.

6.10.5.3 Serbatoio di Gasolina (Pozza Senza Confinamento)



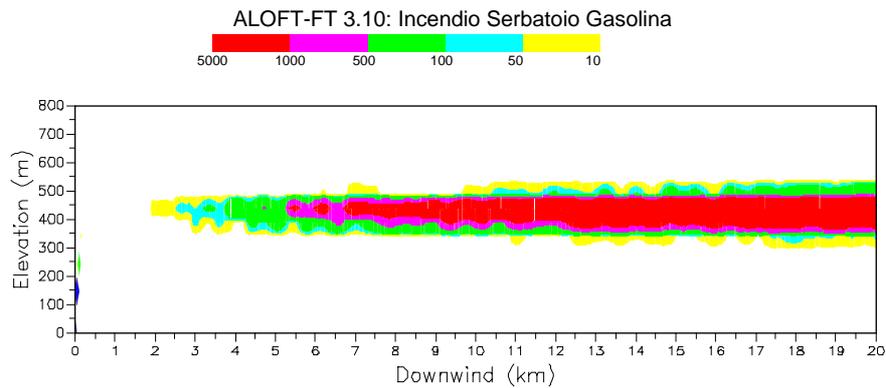
Smoke Particulate PM10 Concentration (micrograms/cubic meter - one hr avg) Vertical Plane, 0 km Crosswind

Figura 78 - Incendio Serbatoio di Gasolina – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.



Carbon Monoxide Concentration (micrograms/cubic meter - one hr avg) Vertical Plane, 0 km Crosswind

Figura 79 - Incendio Serbatoio di Gasolina – Concentrazione di CO nel piano verticale. 5 m/s, Classe di Stabilità D.



Smoke Particulate PM10 Concentration (micrograms/cubic meter - one hr avg) Vertical Plane, 0 km Crosswind

Figura 80 - Incendio Serbatoio di Gasolina – Concentrazione di PM10 nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.

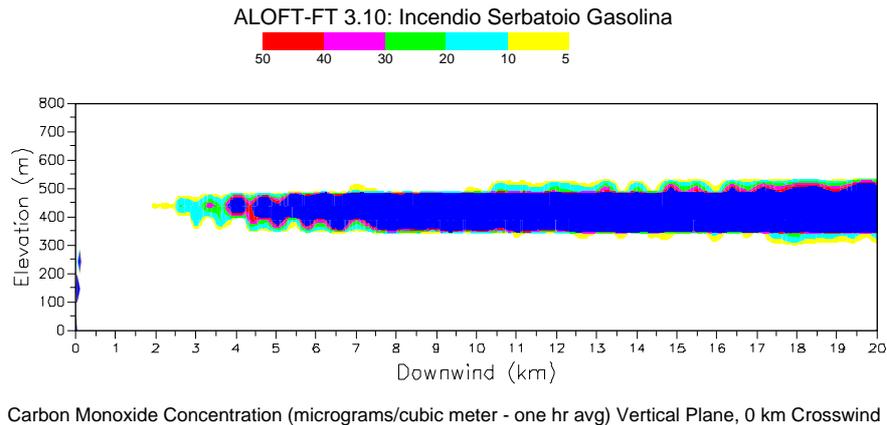


Figura 81 - Incendio Serbatoio di Gasolina – Concentrazione di CO nel piano verticale. 2 m/s, Classe di Stabilità F.

6.10.6 Discussione dei Risultati

Lo studio ha messo in evidenza il significativo potenziale di rischio dovuto al grande quantitativo di olio (dielettrico o lubrificante) presente in alcune zone della centrale. In termini di carico di incendio, ad esempio, ciascun trasformatore elevatore di potenza è paragonabile a circa due autocarri-cisterna.

In condizioni neutre (Classe di Stabilità D), le previsioni di ALOFT, mostrano come le concentrazioni di particolato siano significative al suolo solamente nelle immediate vicinanze dell'incendio. I valori di PM10 ottenuti, presi ad indicatore della tossicità dei fumi, e riportati in Figura 82, mostrano che la concentrazione non supera mai al suolo i 10 microgrammi/m³, anche nel caso dell'incendio più consistente (Trasformatore Elevatore del Gruppo 2). Il monossido di carbonio è assente al suolo per tutti gli scenari incidentali.

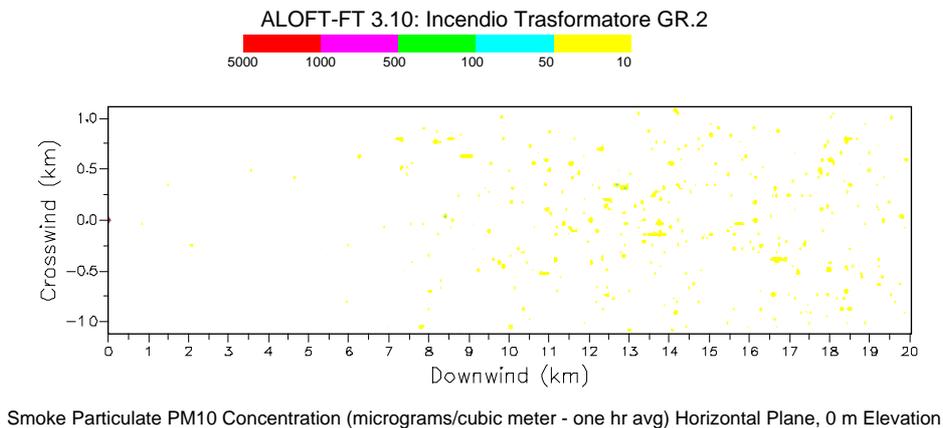


Figura 82 - Incendio del Trasformatore Elevatore del Gruppo 2 – Concentrazione di PM10 al suolo (Piano Orizzontale a 0 m). 5 m/s, Classe di Stabilità D.

In caso di stabilità atmosferica (Classe F), la velocità di riferimento del vento è inferiore, così come il mescolamento causato dalla turbolenza. Considerando la velocità del vento di 2 m/s, ALOFT prevede un buon tiraggio dei fumi, che si allontanano dal punto dell'incendio per poi essere trasportati dai venti in quota.

Pur essendo sicuramente rilevante il potenziale impatto termico sulle strutture circostanti e sul personale eventualmente presente, tuttavia, le conseguenze al di fuori del sito appaiono decisamente più contenute.

Un aspetto aperto rimane l'impossibilità di conoscere "a priori" informazioni precise riguardo alla composizione dei prodotti generati dalla combustione che dipende dall'olio lubrificante/dielettrico utilizzato e dalle modalità stesse della combustione, anche se riconducibili a quella di moderati incendi in impianti petrolchimici. Non si può escludere quindi che, nelle situazioni atmosferiche più sfavorevoli (vento e turbolenza), l'abbinamento della fuliggine ad altre sostanze prodotte dalla combustione sia tale da provocare casi di lievi danni reversibili entro un raggio di qualche chilometro dal luogo dell'incidente.

Il trasporto della nube di fumo, analizzata in una casistica rappresentativa delle condizioni atmosferiche locali, non sembra essere in grado di dar luogo a scenari gravi dal punto di vista sanitario, specie per il fatto che si tratta in realtà di un'esposizione con bassa probabilità di accadimento e di durata limitata.

6.11 Composizione del Rischio

6.11.1 Introduzione

La parola "rischio" è correntemente associata ai concetti di incertezza e di perdita o danno. Il rischio industriale corrisponde agli aspetti negativi, monetari e non, della tecnologia e delle attività produttive dell'uomo. Si possono distinguere diverse categorie, rispetto al tempo dell'evento dannoso, al tempo del danno, rispetto ai soggetti a rischio e rispetto all'atteggiamento di questi soggetti di fronte al rischio. In generale, un'analisi di rischio consiste nel rispondere alle seguenti domande:

1. Cosa può non funzionare correttamente e causare un incidente con perdita di contenimento;
2. Che probabilità esiste che accada;
3. Se accade, a che conseguenze (danni) porta.

Le conseguenze esterne sono, come già detto, causate nella centrale di Cassano D'Adda da un rilascio di sostanze infiammabili, che provocano concentrazioni di sostanze dannose o pericolose nello spazio dell'impianto o in zone immediatamente limitrofe, eventualmente causando un irraggiamento termico e/o una sovrappressione eccessivi (innescando incendi e/o esplosioni), in funzione della vulnerabilità dei ricettori (o bersagli) nei confronti degli impatti di energia.

Da un punto di vista metodologico, gli approcci ed i criteri generalmente adottati possono essere distinti come basati sulle "conseguenze" di determinati incidenti definiti come "incidenti di riferimento", oppure sul "rischio", che tiene conto delle frequenze di accadimento delle diverse sequenze incidentali, e delle loro probabilità di causare un determinato danno, definito come "danno di riferimento" (es. invalidità temporanea, invalidità permanente o morte di un certo numero N di persone poste ad una certa distanza dal recinto dell'impianto, o danno esterno ambientale e/o alla proprietà tale da costringere ad operazioni di bonifica e/o risarcimento del costo maggiore di una cifra prefissata). Il primo metodo è quello delineato nelle Linee Guida della Regione Lombardia di cui al Riferimento [12].

In quest'analisi, si è preferito adottare il secondo. Seguendo quest'ultimo metodo, il **Rischio Individuale** cumulativo, definito come frequenza con cui si può verificare la morte di un individuo all'esterno di un recinto della centrale per effetto di un qualunque incidente nell'area dell'impianto, può essere calcolato come somma dei contributi delle i-esime sequenze incidentali (scenari) indipendenti considerate:

$$R_i = \sum_j R_j$$

con :

$$R_j = P_j \cdot C_j$$

dove :

P_j è la frequenza di accadimento del generico scenario incidentale i-esimo, desumibile dalla frequenza dell'evento iniziatore e dalle probabilità che da esso seguano scenari diversi;

C_j è la probabilità che tale scenario determini la morte di un individuo posto in una certa zona limitrofa a quella del recinto della centrale.

Si suppone nel calcolo che l'individuo sia all'aperto, non abbia nessun tipo di protezione e sia esposto al danno per tutta la durata significativa dell'incidente.

Nei precedenti capitoli del rapporto, si è eseguita una prima parte di studio probabilistico, in cui sono state determinate le frequenze di accadimento, in eventi/anno, delle principali cause primarie che possono portare a possibile rischio esterno e della loro prevedibile evoluzione negativa (incendio, esplosione, rilascio di gas, ecc.) utilizzando il metodo dell'albero delle avarie (fault tree) e dell'albero degli eventi (event tree).

Utilizzando poi i codici FRED e TRACE, è stata calcolata l'entità delle conseguenze derivanti da questi possibili incidenti (radiazione termica istantanea, stazionaria o variabile, sovrappressione di picco).

La stima del danno che può conseguire da un incidente richiede, oltre alla valutazione degli effetti fisici sopra descritti, anche la valutazione della vulnerabilità delle persone o delle cose che sono esposte a queste conseguenze. In altre parole, sono necessari dei criteri ed dei modelli di vulnerabilità che rappresentino la relazione fra una dose ed il danno finale, dove la dose esprime una misura dell'entità dell'effetto nocivo per la durata di esposizione dell'individuo esposto.

Il Rischio Individuale è poi di solito rappresentato con curve di iso-rischio su di una carta topografica dei dintorni dell'impianto.

Si definisce poi anche un **Rischio Collettivo**, come frequenza di accadimento di un incidente che dia luogo ad un numero di morti contemporanee superiore ad N. Si può supporre in questo caso che una percentuale degli individui coinvolti nell'incidente possano essere parzialmente protetti. Il Rischio Collettivo si rappresenta solitamente come una curva FN, con in ascissa il numero di morti ed in ordinata la frequenza cumulativa di incidenti che provocano più di N morti.

L'analisi è stata eseguita utilizzando il codice PRTLite della Società Shell Global Solution, utilizzando anche l'interfaccia grafico Shell SHEPHERD Desktop, Versione 1.1.

6.11.2 Modelli di Vulnerabilità

6.11.2.1 Radiazione Termica

Nel modello esistente in PRTLite, le persone sono uccise dalla radiazione termica, piuttosto che esserlo a causa di un impatto con una fiamma.

Il contributo al rischio che proviene dalla radiazione termica viene derivato dalle frequenze con cui può essere presente nella zona uno scenario con potenziale sviluppo di fiamme (jet fire orizzontali o verticali, pool fire).

Sebbene esistano relazioni generalmente accettate per il legame tra livello di radiazione termica e percentuale di eventi fatali (relazioni di Probit), PRTLite non applica questo metodo. Invece, si definisce una probabilità di effetti letali (P_{mort}) fissa per tre livelli di radiazione, che possono essere decisi dall'utilizzatore. Si sono effettuate le seguenti scelte:

1. Livello di radiazione termica $\geq 50 \text{ kW/m}^2$: $P_{mort} = 1.0$;
2. Livello di radiazione termica $\leq 7 \text{ kW/m}^2$: $P_{mort} = 0.0$;
3. Livello di radiazione termica da 7 to 50 kW/m^2 : $P_{mort} = 0.7$.

Il livello di 7 kW/m^2 è stato scelto cautelativamente in base ai livelli di radiazione riportati in Tabella 2, e derivati dal Riferimento [12], dove per questo valore si immagina solo un inizio di letalità.

6.11.2.2 Eventi di Flash Fire.

Il contributo del flash fire (lampo di fuoco) viene ricavato dalla frequenza con cui lo scenario in esame genera una nuvola di materiale infiammabile in una data zona della centrale e dalla probabilità di innesco ritardato legata alla zona stessa. La probabilità di effetti letali è unitaria sino al raggio di dispersione massimo a $\frac{1}{2}$ LEL, che è ricavato dai calcoli FRED e TRACE.

6.11.2.3 *Eventi di VCE*

Gli effetti di un'esplosione sugli individui non sono presi in considerazione nel modello di PRTLite, anche se le sovrappressioni dovute a rotture catastrofiche sono considerate come fonte di mortalità (nel presente studio, ad esempio, il vessel burst dei trasformatori di misura). Il motivo è una combinazione di più considerazioni:

- Non esistono modelli uniformemente accettati di vulnerabilità da esplosione di gas di idrocarburi. Esistono cioè in letteratura numerose correlazioni Probit, che sono principalmente basate su di una molteplicità di incidenti. Questi incidenti non sono però normalmente dello stesso tipo di quelli modellati dal codice (VCE), ma estremamente più complessi e di difficile estrapolazione.
- È difficile, se non addirittura impossibile, modellare gli effetti di proiettili derivati da esplosioni sulla popolazione, almeno nei limiti di un tool come PRTLite;
- La sovrappressione è, in un modello di QRA, il risultato di una nuvola di gas o vapori infiammabili che viaggia in un spazio confinato e/o congestionato e che trova una fonte d'innesco. Si può sostenere che il corrispondente Flash Fire (come calcolato dal codice) causa in realtà un numero superiore di eventi fatali nella stessa zona della corrispondente esplosione. Per di più, non contare l'esplosione aiuta a limitare nel modello un doppio conteggio (eventi fatali attribuiti al Flash Fire e poi contati nuovamente in caso di esplosione).

6.11.3 *Calcolo del Rischio Individuale*

Tutti gli eventi iniziatori riassunti nel Capitolo 7 sono stati introdotti in una mappa che rappresenta la Centrale di Cassano e le sue immediate vicinanze. Sono stati utilizzati i seguenti parametri, ricavati dall'analisi di FRED e TRACE, e precedentemente riportati:

- Caratteristiche dei materiali infiammabili;
- Frequenze annue di perdita di gas metano, idrogeno, gasolina, olio dielettrico e lubrificante;
- Ratei massici di emissione, riferiti al foro circolare equivalente che ha il 95% di probabilità di accadimento (si vedano le curve della % di perdita in funzione del diametro equivalente nei vari paragrafi precedenti);
- Temperature di uscita del fluido, sempre calcolate da FRED e TRACE;
- Tempi di risposta dei sistemi di protezione;
- Media Probabilistica delle probabilità di innesco immediato;
- Media Probabilistica delle probabilità di innesco ritardato, come detto precedentemente, attribuite totalmente al fenomeno del Flash Fire;
- Distanze di dispersione a concentrazioni pari al LEL ed a $\frac{1}{2}$ LEL;
- Lunghezza di fiamma del Jet Fire;
- Valori di sovrappressione dovuti a rotture improvvise a distanze di riferimento dalle potenziali zone confinate e/o congestionate (ad esempio, fossa idrogeno, cunicolo idrogeno, stazione del metano, trasformatori di misura, ecc.).
- Meteorologia locale come nella rosa dei venti di Figura 1.

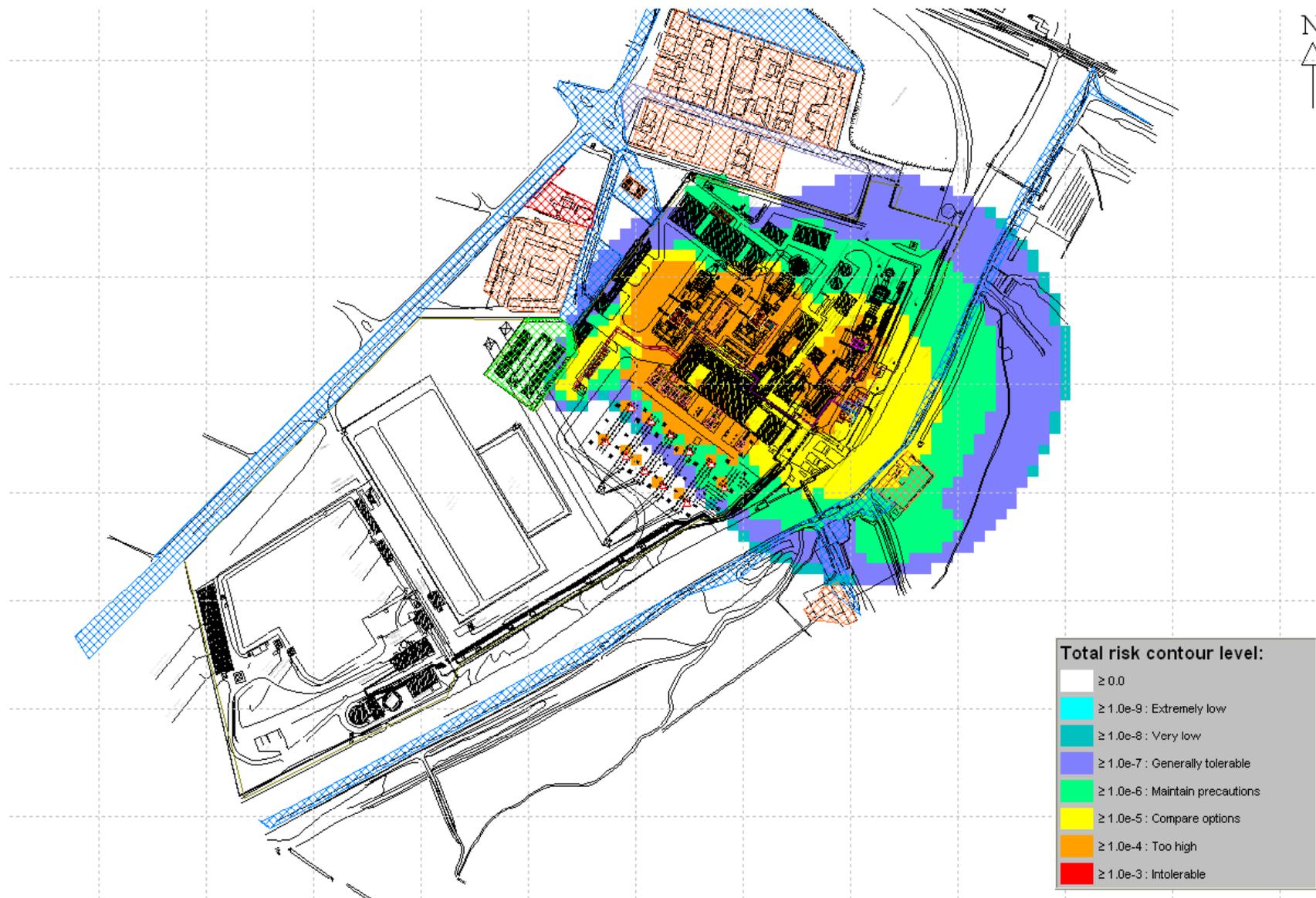


Figura 83 - Centrale di Cassano D'Adda – Studio di Rischio Esterno – Curve di Rischio Individuale – Griglia di 10 m di lato – PRTLite.

La zona della centrale è stata simulata con una griglia a celle di 10x10 m di lato. Tutte le emissioni sono state simulate come equiprobabili in tutte le direzioni ed il codice ha diviso le perdite in 12 settori di 30°, attribuendo a ciascun settore 1/12 della probabilità di perdita totale. I risultati ottenuti sono riportati in Figura 83.

Si noti come le zone esterne alla centrale sono raccolte in curve di iso-rischio con probabilità annuale di eventi fatali tra 10^{-5} e 10^{-7} / anno. Si fa rilevare, a questo proposito che: probabilità di evento fatale di $10^{-5} \div 10^{-7}$ /anno equivale a dire anche un evento fatale ogni $10^5 \div 10^7$ anni, valori cioè estremamente bassi. Inoltre, è possibile ridurre ulteriormente la zona con probabilità di evento fatale pari a 10^{-5} / anno (fig. 83) adottando provvedimenti mirati alla mitigazione delle conseguenze dei vari incidenti che possono avere origine nel Sistema di depressurizzazione/adduzione del gas alle varie utenze, ad esempio erigendo un apposito muro tagliafuoco dalla parte del canale Muzza.

Le zone all'interno della centrale con rischio individuale più alto sono ovviamente quelle all'interno della stazione di decompressione e riscaldamento del metano e delle tubazioni di adduzione del metano ai gruppi, inclusi i cabinati dei TG. Tutte queste zone sono recintate e vi è ammesso per brevi periodi solo il personale addetto alla manutenzione, adeguatamente equipaggiato con protezioni passive ed addestrato a minimizzare il tempo di permanenza nelle zone di potenziale pericolo.

Un'altra zona, peraltro molto ristretta, a rischio individuale più elevato è quella immediatamente limitrofa ai trasformatori di potenza (anche questa zona è recintata e normalmente chiusa durante l'esercizio) e ai trasformatori di misura (la zona è molto piccola, e situata anch'essa in una zona recintata ad accesso limitato).

6.11.4 Calcolo del Rischio collettivo

Attorno alla recinzione della centrale sono stati simulati gli insediamenti urbani, con questa densità di popolazione (vedere Figura 83):

- Zone Rosse: 0.004 individui/m²;
- Zone Verdi: 0.01 individui/m²;
- Zone Blu : 0.002 individui/m².

Le densità di popolazione utilizzate corrispondono rispettivamente a “quiet residential area”, “high density of personnel” e al 50% di “quiet residential area”, come consigliato nel “Green Book” TNO (CPR16E) [32].

Si è supposto cautelativamente nel calcolo che tutti gli individui fossero all'aperto, senza alcun tipo di protezione ed esposti al danno per tutta la durata significativa dell'incidente. La Figura 84 riporta la curva F/N ottenuta dal codice PRTLite.

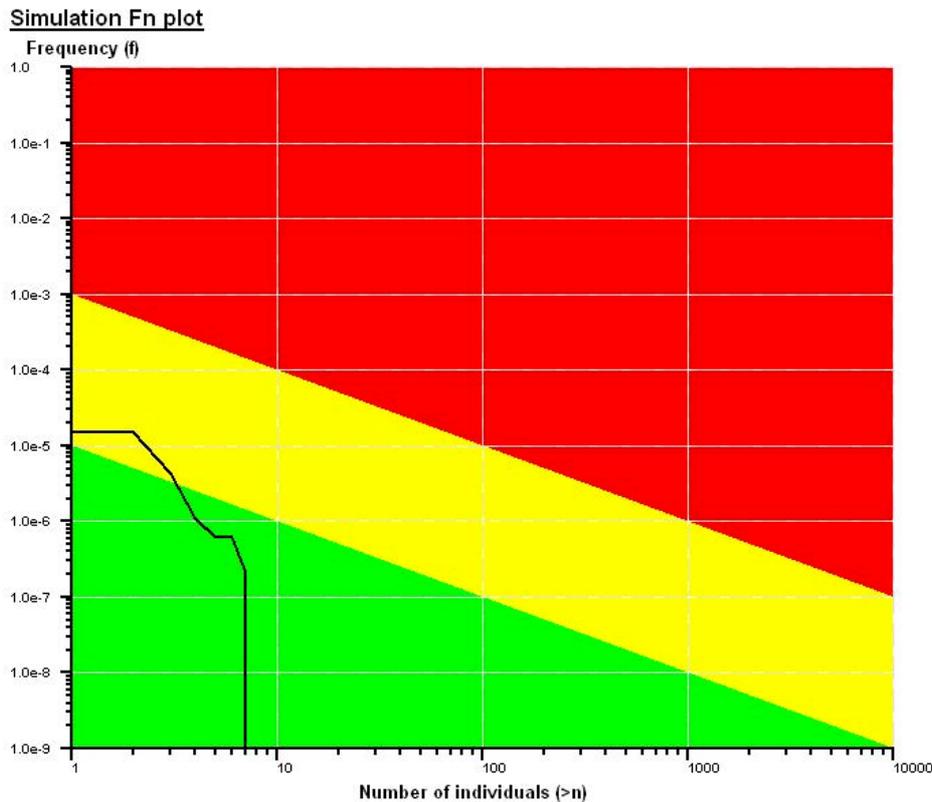


Figura 84 - Centrale di Cassano D'Adda – Studio di Rischio Esterno – Curva F/N di Rischio Collettivo – Griglia di 10 m di lato – PRTLite.

Si nota anche in questo caso che la probabilità di eventi fatali è estremamente bassa, tutta contenuta nelle zone verde e gialla della griglia, riportata in Figura 84, e che è quella normalmente consigliata per impianti a rischio rilevante dalla Health Safety Authority Inglese (si veda la matrice di rischio di Figura 85). La zona verde corrisponde ad una zona di livello di rischio largamente accettabile, ed occorrono solo misure atte ad assicurarsi del buon funzionamento delle protezioni..

La zona gialla è la cosiddetta “Zona ALARP”, dove per ALARP si intende As Low As Reasonably Practicable (Il più basso ragionevolmente realizzabile). Il livello di rischio è accettabile con l’obbligo di revisioni dettagliate periodiche del/dei livello/i di protezione in atto e delle misure atte ad assicurarsi del loro buon funzionamento.

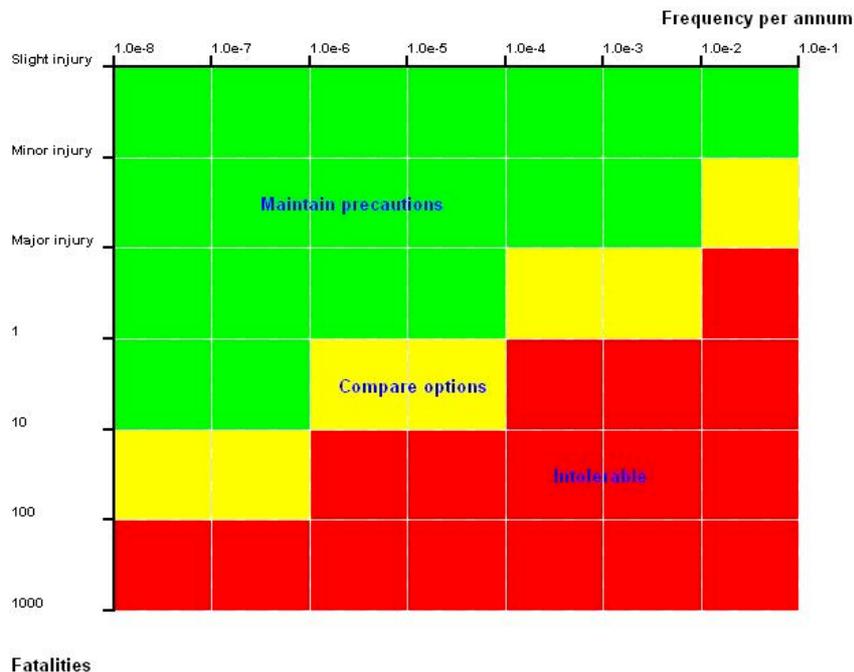
HSE MS plot

Figura 85 - Matrice di Rischio Utilizzata nello Studio e derivata dall'HSE MS Plot.

7 MISURE DI PROTEZIONE E DI INTERVENTO PER LIMITARE LE CONSEGUENZE DI UN INCIDENTE

Si riportano di seguito tutti gli eventi iniziatori considerati nell'analisi di rischio esterno della centrale di Cassano d'Adda. Per ciascuno di essi, sono riportate anche le protezioni esistenti, divise per:

- sensore di attuazione della protezione
- organo da attuare perché la protezione diventi efficace.

L'ultima colonna riporta infine i tempi di risposta attesi dalle singoli protezioni, In caso di attuazioni manuali, sono riportati due tempi:

- il primo rappresenta il tempo strettamente necessario per lo svolgimento dell'azione;
- il secondo rappresenta invece il tempo medio atteso.

Dal rapporto di questi due tempi dipende la probabilità di fallimento dell'azione manuale.

Eventi Iniziatori	Salvaguardia		Tempo di Intervento (s) Minimo/Medio
	Sensore	Attuazione	
Stazione di Decompressione e Riscaldamento del Metano			
Perdita di Metano Zona a 75 barg (ingresso cabina)	Chiusura manuale valvole di adduzione metano	Valvola manuale	300/900
Perdita di Metano Zona a 32.8 barg (linee TG5 eTG6)	Chiusura manuale valvole di adduzione metano	Valvola manuale	300/900
Perdita di Metano Zona a 20 barg (lineaTG4)	Chiusura manuale valvole di adduzione metano	Valvola manuale	300/900
Perdita di Metano Zona a 2.6 barg (linea caldaia aux.)	Chiusura manuale valvole di adduzione metano	Valvola manuale	300/900
Perdita Severa (140 mm dia.) di Gasolina dal Serbatoio di Stoccaggio	Nessuna	Antincendio manuale	300/900
Perdita di Gasolina dalla tubazione alla pompa (10 mm)	Nessuna	Antincendio manuale	300/900
Tubazioni Metano			
Perdita distribuita metano tubazione adduzione caldaia aux.	Chiusura manuale valvole di adduzione metano	Valvola manuale	300/900
Perdita distribuita metano tubazione adduzione Gruppo 4	Chiusura manuale valvole di adduzione metano	Valvola manuale	300/900
Perdita metano zona riscaldatore e filtro gruppo 4	Chiusura manuale valvole di adduzione metano	Valvola manuale	300/900
Attualmente non presente	Superscatto	Valvola elettro pneumatica	30
Perdita metano skid gas gruppo 4	Rivelatori di gas naturale logica 2 su 3 (Allarme 15% LEL, blocco 30% LEL) con blocco valvola immissione metano ed antincendio	E/valvola pneumatica antincendio CO ₂	30
Perdita metano cabinato TG4	Rivelatori di fiamma logica 2 su 3	E/valvola pneumatica antincendio CO ₂	30
Incendio olio cassa olio Gruppo 4	Rivelatori di fiamma logica 2 su 3	E/valvola pneumatica antincendio CO ₂	30
Perdita distribuita metano tubazione adduzione Gruppo 5	Chiusura manuale valvole di adduzione metano	Valvola manuale	300/900
	Superscatto	Valvola elettro pneumatica	30

Eventi Iniziatori	Salvaguardia		Tempo di Intervento (s) Minimo/Medio
	Sensore	Attuazione	
Perdita metano skid olio/gas gruppo5	1 su 3 gas allarme 10% LEL, blocco 25 % LEL	E/valvola pneumatica antincendio CO ₂	30
Incendio cassa olio skid olio/gas gruppo 5 per effetto domino da incendio comp. metano	Rivelatori di alta temperatura Duplex 1oo2	E/valvola pneumatica antincendio CO ₂	
Incendio Cabinato TG5	Rivelatori di gas 2 su 3 allarme 7% blocco 17% LEL	E/valvola pneumatica antincendio CO ₂	30
	Rivelatori di alta temperatura logica Duplex 1oo2 tarati a 315.8 C		
Perdita distribuita metano tubazione adduzione Gruppo 6	Chiusura manuale valvole di adduzione metano		300/900
	Superscatto		30
Perdita metano skid olio/gas gruppo 6	2 su 3 gas allarme 10% LEL, blocco 25 % LEL	E/valvola pneumatica antincendio CO ₂	30
Incendio cassa olio skid olio/gas gruppo 6 per effetto domino da incendio comp. metano	Rivelatori di alta temperatura Duplex 1oo2	E/valvola pneumatica antincendio CO ₂	30
Incendio Cabinato TG6	Rivelatori di gas 2 su 3 allarme 7% blocco 17% LEL	E/valvola pneumatica antincendio CO ₂	30
	Rivelatori di alta temperatura logica Duplex 1oo2 tarati a 315.8 C		30
Sistema Alimentazione Idrogeno			
Scoppio/Incendio all'interno della zona di stoccaggio Idrogeno (1 pacco Bombe)	Antincendio Manuale	Valvola Manuale	300/900
Cedimento Strutturale di una bombola di un pacco bombole (senza effetto domino su altre bombole del pacco)	Antincendio Manuale	Valvola Manuale	300/900
Perdita distribuita nel percorso di alimentazione Idrogeno (Cunicolo)	Nessuna	Nessuna	
Trasformatori di potenza			
Scoppio/Incendio 1T	Ampolle Fusibili	Antincendio	30
Scoppio/Incendio 2T1	Ampolle Fusibili	Antincendio	30

Eventi Iniziatori	Salvaguardia		Tempo di
	Sensore	Attuazione	Intervento (s) Minimo/Medio
Scoppio/Incendio 2T2	Ampolle Fusibili	Antincendio	30
Scoppio/Incendio 4T1	Ampolle Fusibili	Antincendio	30
Scoppio/Incendio 5T	Ampolle Fusibili	Antincendio	30
Scoppio/Incendio 6T	Ampolle Fusibili	Antincendio	30
Diesel			
Incendio Serbatoio Diesel Gruppo Autogeno 1	Ampolle Fusibili	Antincendio	30
Incendio Serbatoio Diesel Gruppo Autogeno 2	Ampolle Fusibili	Antincendio	30
Sottostazione elettrica			
Scoppio/incendio TA di Potenza	Nessuna	Nessuno	
SISTEMA DI LUBRIFICAZIONE E SOLLEVAMENTO			
Incendio Cuscinetti Generatore Gruppo 1	Cavo termosensibile	E/valvola pneumatica antincendio a polvere	30
Incendio Idrogeno Gruppo 1 come effetto domino incendio cuscinetti	Sensore fumo + sensore temperatura	Antincendio	30
Incendio Cuscinetti Generatore Gruppo 2	Sensore temperatura + ampolle	Antincendio	30
Incendio Idrogeno Gruppo 2 come effetto domino incendio cuscinetti	Sensore temperatura + ampolle	Antincendio	30
Incendio cuscinetti TG4	Sensori Temperatura, logica 2 su 3	Antincendio CO ₂	30
Incendio cuscinetti TG5	Sensori Temperatura, logica 2 su 3	Antincendio CO ₂	30
Cassa olio lubrificazione GR1	Cavo termosensibile + sensore di fumo	Antincendio	30
Cassa olio lubrificazione GR2	Sensore di temperatura + ampolla	Antincendio	30
Cassa olio riserva GR1 e GR2	Cavo termosensibile	Antincendio	30
Incendio cuscinetti TG6	Sensori Temperatura, logica 2 su 3	Antincendio CO ₂	30
Magazzino Stoccaggio Oli			
Incendio	Sensori di Fumo e Calore, allarme 1oo8, scarica 2oo8	Doppio sistema di Antincendio a Schiuma, successo 2oo2	30

8 RIFERIMENTI

- [1] G. M. Riva, R. Villa: “Centrale Termoelettrica di Cassano D’Adda: Analisi degli Effetti del Piano di Adeguamento sulla Qualità dell’Aria”, Rapporto CISE 7335, Dicembre 1992.
- [2] PHA-Pro 5, Diadem International Ltd., version 5.0. HAZOP Study
- [3] FaultTree+ for Windows , Version 10.1, Fault Tree Analysis & Event Tree Analysis, 1986-2001 Isograph Limited.
- [4] Shell FRED 4.0 - Fire, Release, Explosion, Dispersion Hazard consequence modelling package Technical Guide", Rev. 3, Shell Research Ltd , April 2004 Consequences Study.
- [5] TRACE (Toxic Release Analysis of Chemical Emissions), Versione 9.0. SAFER Systems, L.L.C., 2002.
- [6] Shell PRTLite Technical Guide, SHEPHERD – Version 1.0.4.5, 10/09/2003, QRA Study.
- [7] S. Uitgevers, D. Haag: "Guidelines for quantitative risk assessment" (Purple Book), Committee for the Prevention of the Disasters caused by dangerous substances, The Hague: Directorate-General of Labour of the Ministry of Social Affairs and Employment, III, CPR 18E, First Edition, 1999.
- [8] Hydrocarbon Leak and Ignition Database, The Oil Industry International E&P Forum, May 1992.
- [9] OFFSHORE HYDROCARBON RELEASES STATISTICS, 2001 - HID STATISTICS REPORT - HSR 2001 002, Health and Safety Executive, Hazardous Installations Directorate, Central Division - CD4C Data Management. Room 201b Merton House, Stanley Road – Bootle Merseyside L20 3DL.
- [10] OFFSHORE HYDROCARBON RELEASES STATISTICS AND ANALYSIS, 2002, HID STATISTICS REPORT - HSR 2002 002, Health and Safety Executive, Hazardous Installations Directorate, Central Division - CD4C Data Management. Room 201b Merton House, Stanley Road – Bootle Merseyside L20 3DL.
- [11] Comunicazione di S. Sau, 30 Settembre 2005.
- [12] “Linea Guida per la Predisposizione dell’Elaborato tecnico Rischio di Incidenti Rilevanti (ERIR) nei Comuni con Stabilimenti a rischio di incidenti rilevanti”, emanata dalla Regione Lombardia con Deliberazione della Giunta Regionale del 10 Dicembre 2004, n. 7/19794.
- [13] Office of Gas Safety - Standards Australia ME-038-01 Committee, Pipelines - Gas and liquid petroleum - Issue Paper - "Guide to Quantitative Risk Assessment (QRA)", Risk & Reliability Associates Pty Ltd, ACN 072 114 473, Consulting Engineers, Level 2 56 Hardware Lane, Melbourne 3000, Australia, April 2002.
- [14] S. Carol, J.A. Vilchez, J. Casal : “Using Major Hazard Database Systems to Develop Event Trees for Flammable Materias”, Centre d’Estudis del Risc Tecnològic (CERTEC) Universitat Politècnica de Catalunya ETSEIB.

- [15] J. Gledhill, I. Lines: "Development of methods to assess the significance of domino effects from major hazard sites", prepared by WS Atkins Safety & Reliability for the Health and Safety Executive (HSE), 1998.
- [16] NUPRA code, DOS Release 1.1, by NUS Corp., RELCON AB, 1986-1988. Human Reliability Study.
- [17] T.M. Cresswell, J.S. Puttock: "A user guide to the CAM 2 explosion model in Shell FRED", Nov. 2001, Shell Global Solutions.
- [18] Hazardous Installations Directorate : "HID - Safety Report Assessment Guide: Methane Gas Holders", June 2001, sito internet:
<http://www.hse.gov.uk/comah/sragmgh/crit33.htm>
- [19] R. Emrit, R. Riggs, W. Milstead, J. Pittman, H. Vandermolen: "A Prioritization of Generic Safety Issues (NUREG-0933), Issue 167: Hydrogen Storage Facility Separation (Rev. 1)", Division of Systems Analysis and Regulatory Effectiveness, Office of Nuclear Regulatory Research, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Agosto 2004.
- [20] Reliability Data for Safety Instrumented Systems, PDS Data Handbook, 2004 Edition, SINTEF, September 2004.
- [21] Fire Risk Evaluation, "Review of possible fire safety measures" - University Ghent, Laboratory for Heat Transfer and Fuel Technology on the behalf of EU.
- [22] SHELL Turbo Oil T 32 – Scheda Dati di Sicurezza, Shell Italia, SM-CSAT- Turbo T (nuova Formula) ed. 04/02.
- [23] G. Bertagnolli (R&D, ABB Trasformatori, Italy): Results of short-circuit tests carried out by high-power Laboratories; CIGRE TC 12 colloquium, Preferential subject 2: Short-circuit performance of transformers, Workshop 1: Tests and Failures; Budapest, June 1999.
- [24] Dati CESI su prove cortocircuito.
- [25] F. Chillè, F. Parozzi, M. Valisi : "Valutazione della sicurezza dell'impianto di La Casella a fronte di ipotetici eventi incidentali (perdite di metano, scoppio e incendio di trasformatori elevatori)", Rapporto CESI A4501289, 2004.
- [26] USNRC 0609, App F, Att 4: "Fire Ignition Source Mapping Information: Fire Frequency, Counting Instructions, Applicable Fire Severity Characteristics, and Applicable Manual Fire Suppression Curves, February 2005.
- [27] AGIP ITE 360 – Scheda Prodotto, ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing, IT454.05.03.
- [28] Messaggio di Posta Elettronica di Bruce Hopwood, FRED Helpdesk, Major Hazard Management Software, HSE Consultancy - Shell Global Solutions (UK) del 31 Agosto 2005.
- [29] TNO Yellow Book – Methods for the calculation of physical effects CPR 14E. Committee for the prevention of disasters. Third edition 1997.
- [30] Ansaldo Impianti – Genova – Centrale AEM di Cassano D'Adda: "Manuale Operativo per Impianto Trattamento Acque Reflue", Ordine N. LCP/319164/O/ACO/A23; Commessa IDRECO N. CSV/270/79.

- [31] NISTIR 5958 Smoke Plume Trajectory From In Situ Burning of Crude Oil in Alaska: Field Experiments and Modeling of Complex Terrain. McGrattan, K. B.; Baum, H. R.; Walton, W. D.; Trelles, J. J.
- [32] TNO-MEP: “Groene Boek (CPR 16E) - Methods for determining the possible damage to people and subjects resulting from releases of hazardous materials”, First Edition 1992, TNO Environment, Energy and Process Innovation.

9 APPENDICE 1– HAZAN DEI SISTEMI

9.1 Tecnica HAZAN (Hazard Analysis)

È una tecnica di analisi per l'identificazione dei potenziali rischi connessi all'esercizio di un impianto o di un'attività. Questa tecnica si basa su un esame sistematico delle condizioni operative di funzionamento allo scopo di identificare gli interventi di modifiche strutturali e operative per prevenire e controllare le conseguenze di eventuali malfunzionamenti.

La tecnica si basa sul seguente schema logico:

1. Si ipotizza uno scostamento dell'impianto dalle normali condizioni operative .
2. Si identificano le possibili cause dello scostamento.
3. Si identificano le possibili conseguenze dello scostamento.
4. Si verifica se esistono protezioni impiantistiche od operative.
5. Si valuta il rischio associato allo scostamento.
6. Si decidono eventuali interventi preventivi e mitigativi.

La tecnica schematizza l'impianto come una serie di recipienti e linee di collegamento, a ciascuna delle quali sono associabili i parametri nominali di processo. Ogni elemento in cui è scomposto l'impianto è chiamato “nodo”.

Per parametri di processo si intendono i descrittori chimico-fisici relativi a ciascuna linea e recipiente, quali:

- Composizione del fluido
- Pressione
- Temperatura
- Portata
- Livello
- Viscosità
- Etc.

Ciascun parametro di processo ha un valore “nominale” (o meglio, un campo di valori nominali), cioè un valore ideale previsto in fase di progetto.

Fino a che i parametri di processo non si discostano significativamente dai relativi valori nominali di progetto, è lecito supporre che l'impianto operi correttamente e non configuri situazioni di rischio.

Quando uno o più parametri di processo si discostano dai valori nominali, esiste il potenziale per conseguenze negative, che possono configurarsi come interruzione della produzione, produzione fuori specifica o possibili incidenti.

Il metodo presuppone che gli incidenti siano conseguenza dello scostamento di uno o più parametri di processo dai valori nominali. Il metodo aiuta l'utente ad identificare gli scostamenti mediante l'uso di

una lista di “parole guida” (“più di”, “meno di”, “no/nessuno”, “inverso”, “invece di”, “parte di”, “in aggiunta a”).

Il metodo HAZAN implica che l’analista di rischio:

1. scelga uno dei nodi in cui è stato suddiviso l’impianto;
2. scelga un parametro di processo (ad esempio la portata);
3. applichi la parola guida dello scostamento al parametro di processo prescelto (ad esempio, “no/nessuno”);
4. identifichi le cause che possono provocare lo scostamento;
5. identifichi le conseguenze dello scostamento;
6. identifichi le protezioni esistenti;
7. valuti gli eventuali rischi ove non operino le protezioni e sequenzialmente.....
8. applichi un’altra parola guida al parametro di processo (ad esempio “meno di”)

continui sino al punto 8 e ripeta il ciclo fino ad esaurire le parole guida, e poi scelga un altro parametro di processo (ad esempio la temperatura) continui sino al punto 8 e ripeta il ciclo fino ad esaurire i parametri di processo applicabili al nodo esame, e poi scelga un altro nodo ripeta la sequenza per tutti i parametri di processo e tutte le parole guida per il nuovo nodo, fino ad esaurire tutti i nodi che compongono l’impianto.

L’applicazione della tecnica deve essere:

- esaustiva: tutti i nodi che compongono l’impianto devono essere valutati, considerando tutti i parametri e applicando tutte le parole guida;
- sistematica: i risultati raggiunti devono essere registrati sulla modulistica adottata;
- incisiva: le eventuali modifiche impiantistiche e procedurali che risultano necessarie devono essere effettivamente realizzate.

9.1.1 Risultati Analisi HAZAN

Ne consegue che la tecnica richiede non trascurabili risorse umane e di tempo ed è di difficile applicazione ad una intera installazione industriale. L’HAZAN è stata quindi impiegata in maniera esaustiva solo ai seguenti sistemi della centrale:

1. Gas metano (dalla tubazione di adduzione SNAM sino ai TG);
2. Idrogeno (dalla fossa idrogeno sino alle utenze);
3. Lubrificazione e sollevamento dei gruppi 5e 6.

Per identificare in ordine d’importanza quali sono gli scostamenti dalle condizioni di esercizio che possono potenzialmente provocare un maggior danno, si utilizza una matrice dei rischi, una matrice cioè in cui in ascisse vengono riportate le frequenze di accadimento annue dello scostamento per il fallimento delle protezioni ed in ordinate la gravità delle conseguenze (severità). La Figura 86 riporta la matrice utilizzata, mentre la Tabella 37, la Tabella 38 e la Tabella 39 riportano i significati rispettivamente dei gradi di severità, frequenza di accadimento e categorizzazione del rischio.

FREQUENZA DI ACCADIMENTO (ACC/ANNO/IMPIANTO)

		1	2	3	4	5
SEVERITA'	1	A	A	A	A	ALARP
	2	A	A	A	ALARP	ALARP
	3	A	A	ALARP	ALARP	I
	4	A	ALARP	ALARP	I	I
	5	ALARP	ALARP	I	I	I

Figura 86 - HAZAN Centrale di Cassano D'Adda – Matrice di Rischio.

Tabella 37 - HAZAN Centrale di Cassano D'Adda – Matrice di Rischio. - Severità

Severità	Descrizione
5	Impatto esterno molto grave, con danni molto gravi alla proprietà e possibili danni mortali alla popolazione. Grave allarme della popolazione, con possibilità di reazioni contrarie alla continuazione del servizio dell'impianto
4	Impatto esterno significativo, con danni rilevanti alla proprietà e temporanei alla popolazione. Significativo allarme della popolazione.
3	Impatto esterno limitato, con scarsi danni alla proprietà, effetti limitati di fastidio alla popolazione, con ricorso ad interventi di pronto soccorso di minore entità. Allarme della popolazione.
2	Impatto esterno molto limitato (rumore, odore, fumo, aumento di traffico locale per mezzi di soccorso diretti all'interno dell'impianto). Rischio potenziale di allarme della popolazione.
1	Nessun impatto o danneggiamento esterno e impatto interno

Tabella 38 - HAZAN Centrale di Cassano D'Adda – Matrice di Rischio. – Frequenze di Accadimento

Frequenza di Accadimento (acc/anno/impianto)	Descrizione
5	La salvaguardia è affidata a procedure operative o ad interventi manuali. Questo tipo di scenario incidentale è accaduto varie volte in impianti analoghi ed è probabile che accada anche in questo impianto. (Frequenza di accadimento da 10-2 a 1 /anno)
4	Esiste almeno un livello di protezione indipendente. Questo tipo di scenario incidentale accadrà molto probabilmente in un impianto di questo tipo, ma non necessariamente in questo. (Frequenza di accadimento da 10-3 a 10-2 /anno)
3	Esistono almeno due livelli di protezione indipendenti. Il fallimento di uno di essi non porta allo sviluppo di un evento indesiderato. È improbabile che questo tipo di scenario incidentale accada durante la vita dell'impianto, ma esistono precedenti in analoghi impianti.(Frequenza di accadimento da 10-4 a 10-3 /anno)
2	Esistono almeno tre livelli di protezione indipendenti. Il fallimento di due di essi non porta allo sviluppo di un evento indesiderato. È molto improbabile che questo tipo di scenario incidentale accada durante la vita di questa categoria di impianti. (Frequenza di accadimento da 10-6 a 10-4 /anno)
1	Esistono almeno quattro livelli di protezione indipendenti. Il fallimento di tre di essi non porta allo sviluppo di un evento indesiderato. Questo tipo di scenario incidentale non dovrebbe accadere durante la vita dell'impianto, poiché non esistono precedenti in analoghi impianti. (Frequenza di accadimento da 0.0 a 10-6 /anno)

Tabella 39 - HAZAN Centrale di Cassano D'Adda – Matrice di Rischio. – Categorizzazione del Rischio

Categorizzazione del Rischio	Descrizione
I	Rischio non Accettabile. Occorrono porre in essere misure di protezione tali da fare da spostare lo scenario incidentale nelle altre zone di rischio
ALARP	As Low As Reasonably Practicable - Il livello di rischio è accettabile con l'obbligo di revisioni dettagliate periodiche del/dei livello/i di protezione in atto e delle misure atte ad assicurarsi del loro buon funzionamento.
A	Rischio Largamente Accettabile, ed occorrono solo misure atte ad assicurarsi del buon funzionamento delle protezioni.

9.1.1.1 Foglio di Lavoro

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.1. Tratto di Ingresso del Gas Metano, G151 - NG-400-G-SA1-P

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.1. Tratto di Ingresso del Gas Metano, G151 - NG-400-G-SA1-P

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.1. Tratto di Ingresso del Gas Metano, G151 - NG-400-G-SA1-P

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata temperatura massima di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.1. Tratto di Ingresso del Gas Metano, G151 - NG-400-G-SA1-P

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata temperatura minima di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.1. Tratto di Ingresso del Gas Metano, G151 - NG-400-G-SA1-P

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alta Concentrazione di Impurezze

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Contaminazione di Gasolina nel Fluido Entrante	1. Possibile contaminazione fluido all'ingresso dei TG e blocco TG	1. Filtri D001A/B/C a Valle Intercettano Impurezze	1	5	ALARP					
		2. Indicatori alto livello Filtri D001A/B/C								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.1. Tratto di Ingresso del Gas Metano, G151 - NG-400-G-SA1-P

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.2. Collettore d'ingresso unità d filtrazione G151 - NG-400-G-SA1-V

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.2. Collettore d'ingresso unità d filtrazione G151 - NG-400-G-SA1-V

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.2. Collettore d'ingresso unità d filtrazione G151 - NG-400-G-SA1-V

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata temperatura minima di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.2. Collettore d'ingresso unità d filtrazione G151 - NG-400-G-SA1-V

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata temperatura massima di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.2. Collettore d'ingresso unità d filtrazione G151 - NG-400-G-SA1-V

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alta Concentrazione di Impurezze

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Contaminazione di Gasolina nel Fluido Entrante	1. Possibile contaminazione fluido all'ingresso dei TG e blocco TG	1. Filtri D001A/B/C a Valle Intercettano Impurezze	1	5	ALARP					
		2. Indicatori alto livello Filtri D001A/B/C								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.2. Collettore d'ingresso unità d filtrazione G151 - NG-400-G-SA1-V

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.3. Unità di Filtrazione del Gas Metano; G135, G155, G101,G103, G179, G175, NG- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
250-G-SA1-V

Tipo: Serbatoio in Pressione; Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione e serbatoio con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.3. Unità di Filtrazione del Gas Metano; G135, G155, G101,G103, G179, G175, NG- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
250-G-SA1-V

Tipo: Serbatoio in Pressione; Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Nessuna	1. Tubazione e serbatoio con adeguata pressione di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.3. Unità di Filtrazione del Gas Metano; G135, G155, G101,G103, G179, G175, NG- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
250-G-SA1-V

Tipo: Serbatoio in Pressione; Linea

Deviazione: 3. Alta Pressione Differenziale

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Intasamento Filtro	1. Basso flusso di metano con potenziale blocco dei TG	1. Allarmi di alta pressione differenziale dPSH017 (D001A), dPSH018 (D001B), dPSH218 (D001C) ed indicatori di pressione differenziale dPIR028 (D001A), dPIR029 (D001B), dPIR217 (D001C)	1	3	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.3. Unità di Filtrazione del Gas Metano; G135, G155, G101,G103, G179, G175, NG- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
250-G-SA1-V

Tipo: Serbatoio in Pressione; Linea

Deviazione: 4. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione e serbatoio con adeguata temperatura massima di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.3. Unità di Filtrazione del Gas Metano; G135, G155, G101,G103, G179, G175, NG- 250-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Serbatoio in Pressione; Linea

Deviazione: 7. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale valvole immissione metano nei filtri F104 (D001A), F102 (D001B), F340 (D001c) in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.4. Collettore d'uscita unità di filtrazione G159 , G161, G163, NG-50-G-SA1-V, NG-250- G-SA1-V, NG-400-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.4. Collettore d'uscita unità di filtrazione G159 , G161, G163, NG-50-G-SA1-V, NG-250- G-SA1-V, NG-400-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.4. Collettore d'uscita unità di filtrazione G159 , G161, G163, NG-50-G-SA1-V, NG-250- G-SA1-V, NG-400-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata temperatura massima di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.4. Collettore d'uscita unità di filtrazione G159 , G161, G163, NG-50-G-SA1-V, NG-250- G-SA1-V, NG-400-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata temperatura minima di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.4. Collettore d'uscita unità di filtrazione G159 , G161, G163, NG-50-G-SA1-V, NG-250- G-SA1-V, NG-400-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alta Concentrazione di Impurezze

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Gasolina del flusso di metano dei TG con potenziale blocco dei TG e danno ai bruciatori	1. Filtri a monte per piccole quantità di gasolina.	2	4	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Gasolina del flusso di metano dei TG con potenziale blocco dei TG e danno ai bruciatori	1. Filtri a monte per piccole quantità di gasolina.	2	4	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.4. Collettore d'uscita unità di filtrazione G159 , G161, G163, NG-50-G-SA1-V, NG-250- G-SA1-V, NG-400-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale valvole immissione metano nei filtri F104 (D001A), F102 (D001B), F340 (D001C) in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.5. Scarico Drenaggio Filtri, G201, G142, G143 - GO-50-VC-N, G209 - GO-25-VC-N, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
G073 - GO-25-VC-V, G075 - GO-25-VC-N

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio di gasolina	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	3. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona della Gasolina sia accettabile	QRA	4	2	AL AR P

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.6. Riscaldamento e depressurizzazione gas Caldaia, G181 - NG-50-G-SA1-V, G183 - NG-50-G-SA2-C, G187 - NG-50-G-SA1-V, NG-50-G-SA2-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.6. Riscaldamento e depressurizzazione gas Caldaia, G181 - NG-50-G-SA1-V, G183 - NG-50-G-SA2-C, G187 - NG-50-G-SA1-V, NG-50-G-SA2-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.6. Riscaldamento e depressurizzazione gas Caldaia, G181 - NG-50-G-SA1-V, G183 - Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
 NG-50-G-SA2-C, G187 - NG-50-G-SA1-V, NG-50-G-SA2-V

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 5. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.6. Riscaldamento e depressurizzazione gas Caldaia, G181 - NG-50-G-SA1-V, G183 - Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
 NG-50-G-SA2-C, G187 - NG-50-G-SA1-V, NG-50-G-SA2-V

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale F352 in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.6. Riscaldamento e depressurizzazione gas Caldaia, G181 - NG-50-G-SA1-V, G183 - Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
NG-50-G-SA2-C, G187 - NG-50-G-SA1-V, NG-50-G-SA2-V

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 7. Perdita Lato Mantello

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita di vapore	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.6. Riscaldamento e depressurizzazione gas Caldaia, G181 - NG-50-G-SA1-V, G183 - Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
NG-50-G-SA2-C, G187 - NG-50-G-SA1-V, NG-50-G-SA2-V

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 8. Perdita Lato Tubi

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Metano all'interno del flusso di vapore	1. Controllo periodico della tenuta	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- SA1, G193 - GN-150-G-AM-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F574A e PCV-F575B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione PCV-F574A e PCV-F575B	4	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- SA1, G193 - GN-150-G-AM-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione								
		3. Valvola di sfogo PSV-N356								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- SA1, G193 - GN-150-G-AM-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

 Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
 SA1, G193 - GN-150-G-AM-V

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione e serbatoio con adeguata temperatura massima di progetto	1	5	ALARP					
2. Malfunzionamento Riscaldatore B004A	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Controllo di temperatura TIC N214A	1	4	A					
		2. TW215A								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

 Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
 SA1, G193 - GN-150-G-AM-V

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Riscaldatore B004A	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Controllo di temperatura TIC N214A	1	4	A					
		2. TW-N215A								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

 Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
 SA1, G193 - GN-150-G-AM-V

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alto Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Valvola di Controllo o controller fallisce VC aperta	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Valvola di sfogo PSV-N356	4	3	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
SA1, G193 - GN-150-G-AM-V

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alto Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. Misuratore di Flusso FT-N219								
		3. Doppia valvola di controllo pressione PCV-F574A e PCV-F575B								
2. Rottura della Linea	1. Depressurizzazione del tubo	1. Valvola di blocco per bassa pressione incorporata in uno dei due PCV	4	3	ALARP					
	2. Potenziale dispersione metano e/o incendio/esplosione in caso d'innesco della nuvola	2. Chiusura manuale F353A in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale valvole F338/339 in caso d'incendio e/o perdita grave.								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
SA1, G193 - GN-150-G-AM-V

Tipo: Linea

Deviazione: 6. Basso Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. La Valvola di Controllo o il Controller Fallisce la VC Chiusa	1. Blocco del TG per bassa pressione	1. Misuratore di Flusso FT-N219	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
SA1, G193 - GN-150-G-AM-V

Tipo: Linea

Deviazione: 7. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.7. Linea Alimentazione Caldaia G185 - G191 - GN-150-G-AM-V, G195 - NG-25-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2
SA1, G193 - GN-150-G-AM-V

Tipo: Linea

Deviazione: 8. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	2	5	ALARP	4. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 2.6 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale F353A in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.8. Alimentazione Utilizzi G161 - NG-400-G-SA1-V, G163 - NG-400-G-SA1-V, G165 - NG-300-G-SA1-V, G171 - NG-200-G-SA1-V, G251 - NG-400-G-SA1-V, G167 - NG-300-G-SA1-V, G253 - NG-400-G-SA1-V, G255 - NG-400-G-SA1-V, G257 - NG-200-G-SA1-V, G259 - NG-200-G-SA1-V. Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2; 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.8. Alimentazione Utilizzi G161 - NG-400-G-SA1-V, G163 - NG-400-G-SA1-V, G165 - NG-300-G-SA1-V, G171 - NG-200-G-SA1-V, G251 - NG-400-G-SA1-V, G167 - NG-300-G-SA1-V, G253 - NG-400-G-SA1-V, G255 - NG-400-G-SA1-V, G257 - NG-200-G-SA1-V, G259 - NG-200-G-SA1-V. Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2; 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.8. Alimentazione Utilizzi G161 - NG-400-G-SA1-V, G163 - NG-400-G-SA1-V, G165 - NG-300-G-SA1-V, G171 - NG-200-G-SA1-V, G251 - NG-400-G-SA1-V, G167 - NG-300-G-SA1-V, G253 - NG-400-G-SA1-V, G255 - NG-400-G-SA1-V, G257 - NG-200-G-SA1-V, G259 - NG-200-G-SA1-V. Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2; 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata temperatura massima di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.8. Alimentazione Utilizzi G161 - NG-400-G-SA1-V, G163 - NG-400-G-SA1-V, G165 - NG-300-G-SA1-V, G171 - NG-200-G-SA1-V, G251 - NG-400-G-SA1-V, G167 - NG-300-G-SA1-V, G253 - NG-400-G-SA1-V, G255 - NG-400-G-SA1-V, G257 - NG-200-G-SA1-V, G259 - NG-200-G-SA1-V. Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2; 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione con adeguata temperatura minima di progetto	1	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.8. Alimentazione Utilizzi G161 - NG-400-G-SA1-V, G163 - NG-400-G-SA1-V, G165 - NG-300-G-SA1-V, G171 - NG-200-G-SA1-V, G251 - NG-400-G-SA1-V, G167 - NG-300-G-SA1-V, G253 - NG-400-G-SA1-V, G255 - NG-400-G-SA1-V, G257 - NG-200-G-SA1-V, G259 - NG-200-G-SA1-V. Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2; 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Gasolina del flusso di metano dei TG con potenziale blocco dei TG e danno ai bruciatori	1. Filtri a monte per piccole quantità di gasolina.	2	4	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Gasolina del flusso di metano dei TG con potenziale blocco dei TG e danno ai bruciatori	1. Filtri a monte per piccole quantità di gasolina.	2	4	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.8. Alimentazione Utilizzi G161 - NG-400-G-SA1-V, G163 - NG-400-G-SA1-V, G165 - NG-300-G-SA1-V, G171 - NG-200-G-SA1-V, G251 - NG-400-G-SA1-V, G167 - NG-300-G-SA1-V, G253 - NG-400-G-SA1-V, G255 - NG-400-G-SA1-V, G257 - NG-200-G-SA1-V, G259 - NG-200-G-SA1-V.

Tipo: Linea

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale valvole immissione metano nei filtri F104 (D001A), F102 (D001B), F340 (D001C) in caso di perdita grave e/o incendio								
		4. Chiusura manuale valvole F343A/B in caso d'incendio e/o perdita grave.								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.9. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo A

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.9. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo A

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 5. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.9. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo A

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale F348A in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.9. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo A

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 7. Perdita Lato Mantello

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita di vapore	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.9. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo A

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 8. Perdita Lato Tubi

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Metano all'interno del flusso di vapore	1. Controllo periodico della tenuta	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.10. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo B

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.10. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo B

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 5. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.10. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo B

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale F348B in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.10. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo B

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 7. Perdita Lato Mantello

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita di vapore	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.10. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 4 - Ramo B

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 8. Perdita Lato Tubi

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Metano all'interno del flusso di vapore	1. Controllo periodico della tenuta	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.11. Alimentazione Gas Gruppo 4 G171, G173 -NG-200-G-SA1-V, G175 -NG-200-G-SA1-V, G175 -NG-200-G-BA-V, G177 - NG-50-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F572A/B e PCV-F573A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F572A/B e PCV-F573A/B	4	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.11. Alimentazione Gas Gruppo 4 G171, G173 -NG-200-G-SA1-V, G175 -NG-200-G- SA1-V, G175 - NG-200-G-BA-V, G177 - NG-50-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione di ogni ramo								
		3. Valvola di sfogo PSV-N350								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.11. Alimentazione Gas Gruppo 4 G171, G173 -NG-200-G-SA1-V, G175 -NG-200-G- SA1-V, G175 - NG-200-G-BA-V, G177 - NG-50-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione per ogni ramo	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.11. Alimentazione Gas Gruppo 4 G171, G173 -NG-200-G-SA1-V, G175 -NG-200-G- SA1-V, G175 - NG-200-G-BA-V, G177 - NG-50-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione e serbatoio con adeguata temperatura massima di progetto	1	5	ALARP					
2. Malfunzionamento Riscaldatore B003A/B	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Controllo di temperatura TIC-N206A/B	1	4	A					
		2. TW-N207A/B								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.11. Alimentazione Gas Gruppo 4 G171, G173 -NG-200-G-SA1-V, G175 -NG-200-G- SA1-V, G175 - NG-200-G-BA-V, G177 - NG-50-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Riscaldatore B003A/B	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Controllo di temperatura TIC-N206A/B	1	4	A					
		2. TW-N207A/B								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.11. Alimentazione Gas Gruppo 4 G171, G173 -NG-200-G-SA1-V, G175 -NG-200-G- SA1-V, G175 - NG-200-G-BA-V, G177 - NG-50-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alto Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Valvola di Controllo o controller fallisce VC aperta	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Valvola di sfogo PSV-N350	4	3	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.11. Alimentazione Gas Gruppo 4 G171, G173 -NG-200-G-SA1-V, G175 -NG-200-G- SA1-V, G175 - NG-200-G-BA-V, G177 - NG-50-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alto Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. Misuratore di Flusso FE-N217								
		3. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F572A/B e PCV-F573A/B								
2. Rottura della Linea	1. Depressurizzazione del tubo	1. Valvola di blocco per bassa pressione incorporata in uno dei due PCV	4	3	ALARP					
	2. Potenziale dispersione metano e/o incendio/esplosione in caso d'innesco della nuvola	2. Chiusura manuale F347A/B in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale valvole F338/339 in caso d'incendio e/o perdita grave.								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.11. Alimentazione Gas Gruppo 4 G171, G173 -NG-200-G-SA1-V, G175 -NG-200-G- SA1-V, G175 - NG-200-G-BA-V, G177 - NG-50-G-SA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 6. Basso Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. La Valvola di Controllo o il Controller Fallisce la VC Chiusa	1. Blocco del TG per bassa pressione	1. Misuratore di Flusso FE-N217	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.12. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo A G261-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.12. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo A G261-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.12. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo A G261-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 3. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Temperatura Fluido	1. Nessuna	1. Tubazione e serbatoio con adeguata temperatura massima di progetto	1	5	ALARP					
2. Malfunzionamento Riscaldatore B005A	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Controllo di temperatura TIC-N226A	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.12. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo A G261-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 3. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. TW-N227A								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.12. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo A G261-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 4. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Riscaldatore B005A	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Controllo di temperatura TIC-N226A	1	4	A					
		2. TW-N227A								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.12. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo A G261-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 5. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.12. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo A G261-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale F366A in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.12. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo A G261-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 7. Perdita Lato Mantello

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita di vapore	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.12. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo A G261-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 8. Perdita Lato Tubi

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Metano all'interno del flusso di vapore	1. Controllo periodico della tenuta	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.13. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo B G263-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.13. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo B G263-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.13. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo B G263-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 5. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.13. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo B G263-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale F366B in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.13. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo B G263-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 7. Perdita Lato Mantello

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita di vapore	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.13. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 5 - Ramo B G263-NG-150-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 8. Perdita Lato Tubi

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Metano all'interno del flusso di vapore	1. Controllo periodico della tenuta	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.14. Alimentazione Gas Gruppo 5 G261 NG-300-G-SA1-V, G263 NG-300-G-SA1-V, G265 NG-300-G-SA1-V, G267 - NG-40-G-SA1-V, G271 - NG-250-SA1-V. G273 NG-250-G-SA1-V, G277 NG-250-G-BA1-V Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F578A/B e PCV-F579A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F578A/B e PCV-F579A/B	4	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.14. Alimentazione Gas Gruppo 5 G261 NG-300-G-SA1-V, G263 NG-300-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
 G265 NG-300-G-SA1-V, G267 - NG-40-G-SA1-V, G271 - NG-250-SA1-V. G273 NG-250-G-SA1-V, G277 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione di ogni ramo								
		3. Valvola di sfogo PSV-N397								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.14. Alimentazione Gas Gruppo 5 G261 NG-300-G-SA1-V, G263 NG-300-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
 G265 NG-300-G-SA1-V, G267 - NG-40-G-SA1-V, G271 - NG-250-SA1-V. G273 NG-250-G-SA1-V, G277 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione per ogni ramo	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

 Nodo: 1.14. Alimentazione Gas Gruppo 5 G261 NG-300-G-SA1-V, G263 NG-300-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
 G265 NG-300-G-SA1-V, G267 - NG-40-G-SA1-V, G271 - NG-250-SA1-V. G273 NG-250-G-SA1-V, G277 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alto Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Valvola di Controllo o controller fallisce VC aperta	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Valvola di sfogo PSV-N397	4	3	ALARP					
		2. Misuratore di Flusso FT-N220								
		3. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F578A/B e PCV-F579A/B								
2. Rottura della Linea	1. Depressurizzazione del tubo	1. Valvola di blocco per bassa pressione incorporata in uno dei due PCV	4	3	ALARP					
		2. Chiusura manuale F366A/B in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale valvole F338/339 in caso d'incendio e/o perdita grave.								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

 Nodo: 1.14. Alimentazione Gas Gruppo 5 G261 NG-300-G-SA1-V, G263 NG-300-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
 G265 NG-300-G-SA1-V, G267 - NG-40-G-SA1-V, G271 - NG-250-SA1-V. G273 NG-250-G-SA1-V, G277 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 6. Basso Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. La Valvola di Controllo o il Controller Fallisce la VC Chiusa	1. Blocco del TG per bassa pressione	1. Misuratore di Flusso FT-220	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.14. Alimentazione Gas Gruppo 5 G261 NG-300-G-SA1-V, G263 NG-300-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
 G265 NG-300-G-SA1-V, G267 - NG-40-G-SA1-V, G271 - NG-250-SA1-V. G273 NG-250-G-SA1-V, G277 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 7. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	3	4	ALARP	7. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 32.8 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio				8. Blocco remoto attuabile da Sala Controllo su valvole di blocco PSV-N578A/B	ALARP	3	3	AL A R P
		3. Chiusura manuale F348A/B in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.15. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 5

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Intasamento Filtro	1. Sovrappressione serbatoio e linee con potenziale perdita di metano	1. Valvola di sfogo PSV-F439	4	3	ALARP					
		2. Blocco metano per alta pressione da valvola di blocco incorporata in PSV								
		3. Indicatore locale di pressione PI-R224								
		4. Indicatore di Alta Pressione Differenziale dPI-R218								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.15. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 5

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. La valvola di Controllo o il Controller bloccano una delle valvole chiusa	1. Blocco del TG	1. Blocco metano per bassa pressione	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.15. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 5

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 3. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Filtri a monte (D001A/B/C)	1. Potenziali blocco del TG per presenza di gasolina con danni ai bruciatori	1. Il filtro depura il flusso dalla gasolina per quantità limitate	1	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	1	4	A
		2. Indicatore remoto di livello LI-R231								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.15. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 5

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 4. Alto Livello Gasolina

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Presenza di gasolina in eccesso a causa del malfunzionamento dei filtri a monte	1. Potenziali blocco del TG per presenza di gasolina con danni ai bruciatori	1. Drenaggio periodico del filtro	1	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	1	4	A
		2. Indicatore remoto di livello LI-R231								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.15. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 5

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 5. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Potenziale dispersione metano e/o incendio/esplosione in caso d'innesco della nuvola	1. Controllo periodico della tenuta	3	4	ALARP	8. Blocco remoto attuabile da Sala Controllo su valvole di blocco PSV-N578A/B	ALARP	3	3	AL AR P

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.15. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 5

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 6. Perdita di Prestazioni

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Accumulo di contaminanti nel pacco filtri	1. potenziale blocco del TG per bassa pressione e/o basso flusso	1. Indicatore di Alta Pressione Differenziale dPI-R218	1	4	A					
		2. Drenaggio manuale filtri								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.16. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo A G351-NG-200-G- SA2-C Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.16. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo A G351-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 4. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Riscaldatore B006A	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Controllo di temperatura TIC-N240A	1	4	A					
		2. TW-N241A								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.16. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo A G351-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 5. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.16. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo A G351-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale F367A in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.16. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo A G351-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 7. Perdita Lato Mantello

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita di vapore	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.16. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo A G351-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 8. Perdita Lato Tubi

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Metano all'interno del flusso di vapore	1. Controllo periodico della tenuta	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.17. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo 6 G353-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	5	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.17. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo 6 G353-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.17. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo 6 G353-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 5. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A
2. Cattivo funzionamento Filtri D001A/B/C	1. Malfunzionamento valvole di controllo pressione	1. Nessuna	2	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	2	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.17. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo 6 G353-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	3	ALARP	1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale F367B in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.17. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo 6 G353-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 7. Perdita Lato Mantello

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita di vapore	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.17. Riscaldamento e Depressurizzazione gas Gruppo 6 - Ramo 6 G353-NG-200-G- Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2 SA2-C

Tipo: Linea; PCV; Scambiatore di Calore

Deviazione: 8. Perdita Lato Tubi

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Metano all'interno del flusso di vapore	1. Controllo periodico della tenuta	2	5	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.18. Alimentazione Gas Gruppo 6 G351 NG-250-G-SA1-V, G353 NG-250-G-SA1-V, G355 NG-300-G-SA1-V, G357 - NG-40-G-SA1-V, G363 - NG-250-BA1-V. G361 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F581A/B e PCV-F582A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F581A/B e PCV-F582A/B	4	2	ALARP					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.18. Alimentazione Gas Gruppo 6 G351 NG-250-G-SA1-V, G353 NG-250-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
G355 NG-300-G-SA1-V, G357 - NG-40-G-SA1-V, G363 - NG-250-BA1-V. G361 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione di ogni ramo								
		3. Valvola di sfogo PSV-N447								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.18. Alimentazione Gas Gruppo 6 G351 NG-250-G-SA1-V, G353 NG-250-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
G355 NG-300-G-SA1-V, G357 - NG-40-G-SA1-V, G363 - NG-250-BA1-V. G361 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione per ogni ramo	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

 Nodo: 1.18. Alimentazione Gas Gruppo 6 G351 NG-250-G-SA1-V, G353 NG-250-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
 G355 NG-300-G-SA1-V, G357 - NG-40-G-SA1-V, G363 - NG-250-BA1-V. G361 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alto Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Valvola di Controllo o controller fallisce VC aperta	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Valvola di sfogo PSV-N447	4	3	ALARP					
		2. Misuratore di Flusso FT-N221								
		3. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F581A/B e PCV-F582A/B								
2. Rottura della Linea	1. Depressurizzazione del tubo	1. Valvola di blocco per bassa pressione incorporata in uno dei due PCV	4	3	ALARP					
		2. Chiusura manuale F367A/B in caso di perdita grave e/o incendio								
		3. Chiusura manuale valvole F338/339 in caso d'incendio e/o perdita grave.								
	2. Potenziale dispersione metano e/o incendio/esplosione in caso d'innescio della nuvola									

Sistema: 1. Gas Metano - F95

 Nodo: 1.18. Alimentazione Gas Gruppo 6 G351 NG-250-G-SA1-V, G353 NG-250-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
 G355 NG-300-G-SA1-V, G357 - NG-40-G-SA1-V, G363 - NG-250-BA1-V. G361 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 6. Basso Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. La Valvola di Controllo o il Controller Fallisce la VC Chiusa	1. Blocco del TG per bassa pressione	1. Misuratore di Flusso FT-221	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.18. Alimentazione Gas Gruppo 6 G351 NG-250-G-SA1-V, G353 NG-250-G-SA1-V, Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2
 G355 NG-300-G-SA1-V, G357 - NG-40-G-SA1-V, G363 - NG-250-BA1-V. G361 NG-250-G-BA1-V

Tipo: Linea

Deviazione: 7. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	3	4	ALARP	7. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 32.8 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio				9. Blocco remoto attuabile da Sala Controllo su valvole di blocco PSV-N581A/B	ALARP	3	3	AL A R P
		3. Chiusura manuale F349A/B in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.19. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 6

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Intasamento Filtro	1. Sovrappressione serbatoio e linee con potenziale perdita di metano	1. Valvola di sfogo PSV-F469	4	3	ALARP					
		2. Blocco metano per alta pressione da valvola di blocco incorporata in PSV								
		3. Indicatore locale di pressione PI-R236								
		4. Indicatore di Alta Pressione Differenziale dPI-R219								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.19. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 6

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. La valvola di Controllo o il Controller bloccano una delle valvole chiusa	1. Blocco del TG	1. Blocco metano per bassa pressione	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.19. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 6

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 3. Alti Contaminanti

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Filtri a monte (D001A/B/C)	1. Potenziale blocco del TG per presenza di gasolina con danni ai bruciatori	1. Il filtro depura il flusso dalla gasolina per quantità limitate	1	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	1	4	A
		2. Indicatore remoto di livello LI-R232								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.19. Filtro Finale Alimentazione Gas Gruppo 6

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Serbatoio in Pressione

Deviazione: 4. Alto Livello Gasolina

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Presenza di gasolina in eccesso a causa del malfunzionamento dei filtri a monte	1. Potenziale blocco del TG per presenza di gasolina con danni ai bruciatori	1. Drenaggio periodico del filtro	1	5	ALARP	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	1	4	A
		2. Indicatore remoto di livello LI-R232								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.20. Presa per Analisi Gascromatografica Metano

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; Scambiatore di Calore

Deviazione: 2. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Scambiatore di Calore B010	1. Potenziale malfunzionamento del Gascromatografo AT001	1. Protezione interna del Gascromatografo	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.20. Presa per Analisi Gascromatografica Metano

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; Scambiatore di Calore

Deviazione: 3. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Scambiatore di Calore B010	1. Potenziale malfunzionamento del Gascromatografo AT001	1. Protezione interna del Gascromatografo	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.20. Presa per Analisi Gascromatografica Metano

Disegni: 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2

Tipo: Linea; Scambiatore di Calore

Deviazione: 4. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controlli periodici di tenuta	2	4	ALARP					
		2. Rilevatore ambientale di metano								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.23. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 4 sino alla Valvola di Blocco 4F95-F025.

Disegni: 20200-TRM-EAF-L-DS-01641, Rev.5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01643, Rev. 5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01648, Rev. 6; 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione; Scambiatore di Calore

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F572A/B e PCV-F573A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F572A/B e PCV-F573A/B	4	2	ALARP					
	2. Malfunzionamento TG	2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione di ogni ramo								
		3. Valvola di sfogo 4F95-F629								
		4. Valvola di sfogo 4F95-F650								
		5. Valvola di blocco TG 4F95-F015		1	4	A				

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.23. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 4 sino alla Valvola di Blocco 4F95-F025.

Disegni: 20200-TRM-EAF-L-DS-01641, Rev.5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01643, Rev. 5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01648, Rev. 6; 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione; Scambiatore di Calore

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione per ogni ramo	1	4	A					
	2. Malfunzionamento del TG	2. Valvola motorizzata di blocco TG 4F95-F015	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.23. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 4 sino alla Valvola di Blocco 4F95-F025.

Disegni: 20200-TRM-EAF-L-DS-01641, Rev.5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01643, Rev. 5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01648, Rev. 6; 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione; Scambiatore di Calore

Deviazione: 3. Alta Concentrazione di Impurezze

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Filtri a monte (D001A/B/C)	1. Potenziale danno del TG per alta concentrazione gasolina	1. Separatore di metano 4F95-B002	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.23. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 4 sino alla Valvola di Blocco 4F95-F025.

Disegni: 20200-TRM-EAF-L-DS-01641, Rev.5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01643, Rev. 5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01648, Rev. 6; 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione; Scambiatore di Calore

Deviazione: 4. Alto Livello Gasolina

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta concentrazione di gasolina nel flusso di metano	1. gasolina nel flusso di metano al tg	1. Drenaggio gasolina da 4F95-F616								
		2. indicatori di alto livello 4F95-N003/N004 su logica 1oo2	1	4	A					
2. Malfunzionamento Filtri a monte (D001A/B/C)	1. gasolina nel flusso di metano al tg	1. Drenaggio gasolina da 4F95-F616								
		2. indicatori di alto livello 4F95-N003/N004 su logica 1oo2	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.23. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 4 sino alla Valvola di Blocco 4F95-F025.

Disegni: 20200-TRM-EAF-L-DS-01641, Rev.5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01643, Rev. 5; 20200-TRM-EAF-L-DS-01648, Rev. 6; 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione; Scambiatore di Calore

Deviazione: 5. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	3	3	ALARP	5. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 20 barg sia accettabile	QRA			
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio				6. Blocco remoto attuabile da Sala Controllo su valvole di blocco PSV-N572A/B	ALARP	3	2	A
		3. Chiusura manuale 4F95-F001 in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.24. Skid Alimentazione Bruciatori Gr. 4, sino alla volta di blocco alimentazione.

Disegni: 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D; 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 2 di 2, Rev. B

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F572A/B e PCV-F573A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F572A/B e PCV-F573A/B	4	2	ALARP	10. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto ad una perdita nella zona Skid Alimentazione Bruciatori, Gruppo 4, sia accettabile	QRA			
	2. Malfunzionamento TG	2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione di ogni ramo								
	3. Valvola di sfogo 4F95-F629									

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.24. Skid Alimentazione Bruciatori Gr. 4, sino alla volta di blocco alimentazione.

Disegni: 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D; 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 2 di 2, Rev. B

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		4. Valvola di sfogo 4F95-F650								
		5. Valvola di blocco TG 4F95-F015	1	4	A					
		6. Valvola di Blow-Down 4F95-F621								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.24. Skid Alimentazione Bruciatori Gr. 4, sino alla volta di blocco alimentazione.

Disegni: 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D; 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 2 di 2, Rev. B

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione per ogni ramo	1	4	A					
	2. Malfunzionamento del TG	2. Valvola motorizzata di blocco TG 4F95-F015	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.25. Alimentazione Bruciatori Gruppo 4

Disegni: 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 2 di 2, Rev. B

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	4	2	ALARP	11. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto ad una perdita nella zona Bruciatori, Gruppo 4, sia accettabile	QRA			
		2. Sistema di ventilazione forzata del cabinato turbina								
		3. Sensori di metano su logica 2oo3 tarati a 7% LEL (Allarme) e 17% LEL (Blocco) su uscita ventilazione cabinato turbina								
		4. Sensori di metano su logica 2oo3 tarati a 10% LEL (Allarme) e 25% LEL (Blocco) su skid gas e collettore gas								
		5. Sensori di temperatura, con logica 2oo3, 2 gruppi da 3 su skid gas combustibile con soglia d'intervento a 107 C e 4 gruppi da 3 su turbogas con soglia d'intervento a 88 C azionano antincendio a C02								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.26. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 5, 5-250-F95-G001-BB3-A

Disegni: 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4; 20300-TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F578A/B e PCV-F579A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F578A/B e PCV-F579A/B	4	2	ALARP					
	2. Malfunzionamento TG	2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione di ogni ramo								
		3. Valvola di sfogo PSV-F397	1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.26. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 5, 5-250-F95-G001-BB3-A

Disegni: 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4; 20300-TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione per ogni ramo	1	4	A					
	2. Malfunzionamento del TG									

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.26. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 5, 5-250-F95-G001-BB3-A

Disegni: 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4; 20300-TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Alta Concentrazione di Impurezze

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Filtri a monte (D001A/B/C)	1. Potenziale danno del TG per alta concentrazione gasolina	1. Filtro di metano 4F95-D002	1	4	A	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP			

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.26. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 5, 5-250-F95-G001-BB3-A

Disegni: 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4; 20300-TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Basso Flusso

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.26. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 5, 5-250-F95-G001-BB3-A

Disegni: 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4; 20300-TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Possibile innesco con conseguente incendio e/o esplosione non confinata di metano	1. Controllo periodico della tenuta	3	3	ALARP	5. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 20 barg sia accettabile	QRA			

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.26. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 5, 5-250-F95-G001-BB3-A

Disegni: 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4; 20300-TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. Chiusura manuale valvole principali metano F338/F339 in caso di perdita grave e/o incendio				6. Blocco remoto attuabile da Sala Controllo su valvole di blocco PSV-N572A/B	ALARP	3	2	A
		3. Chiusura manuale 4F95-F437 in caso di perdita grave e/o incendio								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.27. Ingresso Alimentazione Gas in Cabinato Gas/Oil (Dalla Valvola Manuale di Ingresso) Disegni: GE DRW 123E2860, Sh. 2 di 3

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F578A/B e PCV-F579A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F578A/B e PCV-F579A/B	4	2	ALARP	12. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto ad una perdita nella zona cabinato gas/oil Gruppo 5, sia accettabile	QRA			
	2. Malfunzionamento TG	2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione di ogni ramo								
		3. Trasmittitori di pressione PT-96-FG-2A/B/C su logica 2003 attuano Valvola pneumatica di blocco VSR-1	1	4	A					
		4. Valvola di blow-down VA13-15								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.27. Ingresso Alimentazione Gas in Cabinato Gas/Oil (Dalla Valvola Manuale di Ingresso) Disegni: GE DRW 123E2860, Sh. 2 di 3

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R	
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F578A/B e PCV-F579A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F578A/B e PCV-F579A/B	4	2	ALARP						
	2. Malfunzionamento TG	2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione di ogni ramo									
		3. Trasmettitori di pressione PT-96-FG-2A/B/C su logica 2oo3 attuano Valvola pneumatica di blocco VSR-1		1	4	A					
		4. Valvola di blow-down VA13-15									

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.27. Ingresso Alimentazione Gas in Cabinato Gas/Oil (Dalla Valvola Manuale di Ingresso) Disegni: GE DRW 123E2860, Sh. 2 di 3

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento scambiatore di calore	1. Problemi di combustione al TG	1. Blocco metano valvola pneumatica VSR-1 per alta temperatura su segnale da sensori TC-FGT-1A/B e 2A/B su logica Duplex 1oo2	1	3	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.27. Ingresso Alimentazione Gas in Cabinato Gas/Oil (Dalla Valvola Manuale di Ingresso) Disegni: GE DRW 123E2860, Sh. 2 di 3

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento scambiatore di calore	1. Problemi di combustione al TG	1. Blocco metano valvola pneumatica VSR-1 per alta temperatura su segnale da sensori TC-FGT-1A/B e 2A/B su logica Duplex 1oo2	1	3	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.27. Ingresso Alimentazione Gas in Cabinato Gas/Oil (Dalla Valvola Manuale di Ingresso) Disegni: GE DRW 123E2860, Sh. 2 di 3

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alta Concentrazione di Impurezze

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Filtri a monte (D001A/B/C e D002)	1. Potenziale danno del TG per alta concentrazione gasolina	1. Filtro a coalescenza per quantità di gasolina limitate.	1	4	A	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	1	3	A
2. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Potenziale danno del TG per alta concentrazione gasolina	1. Filtri a monte D001A/B/C e D002, più filtro a coalescenza per quantità di gasolina limitate.	1	4	A	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	1	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.28. Skid Alimentazione Gas Bruciatori, Gr. 5 (dallavalvola di blocco, nuova versione Disegni: 20400-TRM-EPW-P-SC-56400 con 4 Anelli)

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento scambiatore di calore	1. Problemi di combustione al TG	1. Blocco metano valvola pneumatica VSR-1 per alta temperatura su segnale da sensori TC-FGT-1A/B e 2A/B su logica Duplex 1oo2	1	3	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.28. Skid Alimentazione Gas Bruciatori, Gr. 5 (dallavalvola di blocco, nuova versione Disegni: 20400-TRM-EPW-P-SC-56400 con 4 Anelli)

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Bassa Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento scambiatore di calore	1. Problemi di combustione al TG	1. Blocco metano valvola pneumatica VSR-1 per alta temperatura su segnale da sensori TC-FGT-1A/B e 2A/B su logica Duplex 1oo2	1	3	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.28. Skid Alimentazione Gas Bruciatori, Gr. 5 (dallavalvola di blocco, nuova versione Disegni: 20400-TRM-EPW-P-SC-56400 con 4 Anelli)

Tipo: Linea

Deviazione: 5. Alta Concentrazione di Impurezze

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Filtri a monte (D001A/B/C e D002)	1. Potenziale danno del TG per alta concentrazione gasolina	1. Filtro a coalescenza per quantità di gasolina limitate.	1	4	A	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	1	3	A
2. Elevata concentrazione di gasolina del fluido d'ingresso	1. Potenziale danno del TG per alta concentrazione gasolina	1. Filtri a monte D001A/B/C e D002, più filtro a coalescenza per quantità di gasolina limitate.	1	4	A	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP	1	3	A

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.28. Skid Alimentazione Gas Bruciatori, Gr. 5 (dallavalvola di blocco, nuova versione Disegni: 20400-TRM-EPW-P-SC-56400 con 4 Anelli)

Tipo: Linea

Deviazione: 6. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Potenziale dispersione metano all'interno del cabinato e/o incendio/esplosione confinata in caso d'innesco della nuvola	1. Sensori di metano su logica 2oo3 tarati a 10% LEL (Allarme) e 25% LEL (Blocco) su cabinato collettore (45HGT-7A/B/C)	4	2	ALARP	12. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto ad una perdita nella zona cabinato gas/oil Gruppo 5, sia accettabile	QRA			
		2. Sensori si fuoco, 2 gruppi da 2 sensori (45FA-6A/B e 45-FA7A/B) su logica Duplex 1oo2 nel cabinato collettore								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.29. Alimentazione Bruciatori Gr. 5

Disegni: 2040M-EPW-M-DS-56510, Ver. 00 (Si riferisce al Gruppo 6)

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Potenziale dispersione metano all'interno del cabinato e/o incendio/esplosione confinata in caso d'innesco della nuvola	1. 2 gruppi di sensori di gas (45HGT-5A/B/C e 6A/B/C) su logica 2oo3 tarati a 7% LEL (Allarme) e 17% LEL (Blocco) su condotto d'uscita ventilazione	4	2	ALARP	13. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto ad una perdita nella zona cabinato turbina Gruppo 5, sia accettabile	QRA			
		2. Sensori di fuoco, 2 gruppi da 2 sensori (45FA-20A/B e 45-FA21A/B) su logica Duplex 1oo2 nel compartimento turbina								

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.30. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 6, 6-250-F95-G001-BB3-A

Disegni: 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4; 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento valvole controllo pressione PCV-F581A/B e PCV-F582A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo	1. Doppia valvola di controllo pressione per ogni ramo PCV-F581A/B e PCV-F582A/B	4	2	ALARP					
	2. Malfunzionamento TG	2. Valvola di blocco automatico per alta pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione di ogni ramo								
	3. Valvola di sfogo PSV-F447		1	4	A					

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.30. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 6, 6-250-F95-G001-BB3-A

Disegni: 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4; 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Bassa Pressione a Monte	1. Potenziale malfunzionamento del controllo di pressione	1. Valvola di blocco automatico per bassa pressione incorporata in uno dei due regolatori di pressione per ogni ramo	1	4	A					
	2. Malfunzionamento del TG									

Sistema: 1. Gas Metano - F95

Nodo: 1.30. Tubazione Alimentazione TG Gruppo 6, 6-250-F95-G001-BB3-A

Disegni: 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4; 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1; 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Alta Concentrazione di Impurezze

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Filtri a monte (D001A/B/C)	1. Potenziale danno del TG per alta concentrazione gasolina	1. Filtro di metano 4F95-D003	1	4	A	2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALARP			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.1. Pacco Bombole Idrogeno Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		3. Ramo ridontante con altri riduttori di pressione di riserva								

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.1. Pacco Bombole Idrogeno Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Regolatori di pressione 1-P61-D027A/B o 1-P61-D026A/B	1. Depressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale riscaldamento generatore Gruppo 1 per insufficienza di raffreddamento	1. Allarme di Bassa Pressione 1-PS-N018	1	3	A					
		2. Indicatore di Pressione 1-PI-R001 durante sorveglianza visiva								
		3. Ramo ridontante con altri riduttori di pressione di riserva								
		4. Allarme di alta temperatura generatore gruppo 1								

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.1. Pacco Bombe Idrogeno Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione

Deviazione: 3. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Potenziale dispersione di idrogeno all'interno di una delle stanze dell'edificio di stoccaggio idrogeno, con probabilità di incendio e/o esplosione.	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP	14. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato all'esplosione di un pacco di bombole d'idrogeno sia accettabile	QRA			
2. Perdita Severa da una delle bombole del pacco per cedimento strutturale	1. Dispersione immediata del contenuto della bombola all'interno dell'edificio di stoccaggio idrogeno, con potenziale innesco della nuvola e susseguente flash fire o esplosione	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP	14. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato all'esplosione di un pacco di bombole d'idrogeno sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.1. Pacco Bombe Idrogeno Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione

Deviazione: 4. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Incendio causato dall'innesco immediato di una perdita di idrogeno	1. Effetto domino su altre bombole o pacchi di bombole	1. Antincendio manuale azionabile da una bocchetta antistante l'edificio stoccaggio idrogeno	2	5	ALARP					
	2. Potenziale esplosione di un pacco bombole									

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.1. Pacco Bombe Idrogeno Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione

Deviazione: 5. Pericoli durante la manutenzione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Incorretta chiusura valvole manuali d'isolamento 1-P1-f010A/B/C/D durante la sostituzione dei pacchi bombola vuoti.	1. Perdita d'idrogeno all'interno dell'edificio con potenziale innesco della nuvola in presenza di personale di manutenzione	1. Procedure operative che prevedono lo svuotamento delle linee attraverso la valvola 1-P1-F047 e 1-P61-F044C ed il lavaggio delle linee con Anidride carbonica	2	5	ALARP					

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.2. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Regolatori di pressione 1-P61-D027A/B o 1-P61-D026A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo e potenziale perdita guardizioni tenute idrogeno Gruppo1	1. Allarme di Alta Pressione 1-PS-N018	3	4	ALARP					
		2. Indicatore di Pressione 1-PI-R001 durante sorveglianza visiva								

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.2. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Regolatori di pressione 1-P61-D027A/B o 1-P61-D026A/B	1. Depressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale riscaldamento generatore Gruppo 1 per insufficienza di raffreddamento	1. Allarme di Bassa Pressione 1-PS-N018	1	3	A					

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.2. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. Indicatore di Pressione 1-PI-R001 durante sorveglianza visiva								
		3. Allarme di alta temperatura generatore gruppo 1								

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.2. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Potenziale dispersione di idrogeno all'interno di una delle stanze dell'edificio di stoccaggio idrogeno, con probabilità di incendio e/o esplosione.	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP	14. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato all'esplosione di un pacco di bombole d'idrogeno sia accettabile	QRA			
2. Perdita Severa da una delle bombole del pacco per cedimento strutturale	1. Dispersione immediata del contenuto della bombola all'interno dell'edificio di stoccaggio idrogeno, con potenziale innesco della nuvola e susseguente flash fire o esplosione	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP	14. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato all'esplosione di un pacco di bombole d'idrogeno sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.2. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Incendio causato dall'innesco immediato di una perdita di idrogeno	1. Effetto domino su altre bombole o pacchi di bombole	1. Antincendio manuale azionabile da una bocchetta antistante l'edificio stoccaggio idrogeno	2	5	ALARP					
	2. Potenziale esplosione di un pacco bombole									

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.3. Linea Alimentazione Idrogeno Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo nel cunicolo sotterraneo di servizio situato nel cortile della centrale	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	4	2	ALARP					

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.3. Linea Alimentazione Idrogeno Gr. 1

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita del tubo nel cunicolo sotterraneo di servizio situato nel cortile della centrale	1. Tubazioni saldate	4	3	ALARP	15. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato ad una perdita d'idrogeno all'interno del cunicolo sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.4. Pacco Bombe Idrogeno Alimentazione Alternatore Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione

Deviazione: 3. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Potenziale dispersione di idrogeno all'interno di una delle stanze dell'edificio di stoccaggio idrogeno, con probabilità di incendio e/o esplosione.	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP	14. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato all'esplosione di un pacco di bombole d'idrogeno sia accettabile	QRA			
2. Perdita Severa da una delle bombole del pacco per cedimento strutturale	1. Dispersione immediata del contenuto della bombola all'interno dell'edificio di stoccaggio idrogeno, con potenziale innesco della nuvola e susseguente flash fire o esplosione	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP	14. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato all'esplosione di un pacco di bombole d'idrogeno sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.4. Pacco Bombe Idrogeno Alimentazione Alternatore Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione

Deviazione: 4. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Incendio causato dall'innesco immediato di una perdita di idrogeno	1. Effetto domino su altre bombole o pacchi di bombole	1. Antincendio manuale azionabile da una bocchetta antistante l'edificio stoccaggio idrogeno	2	5	ALARP					
	2. Potenziale esplosione di un pacco bombole									

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.4. Pacco Bombe Idrogeno Alimentazione Alternatore Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea; Serbatoio in Pressione

Deviazione: 5. Pericoli durante la manutenzione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Incorretta chiusura valvole manuali d'isolamento 2-P1-f010A/B/C/D durante la sostituzione dei pacchi bombola vuoti.	1. Perdita d'idrogeno all'interno dell'edificio con potenziale innesco della nuvola in presenza di personale di manutenzione	1. Procedure operative che prevedono lo svuotamento delle linee attraverso la valvola 2-P1-F047 e 2-P61-F044C ed il lavaggio delle linee con Anidride carbonica	2	5	ALARP					

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.5. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Regolatori di pressione 2-P61-D027A/B o 2-P61-D026A/B	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo e potenziale perdita guardizioni tenute idrogeno Gruppo1	1. Allarme di Alta Pressione 2-PS-N018	3	4	ALARP					
		2. Indicatore di Pressione 2-PI-R001 durante sorveglianza visiva								

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.5. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Malfunzionamento Regolatori di pressione 2-P61-D027A/B o 2-P61-D026A/B	1. Depressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale riscaldamento generatore Gruppo 2 per insufficienza di raffreddamento	1. Allarme di Bassa Pressione 2-PS-N018	1	3	A					

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.5. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Bassa Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
		2. Indicatore di Pressione 2-PI-R001 durante sorveglianza visiva								
		3. Allarme di alta temperatura generatore gruppo 1								

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.5. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Potenziale dispersione di idrogeno all'interno di una delle stanze dell'edificio di stoccaggio idrogeno, con probabilità di incendio e/o esplosione.	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP	14. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato all'esplosione di un pacco di bombole d'idrogeno sia accettabile	QRA			
2. Perdita Severa da una delle bombole del pacco per cedimento strutturale	1. Dispersione immediata del contenuto della bombola all'interno dell'edificio di stoccaggio idrogeno, con potenziale innesco della nuvola e susseguente flash fire o esplosione	1. Sorveglianza visiva	2	5	ALARP	14. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato all'esplosione di un pacco di bombole d'idrogeno sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.5. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 4. Alta Temperatura

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Incendio causato dall'innesco immediato di una perdita di idrogeno	1. Effetto domino su altre bombole o pacchi di bombole	1. Antincendio manuale azionabile da una bocchetta antistante l'edificio stoccaggio idrogeno	2	5	ALARP					
	2. Potenziale esplosione di un pacco bombole									

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.6. Linea Alimentazione Idrogeno Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo nel cunicolo sotterraneo di servizio situato nel cortile della centrale	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	4	2	ALARP	15. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato ad una perdita d'idrogeno all'interno del cunicolo sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.6. Linea Alimentazione Idrogeno Gr. 2

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita del tubo nel cunicolo sotterraneo di servizio situato nel cortile della centrale	1. Tubazioni saldate	4	3	ALARP	15. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato ad una perdita d'idrogeno all'interno del cunicolo sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.8. Riduzione di Pressione Alimentazione Alternatore Gr. 5&6

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 3. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.9. Linea Alimentazione Idrogeno Gr. 5

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo nel cunicolo sotterraneo di servizio situato nel cortile della centrale	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	4	2	ALARP	15. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato ad una perdita d'idrogeno all'interno del cunicolo sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.9. Linea Alimentazione Idrogeno Gr. 5

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita del tubo nel cunicolo sotterraneo di servizio situato nel cortile della centrale	1. Tubazioni saldate	4	3	ALARP	15. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato ad una perdita d'idrogeno all'interno del cunicolo sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.10. Linea Alimentazione Idrogeno Gr. 6

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 1. Alta Pressione

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Alta Pressione a Monte	1. Pressurizzazione Tubazione a Valle, potenziale perdita del tubo nel cunicolo sotterraneo di servizio situato nel cortile della centrale	1. Tubazione con adeguata pressione di progetto	4	2	ALARP	15. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato ad una perdita d'idrogeno all'interno del cunicolo sia accettabile	QRA			

Sistema: 3. Stoccaggio e Trasferimento Idrogeno

Nodo: 3.10. Linea Alimentazione Idrogeno Gr. 6

Disegni: 20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5

Tipo: Linea

Deviazione: 2. Perdita

Cause	Conseguenze	Protezioni	S	F A	CR	Raccomandazioni	CLS	S	F A	C R
1. Flangie non correttamente serrate, guarnizioni deteriorate, saldature difettose	1. Perdita del tubo nel cunicolo sotterraneo di servizio situato nel cortile della centrale	1. Tubazioni saldate	4	3	ALARP	15. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato ad una perdita d'idrogeno all'interno del cunicolo sia accettabile	QRA			

9.1.1.2 Raccomandazioni

Raccomandazioni	CLS	Nodo	Disegni	Max RR (Rac.)
1. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 75 barg sia accettabile	QRA	Cause: 1.1.6.1, 1.2.6.1, 1.3.7.1, 1.4.6.1, 1.6.6.1, 1.8.6.1, 1.9.6.1, 1.10.6.1, 1.12.6.1, 1.13.6.1, 1.16.6.1, 1.17.6.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2	
2. Aggiungere drenaggio supplementare di gasolina nel collettore d'uscita con allarme di alto livello	ALAR P	Cause: 1.4.5.1, 1.4.5.2, 1.6.5.1, 1.6.5.2, 1.7.7.1, 1.7.7.2, 1.8.5.1, 1.8.5.2, 1.9.5.1, 1.9.5.2, 1.10.5.1, 1.10.5.2, 1.11.7.1, 1.11.7.2, 1.12.5.1, 1.12.5.2, 1.13.5.1, 1.13.5.2, 1.15.3.1, 1.15.4.1, 1.16.5.1, 1.16.5.2, 1.17.5.1, 1.17.5.2, 1.19.3.1, 1.19.4.1, 1.26.3.1, 1.27.5.1, 1.27.5.2, 1.28.5.1, 1.28.5.2, 1.30.3.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2, 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1, 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1, 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1, 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4, 20300-TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2, GE DRW 123E2860, Sh. 2 di 3, 20400-TRM-EPW-P-SC-56400	
3. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona della Gasolina sia accettabile	QRA	Cause: 1.5.6.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2	
4. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 2.6 barg sia accettabile	QRA	Cause: 1.7.8.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2	
5. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 20 barg sia accettabile	QRA	Cause: 1.11.8.1, 1.23.5.1, 1.24.4.1, 1.26.5.1, 1.30.4.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2, 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1, 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1, 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1, 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4, 20200-TRM-EAF-L-DS-01641, Rev.5, 20200-TRM-EAF-L-DS-01648, Rev. 6, 20200-TRM-EAF-L-DS-01643, Rev. 5, 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D, 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 2 di 2, Rev. B, 20300-TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2	
6. Blocco remoto attuabile da Sala Controllo su valvole di blocco PSV-N572A/B	ALAR P	Cause: 1.11.8.1, 1.23.5.1, 1.24.4.1, 1.26.5.1, 1.30.4.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2, 20400-TRM-BOP-L-DS-01048, Rev.1, 20400-TRM-BOP-L-DS-01045, Rev. 1, 20400-TRM-BOP-L-DS-01044, Rev. 1, 20400-TRM-BOP-L-DS-01031, Rev.4, 20200-TRM-EAF-L-DS-01641, Rev.5, 20200-TRM-EAF-L-DS-01648, Rev. 6, 20200-TRM-EAF-L-DS-01643, Rev. 5, 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D, 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 2 di 2, Rev. B, 20300-TRM-EPW-P-SC-04022, Rev. 2	
7. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto alla perdita nella zona a 32.8 barg sia accettabile	QRA	Cause: 1.14.7.1, 1.18.7.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2	
8. Blocco remoto attuabile da Sala Controllo su valvole di blocco PSV-N578A/B	ALAR P	Cause: 1.14.7.1, 1.15.5.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2	

Raccomandazioni	CLS	Nodo	Disegni	Max RR (Rac.)
9. Blocco remoto attuabile da Sala Controllo su valvole di blocco PSV-N581A/B	ALAR P	Cause: 1.18.7.1, 1.19.5.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2	
10. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto ad una perdita nella zona Skid Alimentazione Bruciatori, Gruppo 4, sia accettabile	QRA	Cause: 1.24.1.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2, 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 1 di 2, Rev. D, 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 2 di 2, Rev. B	
11. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto ad una perdita nella zona Bruciatori, Gruppo 4, sia accettabile	QRA	Cause: 1.25.1.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2, 20200-TRM-EAF-M-DS-30360, Sh. 2 di 2, Rev. B	
12. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto ad una perdita nella zona cabinato gas/oil Gruppo 5, sia accettabile	QRA	Cause: 1.27.1.1, 1.28.6.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2, GE DRW 123E2860, Sh. 2 di 3, 20400-TRM-EPW-P-SC-56400	
13. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio dovuto ad una perdita nella zona cabinato turbina Gruppo 5, sia accettabile	QRA	Cause: 1.29.1.1	20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh. 1/2, 20400-TRM-FIO-P-SC-20016 Sh.2/2, 2040M-EPW-M-DS-56510, Ver. 00 (Si riferisce al Gruppo 6)	
14. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato all'esplosione di un pacco di bombole d'idrogeno sia accettabile	QRA	Cause: 3.1.3.1, 3.1.3.2, 3.2.3.1, 3.2.3.2, 3.4.3.1, 3.4.3.2, 3.5.3.1, 3.5.3.2	20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5	
15. Verificare con uno Studio di Rischio Quantitativo che il rischio legato ad una perdita d'idrogeno all'interno del cunicolo sia accettabile	QRA	Cause: 3.3.2.1, 3.6.1.1, 3.6.2.1, 3.9.1.1, 3.9.2.1, 3.10.1.1, 3.10.2.1	20300-TRM-EPW-P-SC-04014, Rev. 5	

10 APPENDICE 2 - CALCOLI DI DETTAGLIO

Data la complessità dei calcoli di dettaglio, tutte le elaborazioni sono state organizzate in un CD interattivo, allegato al rapporto.