



ERG Raffinerie Mediterranee S.r.l.
Raffineria ISAB – Impianti NORD
Priolo Gargallo (SR)

Impianto CR42 – Rigenerazione Ammina

**RELAZIONE TECNICA DI SUPPORTO
ALLA DICHIARAZIONE DI NON AGGRAVIO
DEL PREESISTENTE LIVELLO DI RISCHIO
DI INCIDENTE RILEVANTE**

(ai sensi del DM 9.8.2000 e redatta secondo l'indice previsto dal DM 02/08/84)

Il presente documento è costituito da n° 59 pagine
progressivamente numerate e da n° 14 allegati.

Emesso da : TECSA S.p.A.
Data : Agosto 2004
Emissione : 02
Documento : 04 RS 22186/2
Commessa : 22186/2
File : 22186_2-02.doc

INDICE

1.	PREMESSA	5
2.	SCOPO	6
3.	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO.....	6
4.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	7
5.	CORRISPONDENZA DM 0*/08/84 E DPCM 31/03/89	11
5.1	(1.A.1) DATI DI IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO	12
5.1.1	(1.A.1.1.1) RAGIONE SOCIALE ED INDIRIZZO DEL FABBRICANTE.....	12
5.1.2	(1.A.1.1.2) DENOMINAZIONE ED UBICAZIONE DEGLI IMPIANTI – DIRETTORE RESPONSABILE	12
5.1.3	(1.A.1.1.4) RESPONSABILE DEL DOCUMENTO	13
5.1.4	(1.A.1.2.1) LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO	13
5.1.5	(1.C.1.3.1) DATI METEOROLOGICI	15
5.1.6	(1.B.1.2.3) TECNOLOGIA DI BASE ADOTTATA.....	16
5.2	(1.B.1.2) CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO	17
5.2.1	(1.B.1.2.4) SCHEMA A BLOCCHI DELL'IMPIANTO	17
5.2.1.1	(1.B.1.2.5) Capacità produttiva degli impianti	22
5.2.2	(1.B.1.2.6) INFORMAZIONI RELATIVE ALLE SOSTANZE DI CUI ALL'ALLEGATO I – PARTE 1 E 2 DEL D.LGS. 334/99	22
5.2.2.1	(1.B.1.2.6.1) Dati e informazioni elencati nella Direttiva CEE del 24 Giugno 1982 N° 501/82	22
5.2.2.2	(1.B.1.2.6.2) Fasi dell'attività in cui esse intervengono o possono intervenire	22
5.2.2.3	(1.B.1.2.6.3) Quantità effettiva massima prevista.....	23
5.2.2.5	(1.B.1.2.6.5) Forme in cui possono presentarsi o trasformarsi in caso di anomalie	23
5.2.2.6	(1.B.1.2.6.6) Eventuali altre sostanze pericolose la cui presenza può influire sul rischio potenziale dell'attività industriale	24
5.2.3	(1.B.1.1.1) SCHEMA DELLE FUNZIONI INTERESSATE DALL'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO.....	24
5.3	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	25
	(1.B.1.3) ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE	26
5.3.1	(1.C.1.1.2) ESPERIENZA STORICA E FONTI DI INFORMAZIONE RELATIVE AD IMPIANTI, CON RIFERIMENTO ALLA POSSIBILITA' DI INSORGENZA DI INCENDI ED ESPLOSIONI.....	29

5.3.2	(1.C.1.2.1)	REAZIONI FORTEMENTE ESOTERMICHE E/O DIFFICILI DA CONTROLLARE	29
5.3.3	(1.C.1.3.2)	CRONOLOGIA DELLE PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEOMARINE E CERAUNICHE.....	29
5.3.4	(1.A.1.2.1)	AEROPORTI E CORRIDOI DI ATTERRAGGIO E DECOLLO.....	31
5.3.5	(1.C.1.5.1)	EVENTI PRINCIPALI RAGIONEVOLMENTE PREVEDIBILI CHE POTREBBERO DAR LUOGO AD UN RILASCIO E LE RELATIVE MODALITÀ DI ACCADIMENTO	31
5.3.6	(1.C.1.5.2)	UBICAZIONE DEI PUNTI CRITICI DELL'IMPIANTO	33
5.3.7	(1.C.1.6)	STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI	34
5.3.7.1		Descrizione degli scenari incidentali	36
5.3.8	(1.C.1.7)	MISURE ADOTTATE PER PREVENIRE I RILASCI DI CUI AL PUNTO 5.3.5	40
5.3.9	(1.C.1.7.3)	PRECAUZIONI E COEFFICIENTI DI SICUREZZA ASSUNTI NELLA PROGETTAZIONE DELLE STRUTTURE E CRITERI DI PROGETTAZIONE DI COMPONENTI DELL'IMPIANTO	43
5.3.10	(1.C.1.8.1)	NORME DI PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI, DEI SISTEMI DI STRUMENTAZIONE DI CONTROLLO E DEGLI IMPIANTI DI PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE E LE CARICHE ELETTROSTATICHE.....	44
5.3.11	(1.C.1.8.2)	NORME UTILIZZATE PER IL CALCOLO DEI SISTEMI DI SCARICO DI PRESSIONE DEI RECIPIENTI DI PROCESSO ERRORE. IL SE	
5.3.12	(1.C.1.8.5)	NORME UTILIZZATE PER IL PROGETTO DEI RECIPIENTI, SERBATOI E LINEE ERRORE. IL SEGNA	
5.3.13	(1.C.1.8.9)	PROCEDURE PARTICOLARI DI CONTROLLO O FABBRICAZIONE DI APPARECCHIATURE CRITICHE DELL'IMPIANTO.....	48
5.3.14	(1.C.1.9.1)	SISTEMI DI RILEVAMENTO GAS INFIAMMABILI E/O DI RILEVAZIONE DEGLI INCENDI	48
5.3.15	(1.D.1.1.1)	PRODOTTI DI COMBUSTIONE DERIVANTI DA EVENTUALI INCENDI DI SOSTANZE RIENTRANTI NEL DECRETO MINISTERIALE 16 NOVEMBRE 1983 – POSSIBILI EFFETTI SULL'AREA CIRCOSTANTE.....	49
5.3.16	(1.D.1.2.1)	INTERAZIONI DIRETTE TRA GLI EFFETTI DI INCENDIO O ESPLOSIONE CON LE PARTI DI IMPIANTO OVE VENGANO PROCESSATE O DEPOSITATE SOSTANZE PERICOLOSE RIENTRANTI NEL DECRETO MINISTERIALE 16 NOVEMBRE 1983.....	49

5.3.17	(1.D.1.3.1)	SISTEMI PREVISTI PER CONTENERE UNA FUORIUSCITA DI SOSTANZE INFIAMMABILI.....	50
5.3.18	(1.D.1.4)	MANUALE OPERATIVO	50
5.3.19	(1.D.1.6.1)	FONTI DI RISCHIO MOBILI	51
5.3.20	(1.D.1.7.1)	MISURE ADOTTATE PER EVITARE IL CEDIMENTO CATASTROFICO DELLE APPARECCHIATURE IN CASO DI INCENDIO	51
5.3.21	(1.D.1.8.1)	SISTEMI DI PREVENZIONE ESTINZIONE INCENDI – PIANO DI EMERGENZA INTERNA	52
5.3.22	(1.D.1.9.1)	SISTEMI E/O PROCEDURE FINALIZZATE AD IMPEDIRE L'ACCESSO ALLE PERSONE NON AUTORIZZATE	59

INDICE ALLEGATI

All. 1.	- Politica per la prevenzione degli incidenti rilevanti - Indice del Sistema di Gestione della Sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti - Elenco procedure
All. 5.1.3 (1.A.1.1.4)	Curriculum vitae dell'estensore del Rapporto di Sicurezza
All. 5.1.4/a (1.A.1.2.1/A)	Planimetria generale del sito industriale in scala 1:10000
All. 5.1.4/b (1.A.1.2.1/B)	Planimetria generale degli Impianti in scala 1:500
All. 5.1.4/c (1.A.1.2.1/C)	Planimetria dell'impianto con evidenziate le apparecchiature in scala 1:100
All. 5.1.5 (1.C.1.3.1)	Condizioni meteorologiche
All. 5.2.1/a (1.B.1.2.4.1/A)	Schema di processo
All. 5.2.2.1 (1.B.2.6.1)	Schede di sicurezza sostanze pericolose presenti
All. 5.2.3 (1.B.1.1.1)	Grafico dell'organizzazione
All. 1.B.1.3	Planimetria con individuazione delle unità logiche - Schede del metodo indicizzato
All. 5.3.1 (1.C.1.1.1)	Sintesi analisi storica
All. 5.3.3 (1.C.1.3.2)	Mappa sismica
All. 5.3.5.1 (1.C.1.5)	HAZOP - Alberi di guasto
All. 5.3.7 (1.C.1.6.1)	Tabulati di calcolo scenari incidentali - Mappatura delle conseguenze

1. PREMESSA

Il presente documento riguarda uno dei progetti degli attuali impianti della raffineria ERG MED di Priolo Gargallo (SR), denominata ISAB Impianti Nord, necessari per adeguare la qualità dei principali prodotti (benzine e gasoli) alle nuove specifiche Europee.

Le disposizioni della Comunità Europea, solo in parte recepite dal Governo Italiano (vedi DPCM 434 del 23/11/2000 di recepimento della Direttiva 98/70/CE e Direttiva CEE/CEEAA/CE n° 17 del 03/03/2003 di modifica della Direttiva 98/70/CE), impongono infatti una maggiore severità nelle specifiche della benzina e dei gasoli finiti ed, in particolare, nel tenore di zolfo in essa contenuto. Tali specifiche prevedono una riduzione del tenore di zolfo da 150 a 50 ppm, a partire dal 2005, ed un'ulteriore diminuzione fino a 10 ppm a partire dal 2008. Una quota di benzina 10 ppm di zolfo dovrà comunque essere disponibile già fin dal 2005.

Il proponente del progetto è ERG Raffinerie Mediterranee S.r.l. (nel seguito ERG MED). Per produrre prodotti con le specifiche sopra riportate ERG MED ha individuato una serie di interventi nella Raffineria oggetto della presente relazione.

Nello specifico, i progetti di adeguamento degli attuali impianti della raffineria prevedono, tra gli altri, il seguente investimento:

➤ n° 1 Unità di rigenerazione Ammina – Unità CR 42

La Raffineria, in ottemperanza all'art. 7 del D.Lgs. 334/99, ha predisposto ed avviato l'attuazione del Sistema di Gestione della Sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti in accordo ai contenuti indicati nell'All. III del medesimo decreto ed alle Linee Guida per l'attuazione del Sistema di Gestione della Sicurezza di cui al DM 09/08/2000.

A tale riguardo in Allegato 1 si riportano:

- Politica per la prevenzione degli incidenti rilevanti;
- Indice del Sistema di Gestione della Sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti;
- Elenco procedure.

2. SCOPO

In relazione a quanto detto in premessa, scopo del presente studio è quello di verificare che le modifiche previste dal progetto in parola non influenzino il preesistente livello di rischio di incidente rilevante, e di documentarne il non aggravio ai sensi dell'Art. 2, comma 2 del D.M. 9/8/00¹, così come indicato nel D. Lgs. 334/99².

Per completezza di analisi il presente documento è stato redatto secondo l'indice previsto dal DM 02/08/84³, Allegato A, utilizzando anche la corrispondenza indicata nell'Allegato I al DPCM 31/03/89⁴, ed integrato con il capitolo 1.B.1.3 "Analisi preliminare per individuare le aree critiche di attività industriale (Metodo indicizzato previsto dall'Allegato II al DPCM 31.3.1989).

In base alle specificazioni sopra menzionate, si è proceduto ad una valutazione tecnica del rischio secondo le modalità di conduzione delle analisi degli incidenti descritte al capitolo 2 dell'Allegato I al D.P.C.M. 31 marzo 1989, nelle seguenti fasi:

- individuazione degli eventi pericolosi;
- stima qualitativa e/o quantitativa della probabilità di accadimento degli eventi;
- valutazione delle conseguenze e stima delle aree potenzialmente interessate dagli effetti pericolosi.

Sono state inoltre esaminate e descritte le misure di prevenzione degli incidenti e/o di mitigazione dei relativi effetti, quali: accorgimenti progettuali e costruttivi per le apparecchiature critiche, sistemi di allarme e blocco, procedure per le operazioni critiche, protezioni passive dagli effetti di incendio, sistemi di rilevamento, sistemi antincendio, piani di emergenza, ecc.

Il presente documento è stato redatto dalla Società scrivente sulla base delle informazioni fornite ed approvate dalla Società ERG Raffinerie Mediterranee S.r.l.

3. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

Libro di Processo Snamprogetti – Maggio 2004

¹ D. M. 9/8/2000: "Individuazione delle modificazioni di impianti e depositi, di processi industriali, della natura o dei quantitativi di sostanze pericolose che potrebbero costituire aggravio del preesistente livello di rischio".

² D. Lgs. 334/99: "Attuazione della direttiva 96/82/CEE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose".

³ Decreto Ministero dell'Interno 02/08/1984: "Norme e specificazioni per la formulazione del Rapporto di Sicurezza ai fini della prevenzione incendi nelle attività a rischio di incidenti rilevanti di cui al Decreto Ministeriale 16 Novembre 1983".

⁴ DPCM 31/03/89: "Applicazione dell'art. 12 del Decreto del Presidente della Repubblica 17 Maggio 1988, n° 175, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali".

4. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

- 1. D.P.R. 27 Aprile 1955, n° 547**
Norme per la prevenzione degli infortuni
- 2. D.P.R. 19 Marzo 1956, n° 303**
Norme generali per l'igiene del lavoro
- 3. Circolare 14 Settembre 1961, n° 91 (Ministero dell'Interno)**
Norme di sicurezza per la protezione contro il fuoco dei fabbricati in acciaio destinati ad uso civile.
- 4. D.M. 24 Novembre 1984**
Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8.
- 5. Legge 13 Luglio 1966, n° 615**
Provvedimenti contro l'inquinamento atmosferico.
- 6. Legge 10 Maggio 1976, n° 319**
Norme per la tutela delle acque dall'inquinamento.
- 7. Legge 24 Dicembre 1979, n° 650**
Integrazione e modifiche delle leggi 15 Aprile 1973, n° 171 e 10 Maggio 1976, n° 319, in materia di tutela delle acque dall'inquinamento.
- 8. Circolare Ministeriale LL.PP. 24 Maggio 1982, n° 22631**
Istruzioni relative ai carichi e sovraccarichi ed ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni - Parte seconda.
- 9. D.P.R. 24 Maggio 1988, n° 203**
Attuazione delle direttive CEE 80/779, 82/884, 84/360 e 85/203 concernenti norme in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 legge 16 aprile 1987, n° 183.
- 10. D.M. 12 Luglio 1990**
Linee guida per il contenimento emissioni inquinanti.
- 11. D.M. 20 Novembre 1983, G.U. n° 339 del 12 Dicembre 1983**
Simboli grafici di prevenzione incendi.
- 12. Legge 8 Febbraio 1934, n° 367**
Oli minerali, carburanti e gas di petrolio liquefatti: norme di sicurezza per il Deposito, la lavorazione e la distribuzione.

- 13. D.M. 26 Giugno 1984**
Classificazione di reazione al fuoco e omologazione dei materiali ai fini della prevenzione incendi.
- 14. Decreto Ministeriale Interno 2 Agosto 1984**
Norme e specifiche per la formulazione del rapporto di sicurezza ai fini della prevenzione incendi nelle attività a rischio di incidenti rilevanti di cui al Decreto Ministeriale 16 Novembre 1983.
- 15. D.M. 16 Maggio 1987, n° 246**
Norme di sicurezza antincendio per gli edifici civili.
- 16. Circolare del Ministero dell'Interno 31 Agosto 1978**
Norme di sicurezza per l'installazione di motori a combustione interna accoppiati a macchina generatrice elettrica o a macchina operatrice.
- 17. Circolare del Ministero dell'Interno del 1954, n° 70**
Caricamento e svuotamento nelle raffinerie e nei depositi di olii minerali, dei veicoli a cisterna ed a botte senza l'attuazione del ciclo chiuso.
- 18. D.M. 27 Luglio 1985**
Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato, normale precompresso e per le strutture metalliche.
- 19. D.M. 21.11.1972**
Norme per la costruzione degli apparecchi a pressione.
- 20. Legge 1 Marzo 1968, n° 186**
Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.
- 21. D.P.R. 29.07.1982, n° 577**
Regolamento per l'espletamento dei servizi di prevenzione e vigilanza antincendio.
- 22. D.M. 16.11.1983**
Attività soggette nel campo dei rischi di incidenti rilevanti.
- 23. D.M. 02.08.1984**
Norme e specifiche per la formulazione del rapporto di sicurezza ai fini della prevenzione incendi nelle attività a rischio di incidenti rilevanti.
- 24. D.M. 11.06.1986**
Modificazioni al DECRETO MINISTERIALE 2 agosto 1984.

- 25. D.P.R. 17.05.1988, n° 175**
Attuazione della direttiva CEE n° 82/501, relativa ai rischi di incidenti rilevanti connessi con determinati connessi con determinate attività industriali, ai sensi della legge 16 aprile 1987, n° 183.
- 26. DPCM 31.03.1989**
Applicazione dell'art. 12 del DECRETO DEL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA 17 maggio 1988, n° 195, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali.
- 27. D.M. 13.10.1994**
Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di GPL in serbatoi fissi di capacità complessiva superiore a 5 m³ e/o in recipienti mobili di capacità complessiva superiore a 5000 kg.
- 28. D.Lgs. 626/94 - 242/96**
Decreto legislativo riguardante il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sui luoghi di lavoro.
- 29. Decreto 1° Febbraio 1996**
Modificazioni ed integrazioni al DPCM 31.3.1989.
- 30. Decreto 13 Maggio 1996**
Modificazioni alle attività industriali esistenti assoggettate all'obbligo di Notifica che comportano implicazioni per i rischi di incidenti rilevanti.
- 31. D.M. 15.05.1996**
Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di gas e petrolio liquefatto (GPL).
- 32. Legge 19 Maggio 1997 n° 137**
Sanatoria dei decreti- legge recanti modifiche al DPR 175/88.
- 33. Decreto Ministeriale 28 Aprile 1997**
Attuazione dell'art. 37, commi 1 e 2, del decreto legislativo 3 febbraio 1997, n° 52, concernente classificazione, imballaggio ed etichettatura delle sostanze pericolose.
- 34. Decreto 16 Marzo 1998 e Circolare 3 Settembre 1998 n° UL/98/16364**
Modalità con le quali i fabbricanti per le attività industriali a rischio di incidente rilevante devono procedere all'informazione, all'addestramento e all'equipaggiamento di coloro che lavorano in situ.
- 35. Decreto 30 Aprile 1998**
Modificazioni al Decreto Ministeriale 2 Agosto 1984 recante "Norme e specifiche per la formulazione del Rapporto di Sicurezza ai fini della prevenzione incendi nelle attività a rischio di incidente rilevante di cui al Decreto Ministeriale 16 Novembre 1983"

- 36. Decreto Legislativo 17 Agosto 1999 n° 334**
Attuazione della Direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.

- 37. Decreto Ministeriale 25 Ottobre 1999**
Regolamento recante criteri, procedure e modalità per la messa in sicurezza, la bonifica ed il ripristino ambientale dei siti inquinati, ai sensi dell'articolo 17 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, e successive modificazioni ed integrazioni.

- 38. Decreto 9 Agosto 2000**
Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione

- 39. Decreto 9 Agosto 2000**
Linee Guida per l'attuazione del Sistema di Gestione della Sicurezza

- 40. Decreto 9 Agosto 2000**
Individuazione delle modificazioni di impianti e di depositi, di processi industriali, della natura o dei quantitativi di sostanze pericolose che potrebbero costituire aggravio del preesistente livello di rischio.

- 41. Decreto Ministeriale del 19.03.2001**
Procedure di prevenzione incendi relative ad attività a rischio di incidente rilevante

5. CORRISPONDENZA DM 02/08/84 E DPCM 31/03/89

Riferimento DM 2/8/84 e Circ. n.16 Mi. Sa. del 20/6/86	Riferimento All. I al DPCM 31/3/89, adottato nel Rapporto di Sicurezza	Riferimento DM 2/8/84 e Circ. n.16 Mi. Sa. del 20/6/86	Riferimento All. I al DPCM 31/3/89, adottato nel Rapporto di Sicurezza
5.1.	1.A.1.	5.3.16.	1.D.1.2.1.
5.1.1.	1.A.1.1.1.	5.5.17.	1.D.1.3.1.
5.1.2.	1.A.1.1.2.	5.3.18.	1.D.1.4.1.
5.1.3.	1.A.1.1.4.	5.3.19.	1.D.1.6.1.
5.1.4.	1.A.1.2.1. - 1.A.1.2.2.	5.3.20.	1.D.1.7.1.
5.1.5.	1.C.1.3.1.	5.3.21.	1.D.1.8.1. - 1.D.1.10.1.
5.1.6.	1.B.1.2.3.	5.3.22.	1.D.1.9.1.
5.2.1.	1.B.1.2.4. -1. B.1.2.5.		
5.2.2.	1.B.1.2.6.		
5.2.2.1.	1.B.1.2.6.1. -1. B.1.2.6.1.1.		
5.2.2.2.	1.B.1.2.6.2.	6.2.1.	1.A.1.1.3.
5.2.2.3.	1.B.1.2.6.3.	6.3.1.	1.E.1.1.2.
5.2.2.4.	1.B.1.2.6.4.	6.3.2.	1.B.1.2.6.3.
5.2.2.5.	1.B.1.2.6.5.	6.3.3.	1.B.1.1.2. - 1.B.1.1.3.
5.2.2.6.	1.B.1.2.6.6.	6.4.1.	1.C.1.8.3.
5.2.3.	1.B.1.1.1.	6.4.2.	1.C.1.8.10.
5.3.1.	1.C.1.1.1. - 1.C.1.1.2.	6.4.3.	1.C.1.9.1.
5.3.2.	1.C.1.2.1.	6.4.4.	1.C.1.5.3.
5.3.3.	1.C.1.3.2. - 1.C.1.3.2.1.	6.4.5.	1.C.1.8.6. - 1.C.1.8.7.
5.3.4.	1.A.1.2.1. (2° comma)	6.4.6.	1.C.1.8.8.
5.3.5.	1.C.1.5.1.	6.4.7.	1.C.1.8.4.
5.3.6.	1.C.1.5.2.	6.4.8.	1.D.1.3.1.
5.3.7.	1.C.1.6.1.	6.4.9.	1.C.1.8.11.
5.3.8.	1.C.1.7.1.	6.4.10.	1.C.1.8.13.
5.3.9.	1.C.1.7.3.	6.4.11.	1.D.1.10.1. - 1.D.1.4. - 1.D.1.11.4
5.3.10.	1.C.1.8.1.	6.4.12.	1.D.1.10.3.
5.3.11.	1.C.1.8.2.	6.4.13.	1.D.1.11.5
5.3.12.	1.C.1.8.5.	6.4.14.	1.D.1.11.3.
5.3.13.	1.C.1.8.9.	6.4.15.	1.D.1.11.2.
5.3.14.	1.C.1.9.1.	6.4.16.	1.D.1.11.6.
5.3.15.	1.D.1.1.1.	6.4.17.	1.D.1.9.1.
Nota: alcuni paragrafi previsti nell'All. I non trovano puntuale corrispondenza nella struttura del DM 2/8/84			

5.1 (1.A.1) DATI DI IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO

5.1.1 (1.A.1.1.1) RAGIONE SOCIALE ED INDIRIZZO DEL FABBRICANTE

L'impianto CR42 "Rigenerazione Ammina" in oggetto, è di proprietà della ERG Raffinerie Mediterranee S.r.l. e sarà installato presso la Raffineria ISAB Impianti Nord, ubicato in:

- ex S.S. 114, Litoranea Priolese km 9,5
96010 Priolo Gargallo (SR)

5.1.2 (1.A.1.1.2) DENOMINAZIONE ED UBICAZIONE DEGLI IMPIANTI – DIRETTORE RESPONSABILE

La presente relazione Tecnica si riferisce all'impianto di Rigenerazione Ammina

Ubicazione :

L'impianto è situato all'interno della Raffineria ISAB Impianti Nord ricade nel territorio dei Comuni di Melilli e Priolo Gargallo (SR)

Le coordinate dell'impianto sono:

- longitudine 15° 12' EST
- latitudine 37° 12' NORD

Direttore responsabile/Gestore

Dott. F. Anastasi

5.1.3 (1.A.1.1.4) RESPONSABILE DEL DOCUMENTO

Il presente documento è stato redatto dalla Società TECSA S.p.A. - Via Figino 101 - Pero (MI), sotto la responsabilità del Direttore p.i. Vinicio ROSSINI.

Hanno collaborato alla stesura del documento l'Ing. E. Venturini e l'Ing. P. Carli.

La qualifica professionale del Responsabile dell'esecuzione della relazione Tecnica è riportata in Allegato n° 5.1.3.

Le informazioni conoscitive ai fini della stesura del Documento sono state fornite ed approvate dalle differenti funzioni responsabili ErgMed che si sono alternate durante le diverse fasi di lavoro.

5.1.4 (1.A.1.2.1) LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO

Nell'Allegato 5.1.4/a è riportata la planimetria generale del sito industriale in scala 1:10000. L'insediamento abitativo più vicino è Priolo Gargallo a circa 2 km; nel comune sono situati scuole e uffici.

Per quanto riguarda le infrastrutture pubbliche si ha la seguente situazione:

Ferrovia

La linea ferroviaria ad un solo binario (Catania-Siracusa), attraversa parte dell'area di raffineria tagliando l'intero stabilimento in due parti.

Corre a circa 80 m dagli impianti di produzione; per collegare i due settori è stato necessario realizzare dei sovrappassi di tubazioni, che sormontano l'asse ferroviario. Detti sovrappassi sono stati convenientemente protetti in modo che, in caso di emergenza, la Raffineria possa intervenire tempestivamente.

Strade

La strada Provinciale 114 (Messina-Siracusa ex S.S. 114) attraversa l'area dell'insediamento industriale dove è ubicata la Raffineria e corre a circa 80 m dallo stabilimento e circa 30 m dalla Centrale SA1-Nord.

Autostrade

Attualmente nessuna nel raggio di 500 m.

La variante della S.P.114 è destinata a trasformarsi in Autostrada.

Aeroporti

Il più vicino Aeroporto è a circa 50 Km.(Catania-Fontanarossa); a circa 60 Km. trovasi l'Aeroporto Militare di Sigonella.

Porti

La Raffineria è prospiciente al mar Ionio all'interno del bacino della diga foranea del porto Megarese di Augusta (SR).

Vari pontili di attracco sono distribuiti all'interno di questo bacino, alcuni di proprietà della Raffineria.

Tra questi c'è anche un pontile della Marina Militare per attracco di navi militari.

Posizione dell'impianto

La Raffineria è insediata all'interno dell'agglomerato industriale sorto alla fine degli anni '50 con la società Edison & Montecatini (poi Montedison), come polo chimico.

Fra gli anni '60 e '70 subì una trasformazione strutturale, in virtù della costituzione degli impianti per la raffinazione del petrolio, divenendo così uno dei più importanti poli petrolchimici nazionali.

Oggi l'intero Stabilimento è così suddiviso:

- la Raffineria ISAB Impianti Nord (di proprietà ERG Raffinerie Mediterranee) comprende tutti gli impianti di raffinazione compresa la produzione di energia;
- la rimanente parte dello stabilimento è di proprietà Syndial;
- tre porzioni ridotte dell'area dello Stabilimento sono di proprietà AIR LIQUIDE SICILIA, Dow e Polimeri Europa.

La Raffineria avente un'area occupata di circa 350 ettari (entro la recinzione) e di 117 ettari (fuori cinta) è confinante con:

- Lato Nord : Terreno libero demaniale, proprietà ENI (Polimeri Europa e Syndial) e Marina Militare
- Lato Ovest : Terreno libero demaniale
- Lato Sud : Terreno libero demaniale, proprietà ENI (Polimeri Europa e Syndial)
- Lato Est : Mare Jonio.

Nell'Allegato 5.1.4/b è riportata la planimetria generale degli Impianti in scala 1:500.

In Allegato 5.1.4/c si riporta la planimetria dell'impianto con evidenziate le apparecchiature in scala 1:100.

5.1.5 (1.C.1.3.1) DATI METEOROLOGICI

In Allegato 5.1.5 sono riportate le tabelle compilate dalla stazione di rilevamento del CIPA (Consorzio Industriale Protezione Ambiente) nell'area industriale compresa fra Augusta e Siracusa interconnessa con la rete di rilevamento della Provincia Regionale di Siracusa.

In tali tabelle sono riassunte le distribuzioni percentuali della direzione e della velocità del vento per gli anni 1992/98.

Temperatura

Media	15°C - 20°C
Min-Max	1°C - 35°C
con picchi di	45°C (circa)

Pressione atmosferica (valore medio 1004 m bar)

998 - 1010 m bar

Umidità relativa

range	45% - 95%
valore medio	70%

Stato del cielo

L'andamento dello stato del cielo presenta una ripartizione del tipo:

- cielo coperto 30%
- cielo sereno 38%
- misto 32%

e che si può assumere come rappresentativo.

Precipitazioni

In Allegato 5.1.5 si ricavano, per l'anno 1997, i seguenti dati sulle precipitazioni:

- totale annuale 694 mm
- massimo mensile 167 mm

Dati anemologici

La zona costiera tra Siracusa ed Augusta é soggetta ad un regime anemologico caratterizzato dall'alternanza di brezza di terra e di mare.

Per quanto riguarda la direzione del vento, quella prevalente proviene da Ovest e da Nord-Est.

Velocità:

- Estate 2 - 8 m/sec
- Inverno fino a 20 m/sec

5.1.6 (1.B.1.2.3) TECNOLOGIA DI BASE ADOTTATA

L'H₂S presente nel gas di raffineria viene asportato e recuperato con processi rigenerativi, fondati sull'impiego di soluzioni debolmente basiche (di solito alcanolammine) rigenerabili.

Le alcanolammine sono solubili in acqua e hanno carattere basico: si può utilizzare un'alcanolammina primaria come la monoetanolammina o MEA (HOCH₂CH₂NH₂) una secondaria come la dietanolammina o DEA (HOCH₂CH₂NHCH₂CH₂OH) a una terziaria (trietanolammina o TEA). La presenza dell'ossidril nella molecola della etanolammine, oltre ad aumentarne la solubilità in acqua, diminuisce la basicità e facilita la rigenerazione.

La MEA e la DEA possono reagire direttamente con la CO₂ per formare, come sopra riportato, il sale ammonio di un acido carbammico sostituito; le alcanolammine terziarie non danno questa reazione.

La MEA è la più reattiva e stabile delle tre etanolammine, è facilmente rigenerabile e ha un basso potere solvente per gli idrocarburi, fornendo così un gas acido particolarmente atto a essere convertito in zolfo con il processo Claus. Essa ha però una tensione di vapore relativamente alta (p. eb. 170 °C) e reagisce irreversibilmente con COS, presente in alcuni gas di raffineria, e con CS₂. Per la depurazione dei gas di raffineria si preferisce quindi la DEA (p. eb. 268 °C).

Le soluzioni impiegate in pratica contengono dal 10 al 40% in peso di MEA o di DEA; quelle più usuali di DEA sono comprese tra i 15 e i 20%.

Concentrazioni basse limitano la corrosione, per la minor concentrazione dei composti di reazione gas acido-ammina nella soluzione.

La rigenerazione della soluzione avviene per riscaldamento indiretto con vapore. Il vapore di testa viene condensato e rinviato alla colonna di rigenerazione, alcuni piatti al di sopra del piatto di alimentazione della soluzione ricca, per tenere al minimo le perdite di ammina.

Le colonne possono essere sia a piatti che a riempimento.

5.2 (1.B.1.2) CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO

5.2.1 (1.B.1.2.4) SCHEMA A BLOCCHI DELL'IMPIANTO

Descrizione del processo

1.1 Introduzione

La nuova unità di Rigenerazione Ammina è alimentata da due correnti di Ammina, ricche in H_2S , provenienti rispettivamente dalle Unità OAO-GOFINER CR-40 e dall'Unità di Recupero Zolfo CR-41.

Tali correnti vengono inviate al Polmone di Carica Ammina Ricca 0-4201, dove vengono omogeneizzate e lasciate decantare per separare gli idrocarburi liquidi trascinati: qui si libera il gas leggero presente (H_2 , idrocarburi ed H_2S). La soluzione amminica viene quindi inviata alla colonna di rigenerazione dopo essere stata preriscaldata sfruttando il recupero termico (E-4204 A/B) col prodotto di fondo Rigeneratrice.

Nella colonna di Rigenerazione, l'Ammina viene liberata dall' H_2S disciolto. Quest'ultimo si raccoglie nell'accumulatore di testa 0-4202 e viene inviato all'impianto Recupero Zolfo.

L'ammina rigenerata presente sul fondo colonna, dopo opportuno raffreddamento, viene inviata al Serbatoio di Stoccaggio TK-4201: di qui viene inviata all'Unità CR-41 (per mezzo delle pompe G-4204 A/B) ed alle colonne di assorbimento dell'Unità CR-40 (per mezzo delle pompe G-4205 A/B). Una piccola porzione viene anche filtrata e ricircolata in aspirazione alle pompe.

1.2 Polmone di Carica Ammina Ricca

Il Polmone di Carica 0-4201 riceve l'ammina ricca proveniente dalle Unità CR-40 e CR-41. Tali correnti contengono H_2S , CO_2 e minori quantità di idrocarburi ed idrogeno.

Il Polmone è collegato direttamente col sistema di Blow-Down e pertanto, date le condizioni di bassa pressione esistenti, il gas leggero presente (soprattutto idrocarburi ed idrogeno) evapora e fluisce nel sistema di Blow-Down (e di qui alla torcia di Raffineria).

Al fine di evitare il ritorno di composti indesiderati dal Blow-Down, è prevista una purga continua con azoto.

Il Polmone di Carica 0-4201 è un separatore orizzontale trifasico progettato per garantire un tempo di residenza minimo di 30 minuti dell'Ammina Ricca. In tal modo gli idrocarburi presenti si possono separare, raccogliere nella parte liquida superiore e trascinare nell'apposito setto di contenimento.

Il serbatoio è diviso in tre sezioni da un sistema di dighe in modo da raccogliere nelle vaschette laterali rispettivamente la fase idrocarburea e la soluzione amminica. Quest'ultima viene inviata (in controllo di livello, 42-LC-001) alla Rigeneratrice Ammina C-4201 tramite le pompe di carica G-4201A1B. Prima di entrare in colonna l'ammina viene preriscaldata nello scambiatore E-4204 A/B, recuperando calore contro l'ammina rigenerata proveniente dal fondo della colonna.

Al fine di poter eliminare eventuali idrocarburi presenti in fase liquida, nel comparto dell'Ammina è stata prevista una linea collegata con l'aspirazione della Pompa di Invio Olio a Stop (G-4202) per uno spurgo manuale.

Gli idrocarburi raccolti nell'altro compartimento del Polmone di Carica vengono inviati al serbatoio di Slop (posto fuori dai limiti di batteria dell'impianto) tramite la Pompa di Invio Olio a Slop G-4202.

Tale pompa non ha riserva installata, ma, essendo stata prevista una pompa uguale per l'analogo servizio nel Sour Water Stripper (G-4302), per le due pompe è stata prevista una riserva comune a magazzino.

La pompa G-4202 è avviata automaticamente da un interruttore di alto livello e fermata automaticamente da un interruttore di basso livello (42-LSH/LSL-004).

Dal momento che la fase idrocarburica può contenere ancora dell'acqua, è stata prevista la possibilità di ricircolare di nuovo tale corrente al Polmone 0-4201.

1.3 Rigeneratrice Ammina

Dopo essere stata preriscaldata nello Scambiatore Carica I Fondo E-4204 A/B la corrente di Ammina Ricca in H₂S viene inviata alla Rigeneratrice Ammina C-4201 'per mezzo delle Pompe di Carica Rigenerazione Ammina G-4201 A/B.

La colonna ha un diametro interno di 2200 mm ed è dotata di 24 piatti a valvola, 4 sopra l'alimentazione e 20 sotto.

Il tratto di linea compreso fra la valvola di regolazione della carica alla colonna (42-FV- 004) e la colonna stessa è in acciaio inossidabile, essendoci la possibilità di vaporizzazione di composti leggeri (sostanzialmente H₂S).

È stato previsto un rivestimento nello stesso materiale per l'interno della colonna nel tratto compreso tra i due piatti immediatamente sotto quello di carica e la testa.

La colonna C-4201 è dotata di un ribollitore tipo kettle (E-4203) in cui viene usato come fluido riscaldante vapore a bassa pressione, ottenuto in buona parte per laminazione del vapore a media pressione e desurriscaldato.

La preparazione del vapore desurriscaldato da inviare ai ribollitori è descritta al paragrafo 2.9.

La portata di vapore è regolata in funzione della portata di Ammina Ricca inviata in colonna ed in funzione della specifica di rigenerazione (rapporto molare H₂S/MOEA nell'Ammina di fondo colonna).

Il vapore condensato viene inviato al sistema di recupero condense previsto nell'Unità CR-42 e descritto al paragrafo 3.2.8.

Al fine di poter eliminare eventuali idrocarburi presenti in fase liquida sul fondo della colonna, è stata prevista una linea collegata con l'aspirazione della Pompa di Invio Olio a Slop G-4202 per uno spurgo manuale.

I vapori uscenti dalla testa della colonna vengono raffreddati nel refrigerante ad aria E- 4201, progettato per una temperatura in uscita di 52°C, in modo da limitare la quantità di vapor d'acqua presente nel gas acido di testa ed inviato all'impianto di recupero zolfo.

Il liquido condensato viene raccolto nell'accumulatore di riflusso 0-4202 ed inviato in colonna tramite le Pompe di Riflusso Rigeneratrice Ammina G-4203 A/B che opera in controllo di portata resettata dal controllore di livello posto sull' accumulatore di riflusso (42-LC-012).

Al fine di poter eliminare eventuali idrocarburi presenti in fase liquida è stata prevista una linea collegata con l'aspirazione della Pompa di Invio Olio a Slop G-4202 per uno spurgo manuale.

La fase gassosa, composta quasi totalmente da H₂S con presenza di idrocarburi, H₂, CO₂ e vapor d'acqua, è inviata direttamente all'Unità Recupero zolfo o, in emergenza, al collettore di Blow-Down tramite il controllore di alta pressione (42-PC-011).

1.4 Raffreddamento e Stoccaggio dell' Ammina Rigenerata

L' Ammina Rigenerata ottenuta di fondo dalla Rigeneratrice C-4201, dopo essere stata raffreddata nello scambiatore Carica / Fondo E-4204 A/B, viene definitivamente raffreddata nel Refrigerante Ammina Rigenerata E-4202 a 50°C e stoccata nel Serbatoio Raccolta Ammina Rigenerata TK-4201.

L'invio dell'Ammina Rigenerata dalla colonna al serbatoio di stoccaggio avviene senza pompe, sfruttando la pressione della Rigeneratrice.

Tale Serbatoio è di tipo a tetto conico con un diametro di 6500 mm e un'altezza di 7800 mm, tale da poter garantire una capacità operativa di 220 m³, ovvero di poter contenere l'intera capacità dell'impianto in caso di fermata d'emergenza.

Il Tank è polmonato con azoto (42-PCV-033) per mantenere una pressione costante appena superiore a quella atmosferica. Per garantire una miscelazione ottimale della soluzione è stato prevista una linea di minimo flusso sia delle pompe G-4204 A/B che delle pompe G-4205 A/B.

È stato inoltre previsto un sistema di aggiunta condensa sia per preparare la soluzione amminica fresca al grado di diluizione richiesto (40% wt di MDEA), sia per integrare l'acqua di diluizione persa col gas acido durante lo stripping.

1.5 Sezione di Filtrazione Ammina Rigenerata

l'utilizzo ciclico della soluzione amminica, che è termodegradabile, porta alla formazione di prodotti di degradazione, composti organici a catene corte e polimeri, che aumentano le corrosività della soluzione.

Più in generale, questo tipo di impianti subisce una corrosione generalizzata che porta in soluzione particelle di Solfuro Ferroso, carbone e prodotti derivanti dalla degradazione dell'ammina. Tali particelle oltre ad accrescere, per azione meccanica, i fenomeni erosivi nelle linee e nelle apparecchiature, causano un'elevata tendenza allo schiumeggiamento nelle Colonne di Assorbimento e nella Rigeneratrice.

È quindi buona norma, generalmente applicata, filtrare una parte della soluzione Amminica Rigenerata, al fine di evitare i fenomeni suddetti.

l'Ammina Rigenerata, stoccata nel Serbatoio Raccolta Ammina Rigenerata TK-4201, viene inviata alla sezione di filtrazione tramite le pompe G-4204 A/B di invio dell' Ammina Rigenerata a TGTU. la corrente liquida destinata alla filtrazione, pari a 30 m³/h (corrispondente a circa il 20% del totale) attraversa un primo filtro meccanico (rigenerabile meccanicamente) per la rimozione delle particelle più grosse, un filtro a cartucce (F-4201, che separa il particolato di dimensioni maggiori di 10 micron), un filtro a carboni attivi (F-4202, in grado di adsorbire i composti polari eventualmente presenti, quali idrocarburi e/o prodotti di degradazione dell'MDEA) e da ultimo attraversa un altro filtro a cartucce (F- 4203 capace di trattenere le particelle fino a 5 micron), per rimuovere eventuali particelle di carbone attivo trascinate.

Ciascun filtro è dotato di valvola di sicurezza che scarica nel Polmone di Carica Ammina Ricca 0-4201 per protezione in caso di incendio.

la soluzione filtrata, riunita con la porzione non filtrata nel collettore comune di aspirazione delle pompe G-4204 A/B e G-4205 A/B, viene inviata agli utilizzi rispettivamente nelle Unità CR-41 e CR-40.

È stato previsto un sistema di rigenerazione (parziale) dei carboni attivi mediante strippaggio con vapore: durante tale operazione il vapore, unitamente ai prodotti polari strippati, viene inviato allo Scrubber 0-4205 e lavato in controcorrente con condensa prodotta in impianto.

La fase liquida di fondo Scrubber viene inviata al sistema fognario di Raffineria, mentre il vapore di testa è inviato all'atmosfera in posizione sicura.

1.6 Iniezione di Antischiuma

All'interno dell'impianto di Rigenerazione Ammina è stato previsto un sistema di iniezione antischiuma.

Questo sistema è di solito fornito pre-assemblato da fornitori qualificati ed è comprensivo di: recipiente di accumulo, preparazione, misuratore di livello, sistema di pompaggio con pompe dosatrici, tubo di calibrazione e valvole di sicurezza sulle mandate pompa.

L'aggiunta dell'Antischiuma è previsto a monte delle Pompe di Carica Rigenerazione Ammina G-4201 A/B, per evitare fenomeni di schiumeggiamento nella Rigeneratrice Ammina C-4201, ed a monte delle Pompe di Invio dell'Ammina Rigenerata a CR-40, per evitare fenomeni di schiumeggiamento negli assorbitori dell'Unità CR-40.

L'antischiuma è generalmente fornito in fusti di circa 200 litri ed è trasferito nel serbatoio di stoccaggio PK-4201- TK tramite pompe portatili utilizzando la connessione esistente.

1.7 Serbatoio Drenaggi Ammina

Il serbatoio 0-4203 è posizionato all'interno di una vasca interrata in cemento e raccoglie i drenaggi amminici provenienti dall'Unità CR-42.

Il serbatoio è collegato direttamente col sistema di Blow-Down, permettendo lo sfiato del gas che si libera. Al fine di evitare il ritorno di composti indesiderati dal Blow-Down, è prevista una purga continua con azoto.

Nel serbatoio è inserita una pompa verticale (G-4206) in grado di inviare la soluzione al Polmone di Carica 0-4201. Tale pompa è avviata e fermata automaticamente rispettivamente da un interruttore di alto e basso livello (42-LSL/LSH-018).

1.8 Sistema Recupero Condense

All'interno dell'Unità CR-42 è previsto un sistema di recupero delle condense prodotte nelle nuove Unità CR-40, CR-42 e CR-43.

Le condense calde provenienti dal sistema di steam-tracing dell'Unità CR-40, quelle provenienti dal Ribollitore Rigeneratrice Ammina E-4203 (Unità CR-42) e quelle provenienti dal Ribollitore Stripper Acqua Acida E-4303 (Unità CR-43), vengono raccolte entro l'Unità CR-42, raffreddate a 50°C nel Refrigerante Condense E-4205 e raccolte nel Serbatoio Raccolta Condense 0-4204.

Le condense fredde prodotte nell'Unità CR-40 vengono invece inviate direttamente nel serbatoio 0-4204.

Tali condense vengono inviate per mezzo delle Pompe di Rilancio Condense G-4207 A/B in parte al sistema di acqua demineralizzata della Raffineria ed in parte agli usi interni previsti per le Unità CR-42 / CR-43, e cioè:

- diluizione dell'Ammina Rigenerata per mantenerne la concentrazione al valore richiesto (40 wt % MDEA);
- diluizione dell'MDEA fresca (fornita al 100% wt) per portarla alla concentrazione richiesta (40% wt);
- desurriscaldamento del vapore ai ribollitori;
- Acqua di Lavaggio (debita mente integrata con Acqua Demineralizzata) per le pompe delle Unità CR-42 e CR-43 che necessitano di tale servizio.

Al fine di evitare la presenza di ossigeno nella condensa che risulterebbe dannoso per i servizi soprariportati, è stato previsto un sistema di polmonazione con azoto per il Serbatoio Raccolta Condense 0-4204.

1.9 Sistema di Produzione Vapore ai Ribollitori (VR)

Il vapore utilizzato sia per il Ribollitore Rigeneratrice Ammina E-4203, che per il Ribollitore Stripper Acqua Acida E-4303 (Unità CR-43) è prodotto all'interno dell'Unità CR-42 nel seguente modo:

- si utilizza tutto il vapore saturo proveniente dall'Unità CR-41 di Recupero Zolfo (4400 kg/h);
- per la parte rimanente si lamina il vapore a Media Pressione;
- si desurriscalda il vapore così ottenuto utilizzando le condense di impianto.

In Allegato 5.2.1A si riporta lo schema di processo.

5.2.1.1 (1.B.1.2.5) Capacità produttiva degli impianti

L'Unità CR42 è progettata per i seguenti valori:

- Portata di ammina ricca = 156.820 kg/h
- Portata di $H_2S + CO_2$ = 4.986 kg/h

5.2.2 (1.B.1.2.6) INFORMAZIONI RELATIVE ALLE SOSTANZE DI CUI ALL'ALLEGATO I – PARTE 1 E 2 DEL D.LGS. 334/99

5.2.2.1 (1.B.1.2.6.1) Dati e informazioni elencati nella Direttiva CEE del 24 Giugno 1982 N° 501/82

L'impianto in oggetto tratta le seguenti sostanze, riportate in Allegato I – Parte 1 e 2 al D.Lgs. 334

Riferimento Allegato I – D.Lgs. 334/99
Parte 2
1 – Molto tossiche (idrogeno solforato)

Le proprietà chimico-fisiche e le caratteristiche di pericolosità delle sostanze sono riportate nella scheda di sicurezza in Allegato 5.2.2.1.

5.2.2.2 (1.B.1.2.6.2) Fasi dell'attività in cui esse intervengono o possono intervenire

Le fasi dell'attività in cui intervengono le sostanze di cui al precedente paragrafo, sono riportate nella tabella seguente:

CR42 – Rigenerazione Ammina			
SOSTANZE PRESENTI	SEZIONI DELL'IMPIANTO		
	CARICA	LAVAGGIO	RIGENER.
F.G. (ACIDO)	X	X	
F.G. (LAVATO)		X	
H_2S		X	X
Soluzione amminica rigenerata		X	
Soluzione amminica ricca			X

F.G.=Fuel gas

5.2.2.3 (1.B.1.2.6.3) Quantità effettiva massima prevista

Nelle seguenti tabelle viene riportato l'hold up delle sostanze pericolose di cui al punto 5.2.2.1, presenti nelle apparecchiature che costituiscono l'impianto in oggetto.

Tali valori sono stati desunti in base ai bilanci di materia e alle specifiche di progetto delle apparecchiature.

Per tutte le apparecchiature si è valutato il volume partendo dai dati geometrici delle stesse, successivamente si è valutata la frazione di volume utile occupata dagli idrocarburi, considerando come massimo livello di riempimento delle apparecchiature, la presa di alto livello. L'hold-up delle apparecchiature così calcolato è stato infine incrementato del 10% per tenere conto del quantitativo di sostanza presente nelle tubazioni.

Sostanze	SITUAZIONE ATTUALE (*) (t)	Variazione da modifiche (t)	SITUAZIONE FUTURA (t)	INCREMENTO %
1 – Molto tossiche	0,704	0,045	0,749	6,4

(*) Dati desunti dal Rapporto di Sicurezza di Stabilimento - Aggiornamento Ottobre 2000.

Come risulta dalla tabella sopra riportata, considerando le modifiche previste, si ha un incremento di H₂S pari a 45 kg, corrispondente ad un incremento percentuale del 6,4%.

Le modifiche previste non comportano un incremento di sostanza pericolosa presente, superiore all'incremento percentuale indicato all'art. 2, punto 2a) del DM 09/08/2000.

5.2.2.4 (1.B.1.2.6.4) Comportamento chimico e/o fisico nelle condizioni normali di utilizzazione durante il procedimento

La natura dei processi che avvengono nell'impianto in esame non è tale da dare origine a fenomeni di instabilità o a reazioni non prevedibili con formazione di prodotti pericolosi o comunque non previsti.

5.2.2.5 (1.B.1.2.6.5) Forme in cui possono presentarsi o trasformarsi in caso di anomalie

In caso di anomalie di processo (variazioni dei parametri di processo, quali temperatura, pressione, ecc. in un qualsiasi punto dell'impianto), si può al massimo verificare negli impianti in esame una variazione sulla resa delle sostanze elencate in precedenza, ma nessuna di essa può originare per modificazione o trasformazioni sostanze diverse da quelle citate al precedente paragrafo.

Le sostanze presenti non subiscono reazioni chimiche anomale e/o incontrollabili.

5.2.2.6 (1.B.1.2.6.6) Eventuali altre sostanze pericolose la cui presenza può influire sul rischio potenziale dell'attività industriale

Non si evidenziano situazioni di contemporanea presenza di sostanze che con il loro connubio possono dare origine a violente reazioni o a prodotti di reazione pericolosi, oppure influire sul rischio potenziale degli impianti, sia durante il normale esercizio che durante le varie fasi di avviamento, fermata e manutenzione.

5.2.3 (1.B.1.1.1) SCHEMA DELLE FUNZIONI INTERESSATE DALL'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO

Le funzioni interessate all'esercizio della Raffineria sono:

- Direttore di Raffineria
- Responsabile amministrazione e sistemi informativi
- Responsabile Personale e Organizzazione
- Responsabile Servizio Prevenzione protezione e antincendio
- Responsabile esercizio
- Responsabile servizi tecnici
- Responsabile tecnologico e controllo

Le attività di esercizio e di staff tecnico riguardano:

- Impianti di Produzione
- Servizi tecnici
- Stoccaggio, Movimentazione prodotti e Spedizione prodotti via terra
- Laboratorio chimico
- Pontile per Spedizione e Ricezione via mare
- SPP e Antincendio

Un grafico illustrante la struttura organizzativa della Raffineria è riportato nell'Allegato 5.2.3. Il grafico mostra la dipendenza e le interazioni fra le varie funzioni di stabilimento.

5.3

SICUREZZA DELL'IMPIANTO

Per la prevenzione della malattie professionali nel settore industriale della chimica di base, lo Stabilimento dispone di attrezzature e di risultati di esperienze che, allineandosi alle direttive delle varie disposizioni di legge (il D.P.R. 19 marzo 1956 n. 303, il Testo Unico sugli infortuni e malattie professionali, D. Lgs. 626/94), consentono di sviluppare le specificazioni delle varie sostanze manipolate in Stabilimento, con riferimento alle condizioni d'impiego in sicurezza.

Come norme generali occorre evitare:

- a. contatti della pelle con sostanze comunque nocive;
- b. l'inalazione di vapori d'idrocarburi, di gas tossici, di polvere di catalizzatori esausti, di fumi comunque originatisi.

Con la segnaletica di reparto, con le procedure specifiche e con le norme dettagliate relative alla prevenzione infortuni, viene diffusamente evidenziata la necessità:

- del costante impiego di mezzi di protezione individuali specifici per ogni tipo di sostanza da manipolare;
- della costante precauzione di pulizia personale preventiva, prima di consumare i pasti fuori del posto di lavoro;
- dell'applicazione dei metodi per il riconoscimento delle perdite di gas tossici;
- del funzionamento dei dispositivi di ventilazione e ricambio aria negli ambienti chiusi di lavoro;
- della sistematica osservanza delle norme con le quali prevenire gli effetti nocivi dell'abbagliamento visivo e delle elevate intensità di rumore, quando tali condizioni ed effetti derivano da variazioni anormali d'esercizio o da temporanei adattamenti del posto di lavoro (forni, caldaie, prove di collaudo ecc.).

Per gli impianti eserciti nello Stabilimento i principali rischi di cui progettisti e operatori hanno consapevolezza sono in relazione alle caratteristiche di infiammabilità delle sostanze trattate:

- rischi di incendio, per il rilascio all'atmosfera di sostanze infiammabili, e successivo innesco di combustione.

In aggiunta ai rischi sopra detti, vi è piena consapevolezza, tra gli operatori, dei pericoli conseguenti al rilascio di sostanze tossiche, come H₂S.

Per le informazioni circa i rischi potenziali delle sostanze impiegate connesse alle relative proprietà chimico-fisiche e caratteristiche tossicologiche si rimanda alle schede di sicurezza riportate in allegato 5.2.2.1

Le schede di sicurezza contengono altresì:

- le prescrizioni ed indicazioni di carattere sanitario e di sicurezza da seguire per l'identificazione, il trasporto e la manipolazione delle sostanze;
- i metodi per la prevenzione, il contenimento e/o la neutralizzazione di eventuali fughe o sbandimenti accidentali;
- i sistemi raccomandati per l'estinzione degli incendi che coinvolgono le sostanze stesse;
- le indicazioni per il pronto soccorso d'urgenza in caso di rischio sanitario a seguito di inalazione, ingestione, contatto accidentale con la cute e con gli occhi.

(1.B.1.3) ANALISI PRELIMINARE PER INDIVIDUARE LE AREE CRITICHE

Allo scopo di verificare che le modifiche in oggetto del presente studio, non comportino un aggravio del preesistente livello di rischio, oltre a sviluppare l'analisi di rischio secondo la metodologia classica (individuazione delle ipotesi incidentali e stima delle frequenze di accadimento) si è ritenuto opportuno applicare il metodo indicizzato per l'individuazione delle aree critiche, introdotto dal DPCM 31/03/89 - *"Applicazione dell'art. 12 del decreto del Presidente della Repubblica 17 Maggio 1988, n. 175, concernente rischi rilevanti connessi a determinate attività industriali."*

Questo tipo di analisi permette una classificazione degli impianti in aree di rischio, mediante l'attribuzione di fattori che vanno a definire degli indici di rischio.

Il fine di detta classificazione è quello di fornire un quadro immediato e sintetico del grado di sicurezza delle unità dell'impianto CR42, sia prese nel loro insieme che singolarmente, così da poter individuare quelle aree sulle quali eventualmente approfondire l'indagine, qualora l'indice di rischio globale "intrinseco" evidenziasse delle situazioni particolari.

Ciascuna unità viene valutata con una procedura a due fasi:

Nella 1a fase si individuano i fattori di penalizzazione in base ai rischi specifici delle sostanze, ai rischi generali e particolari di processo, ai rischi dovuti alle quantità, ai rischi connessi al lay-out.

una volta individuati i fattori di penalità si procede al calcolo degli indici di rischio generale (G', T') intrinseci.

Nella 2a fase si individuano i fattori di compensazione in base all'adozione di misure tendenti a ridurre sia il numero degli incidenti (contenimento, controllo del processo, attecchimento nei confronti della sicurezza), sia l'entità potenziale degli incidenti (protezione antincendio, isolamento ed eliminazione delle sostanze, operazione antincendio).

In seguito si procede all'esecuzione degli indici di rischio (G, T) compensati.

Applicazione del Metodo ad Indici

Di seguito viene riportato l'elenco delle Unità logiche individuate per l'impianto CR42 in oggetto ed indicate nelle planimetrie riportate in Allegato 1.B.1.3

CR42 – UNITA' DI RIGENERAZIONE AMMINA

N° UNITA'	DENOMINAZIONE UNITA'	APPARECCHIATURE
1	Colonna di rigenerazione	C4201, D4202, E4201, E4203, E4204AB
2	Ammina rigenerata	E4202, D4203, F4201, F4202, F4203
3	Polmone carica ammina	D4201
4	Stoccaggio ammina rigenerata	TK4201

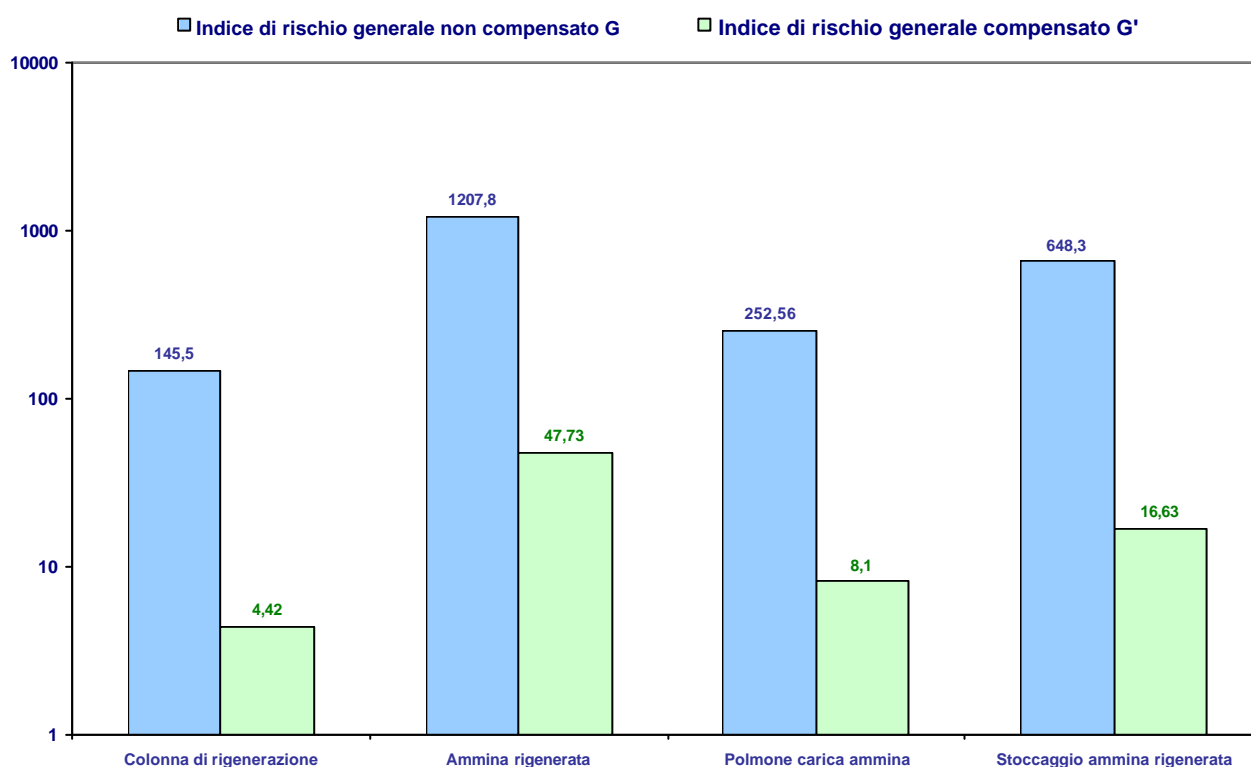
In allegato sono riportate le schede debitamente compilate e la planimetria con evidenziata la suddivisione delle unità logiche individuate.

Nella tabella seguente sono riportati gli indici di rischio generali compensati, calcolati per tutte le Unità dell'impianto CR42 Rigenerazione Ammina.

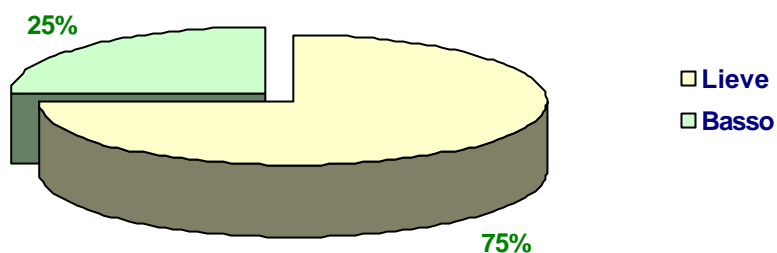
IMPIANTO CR 42 – Rigenerazione Ammina

N° Unità	Denominazione Unità	Indice di rischio generale non compensato G	Categoria	Indice di rischio generale compensato G'	Categoria
1	Colonna di rigenerazione	145.50	Moderato	4,42	Lieve
2	Ammina rigenerata	1208.70	Alto I I	47.73	Basso
3	Polmone carica ammina	252.56	Moderato	8.10	Lieve
4	Stoccaggio ammina rigenerata	648.30	Alto I	16.63	Lieve

Nel grafico seguente vengono riportati gli indici di rischio relativi a ciascuna Unità logica, prima e dopo compensazione, dal quale si evince come le precauzioni assunte in sede di progettazione, unitamente agli adeguamenti tecnologici e di sicurezza implementati, l'organizzazione di Stabilimento e le procedure operative e di sicurezza adottate, determinano un significativo contenimento degli indici di rischio delle unità dell'impianto in oggetto.



Di seguito viene riportata la ripartizione percentuale delle categorie di rischio associate agli indici di rischio compensati delle Unità logiche degli impianti in oggetto.



Come si evince dal grafico sopra riportato, il 75% si colloca in una fascia di rischio “Lieve” mentre il restante 25% delle Unità logiche rientra in una fase di rischio “Basso”.

5.3.1 (1.C.1.1.2) ESPERIENZA STORICA E FONTI DI INFORMAZIONE RELATIVE AD IMPIANTI, CON RIFERIMENTO ALLA POSSIBILITA' DI INSORGENZA DI INCENDI ED ESPLOSIONI

Nel seguito sono trattati i punti relativi alla sicurezza degli impianti ed all'esperienza storica relativa agli eventi pericolosi che hanno coinvolto impianti simili.

Con riferimento all'esperienza storica, nel seguito si riporta una disamina critica sugli eventi incidentali più significativi in cui sono state coinvolte le sostanze pericolose presenti nell'impianto in oggetto.

La disamina critica è desunta dai seguenti documenti di riferimento:

- 1 - Analisi storica "Circolare 16 M.I.S.A. 20 Giugno 1986"
- 2 - Banca Dati MHIDAS UKAEA (U.K.) - "Major Hazard Incident Data Service"
- 3 - Esperienza storica della Raffineria al 2003.

Non essendo stato individuato alcun tipo di informazione a riguardo di incidenti avvenuti in impianti di recupero zolfo, è stata effettuata un'ulteriore ricerca su eventi che hanno coinvolto solfuro di idrogeno in impianti di processo.

Dalla ricerca risulta che, su 9674 incidenti registrati, 44 hanno coinvolto l'H₂S.

In occasione dei suddetti eventi incidentali si sono avuti rilasci di prodotto che in 5 occasioni è stata necessaria l'evacuazione dei residenti nelle aree limitrofe.

In allegato 5.3.1 è riportata una sintesi dei principali incidenti avvenuti in impianti simili.

5.3.2 (1.C.1.2.1) REAZIONI FORTEMENTE ESOTERMICHE E/O DIFFICILI DA CONTROLLARE

Lo scostamento dei parametri di processo dalle normali condizioni di lavoro comporta al più una variazione del grado di assorbimento dell'H₂S, senza dare origine a reazioni di tipo incontrollato.

5.3.3 (1.C.1.3.2) CRONOLOGIA DELLE PERTURBAZIONI GEOFISICHE, METEOMARINE E CERAUNICHE

Terremoti

Dal punto di vista della sismicità, secondo la Nuova Classificazione Sismica del Territorio Nazionale, ai sensi dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri del 20 Marzo 2003 n° 3274, il territorio del Comune di Priolo Gargallo (SR) è classificato come Zona 2 (II Categoria).

Si ricorda che nella classificazione definita dai decreti emessi fino al 1984, la sismicità era definita attraverso il Grado di Sismicità S; nella proposta di riclassificazione del Gruppo di Lavoro del 1988 si utilizzano tre categorie sismiche più una categoria di comuni non classificati (N.C.); nella classificazione 2003 infine la sismicità è definita mediante quattro zone, numerate da 1 a 4.

In tabella si riporta la corrispondenza tra le diverse definizioni di classificazione sismica:

Decreti fino al 1984	GdL 1998	Classificazione 2003
S = 12	I categoria	Zona 1
S = 9	II categoria	Zona 2
S = 6	III categoria	Zona 3
Non classificato	N.C.	Zona 4

In Allegato 5.3.3 è riportata la mappa relativa alla classificazione sismica per l'area in esame.

Inondazioni

Negli ultimi anni non si sono registrate inondazioni tali da creare problemi allo Stabilimento.

Trombe d'aria

Negli ultimi anni non si sono registrate trombe d'aria nelle vicinanze della zona in esame.

Fulmini

Nell'area in cui è ubicato lo Stabilimento la frequenza di fulmini è pari a 1,5 fulmini anno/km².

5.3.4 (1.A.1.2.1) AEROPORTI E CORRIDOI DI ATTERRAGGIO E DECOLLO

L'area della Raffineria si trova in linea d'aria a circa 60 km dall'aeroporto militare di Sigonella, e a circa 50 km dall'aeroporto civile di Catania Fontanarossa.

Occasionalmente l'area della Raffineria è sorvolata da elicotteri e aerei di piccole dimensioni.

5.3.5 (1.C.1.5.1) EVENTI PRINCIPALI RAGIONEVOLMENTE PREVEDIBILI CHE POTREBBERO DAR LUOGO AD UN RILASCIO E LE RELATIVE MODALITÀ DI ACCADIMENTO

Nel presente paragrafo viene sviluppata l'analisi mirata alla individuazione delle ipotesi incidentali che si possono manifestare nell'impianto oggetto dello studio.

Si è fatto uso a tale proposito della tecnica dell'analisi di operabilità mirata alla individuazione dei rischi, comunemente denominata HAZOP.

Questa metodologia permette di valutare in modo sistematico ogni possibile deviazione dalle condizioni di regime di funzionamento, andando ad individuare le cause e le conseguenze che, concatenate tra loro, possono portare all'accadimento di un evento incidentale.

Basandosi sugli schemi meccanici, si è proceduto in primo luogo alla suddivisione dell'impianto in sottosistemi caratterizzabili univocamente dal punto di vista del processo che vi ha luogo, valutando i possibili malfunzionamenti strumentali in grado di portare ad eventi indesiderati.

Reiterando questo processo si evidenziano situazioni pericolose che vengono selezionate come *Ipotesi Incidentali*.

Per ogni ipotesi così selezionata, si è poi proceduto alla valutazione della frequenza di accadimento dell'evento stesso, utilizzando la tecnica degli alberi di guasto.

Il calcolo della frequenza mediante l'albero di guasto, costruito combinando tra di loro le diverse CAUSE e MANCATE PROTEZIONI, è stato effettuato con l'ausilio del codice prodotto da R.M. Consultants Ltd. (ABINGDON - UK), riconosciuto ufficialmente dalla B.N.F. (British Nuclear Fuel) in concessione d'uso alla Società scrivente.

In funzione dei ratei di guasto, dei tempi di riparazione e delle frequenze di test attribuiti ai primari, si ottengono le probabilità di accadimento su base annua, degli eventi incidentali selezionati mediante l'Hazop.

Ad ogni singolo evento primario, che entra nella valutazione mediante Albero di guasto, sono stati quindi attribuiti i parametri di affidabilità ricavati da banche dati componenti specializzate ("Process Equipment Reliability Data" (AICHE), Assessment of industrial Risk in the Rejmnonnd Area (C&W), Loss Prevention in the process industries (LEES)) mentre i tempi di riparazione e le frequenze di test per ogni componente sono stati attribuiti in base alla esperienza specifica dello Stabilimento.

In Allegato 5.3.5.1 si riporta l'analisi di operabilità effettuata per le sezioni d'impianto considerate e gli Alberi di guasto relativi alle ipotesi individuate.

Al fine della valutazione del livello di probabilità degli eventi incidentali è possibile associare al valore di probabilità stimato una "classe di probabilità" secondo quanto indicato nella tabella seguente, tratta da: "General Guidance On Emergency Planning - Cimah Regulation":

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

La classifica di cui sopra può essere espressa anche con riferimento alla classificazione qualitativa prevista dall'All. III al D.P.C.M. 31/03/89, estesa come dalla tabella seguente:

FREQUENZA	CLASSE
Maggiore di 1 volta ogni 10 anni	Molto alta
Tra 10 e 100 anni	Alta
Tra 100 e 1000 anni	Media
Tra 1000 e 10000 anni	Bassa
Minore di 1 volta ogni 10000 anni	Molto bassa

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

Bassa : improbabile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato
Media : possibile durante la vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato
Alta : evento che si può verificare almeno una volta nella vita prevista di funzionamento dell'impianto o deposito separato.

Gli scenari incidentali considerati come rappresentativi (TOP EVENTS) hanno generalmente frequenza uguale o superiore a $10^{-4}/10^{-5}$ occ/anno, così come indicato nelle Linee Guida del Dip. Protezione Civile.

In alcuni casi di maggior gravità delle conseguenze per l'esterno, sono stati considerati anche eventi con frequenza uguale o superiore a $10^{-5}/10^{-6}$ occ/anno, così come in uso presso altri Paesi europei:

conseguenze gravi all'interno dello Stabilimento	$f = 10^{-4} \div 10^{-5}$ occ/anno
conseguenze gravi all'esterno dello Stabilimento	$f = 10^{-5} \div 10^{-6}$ occ/anno

Per quanto riguarda l'area impianti di processo, la probabilità degli eventi incidentali associati alle cause iniziatrici (e loro concatenamento) individuate con la metodologia degli alberi di guasto (frequenze di accadimento) dipende dai seguenti parametri/fattori:

- condizioni (P,T e portata) del rilascio;
- percentuale di flash al momento del rilascio;
- possibilità di sezionamento manuale/automatico della perdita ipotizzata;
- grado di confinamento dell'area interessata dalla perdita;
- innesco immediato (temperatura del prodotto superiore alla sua temperatura di autoaccensione) o ritardato (a seconda della tipologia dell'intorno ove si verifica la perdita di prodotto).

In relazione a quanto sopra, per l'area impianti si assume, in via conservativa, la frequenza dell'evento finale associata alla frequenza di accadimento stimata per la causa iniziatrice a mezzo degli alberi di guasto e/o dall'analisi storica per le rotture casuali.

Di seguito si riporta la tabella riassuntiva delle ipotesi incidentali considerate e la stima delle relative frequenze di accadimento attese.

Ipotesi	Descrizione	Frequenza (occ/anno)
1	Sovrappressione colonna C-4201	$1,82 \cdot 10^{-7}$
2	Perdite da pompa ammina ricca G-4201 A/B	$6,4 \cdot 10^{-8}$
3	Rilascio di H ₂ S da accoppiamento flangiato circuito G4201/E4201/D4202	$1,3 \cdot 10^{-3}$

5.3.6 (1.C.1.5.2) UBICAZIONE DEI PUNTI CRITICI DELL'IMPIANTO

Ai fini dell'ubicazione dei punti critici dell'impianto si fa riferimento alla planimetria riportante la rappresentazione grafica delle conseguenze degli eventi incidentali (Allegato 5.3.7).

5.3.7 (1.C.1.6) STIMA DELLE CONSEGUENZE DEGLI EVENTI INCIDENTALI

In questa sezione viene riportata una sintesi dei risultati relativi alla stima delle conseguenze derivanti dagli eventi incidentali ipotizzati.

Come più volte sottolineato, i rischi in generale, sono essenzialmente legati alle caratteristiche di infiammabilità degli idrocarburi e alla tossicità di alcuni prodotti.

Le tipologie delle conseguenze per le diverse aree possono essere schematizzate come nel seguito.

Considerate le cause iniziatrici delle sequenze incidentali sono state individuate le ipotesi di incidente e sono state calcolate le relative frequenze di accadimento come riportato al precedente punto 5.3.5 (1.C.1.5)

Tra le ipotesi incidentali sono state individuate quelle più rappresentative per la sezione d'impianto in esame, per le quali sono state stimate le conseguenze attese, valutando gli effetti di tali eventi incidentali sia per le aree interne al confine di Raffineria che per quelle esterne ad essa.

La scelta è stata effettuata in considerazione dei seguenti aspetti:

- la completezza degli scenari incidentali, considerati per tipologia (tossicità, infiammabilità);
- le caratteristiche di infiammabilità e tossicità dei prodotti presenti in Raffineria
- gli incidenti che possono determinare condizioni di pericolo per l'esterno;
- rappresentatività tipica per le aree in cui la raffineria è stata suddivisa.

Ipotesi di lavoro

Nell'ambito del presente documento sono stati utilizzati i criteri di analisi relativi alla stima delle conseguenze attese degli eventi incidentali selezionati, relativamente ai seguenti punti:

- Individuazione dei termini sorgente, sulla base dell'esperienza storica derivante sia dalle banche dati consultate, che dell'esperienza storica della Raffineria;
- Applicazione dei modelli di calcolo più aggiornati, e riconosciuti a livello internazionale (PHAST PROFESSIONAL 6.1, EFFECTS 4).

CONDIZIONI METEOROLOGICHE

Le condizioni meteorologiche considerate nell'esecuzione dei calcoli sono le seguenti:

Velocità del vento	5,0 m/s	2,0 m/s
Classe di stabilità	D	F
Temperatura ambiente	20 °C	20 °C
Umidità atmosferica	70 %	70 %

VALORI DI SOGLIA DI RIFERIMENTO

I valori di soglia degli effetti incidentali da adottare nella valutazione delle conseguenze sono quelli riportati nella seguente tabella, prendendo riferimento anche quanto riportato nel Decreto Ministero dei lavori Pubblici 9/5/2001 ⁵.

Scenario incidentale	Elevata letalità	Inizio letalità	Lesioni irreversibili	Lesioni reversibili	Danni alle strutture/ Effetti domino
Incendio (radiazione termica stazionaria)	12,5 kW/m ²	7 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²	12,5 kW/m ²
BLEVE/Fireball (radiazione termica variabile)	Raggio fireball	350 kJ/m ²	200 kJ/m ²	125 kJ/m ²	200-800 m (*)
Flash-fire (radiazione termica istantanea)	LFL	1/2 LFL			
UVCE (sovrapressione di picco)	0,3 bar (0,6 spazi aperti)	0,14 bar	0,07 bar	0,03 bar	0,3 bar
Rilascio tossico (dose assorbita)	LC50		IDLH		

(*) Secondo tipologia di serbatoio

Le stime degli effetti relativi alla dispersione di sostanze tossiche ha evidenziato che in nessun caso si hanno rilasci tali da raggiungere i valori di IDLH ed LC₅₀ relativi a 30 minuti di esposizione. Per completezza di analisi sono state utilizzate le soglie di danno per rilasci di sostanze tossiche (idrogeno solforato) IDLH ed LC₅₀ calcolate per la sostanza e per un tempo di esposizione in funzione del tempo di passaggio della nube.

Tale assunzione risulta in linea con quanto indicato nel DM 20.10.98 “Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di liquidi facilmente infiammabili e/o tossici”, che fa riferimento alla possibilità di considerare concentrazioni di soglia corrispondenti a tempi di esposizione più ridotti, in funzione dello scenario incidentale considerato.

⁵

“Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante”

ESPLOSIONE DI NUBI DI VAPORI IN AMBIENTE NON CONFINATO (UVCE)

Per quanto riguarda lo scenario incidentale relativo ad esplosione non confinata di vapori di liquidi infiammabili, si è tenuto in considerazione quanto riportato nel Decreto Ministeriale 20/10/98⁶, e precisamente:

Appendice III – Punto 2

...

“la probabilità che l’innescò di una nube di vapori generati dal rilascio di liquidi infiammabili determini una esplosione di tipo non confinato (UVCE) anziché un Flash-fire...sia non trascurabile solo quando:

- *il rilascio interessi un ambiente essenzialmente chiuso*
- *la quantità di vapori entro i limiti di infiammabilità sia maggiore di 1,5 t, se in ambiente parzialmente confinato (es. In presenza di grossi edifici od apparecchiature industriali nello spazio di sviluppo della nube);*

Al di sotto dei limiti predetti, il contributo dell’esplosione di nube al rischio globale può ritenersi marginale e pertanto non rilevante ai fini di una valutazione complessiva...”

Nelle varie ipotesi incidentali, ove necessario, è stata effettuata la stima del quantitativo di vapori di prodotti infiammabili che rientrano nei limiti di infiammabilità, e di conseguenza si è valutata la possibilità del verificarsi di una esplosione non confinata di vapori (UVCE), oppure di una dispersione in atmosfera di vapori infiammabili.

In allegato 5.3.7 (1.C.1.6.1) sono riportate le rappresentazioni grafiche degli scenari incidentali più significativi.

Di seguito si riporta la descrizione degli scenari incidentali sviluppati per la nuova Unità di Recupero Ammina.

5.3.7.1 Descrizione degli scenari incidentali

Scenario n° 1 Rilascio di gas acidi da accoppiamento flangiato (Riferimento ipotesi n° 3)

Lo scenario considera una fuoriuscita di gas acidi da uno degli accoppiamenti flangiati DN200 presenti sulla linea in uscita dall’accumulatore D4203.

Si considera pertanto un allontanamento di 2 millimetri della porzione dell’accoppiamento flangiato (DN 200) compreso tra due bulloni.

Le conseguenze che ne derivano sono riconducibili ad un rilascio di gas infiammabile e tossico.

La durata del rilascio viene stimata in circa 15 minuti.

⁶ DM 20/10/98 “Criteri di analisi e valutazione dei rapporti di sicurezza relativi ai depositi di liquidi facilmente infiammabili e/o tossici”

PARAMETRI DI EFFLUSSO

Per il calcolo della portata di efflusso sono stati utilizzati i seguenti parametri:

P	- Pressione di scarico	(barg)	0,8
T	- Temperatura del fluido	(°C)	52
D	- Diametro equivalente di efflusso	(mm)	14
H	- Altezza di rilascio	(m)	14
t	- Durata del rilascio	(s)	900

Composizione del gas (% in peso):

- H ₂ S	92,6
- H ₂ O	3,9
- CO ₂	3,5

Dal calcolo la portata rilasciata risulta essere pari a:

Q	- Portata di rilascio totale	(kg/s)	0,048
Q1	- Portata di H ₂ S	(kg/s)	0,044

Per valutare gli effetti della pozza incendiata è stato utilizzato il programma PHAST PROFESSIONAL della DNV TECHNICA.

Lo scenario ipotizzabile è un rilascio in atmosfera a una quota ipotizzata di circa 14 m, di gas acido ad elevata concentrazione di H₂S.

In tale situazione si forma una nube tossica che si disperde nell'ambiente circostante.

Dispersione tossica

Per valutare gli effetti della dispersione della nube tossica ed infiammabile è stato utilizzato il programma “Phast Professional” sviluppato dalla DNV Technica.

Sono state determinate le concentrazioni di H₂S a varie distanze sottovento, riferendo le concentrazioni di soglia “IDLH” e “LC50” alla durata del rilascio. La valutazione degli effetti della nube tossica va infatti riferita al tempo di esposizione, e quindi al “tempo di passaggio” della stessa. La simulazione effettuata ha mostrato che concentrazioni pari ai valori di soglia IDLH ed LC50 riferiti a 30 minuti non vengono mai raggiunte. Pertanto sono state adottate concentrazioni di soglia riferite al tempo di intervento.

Di seguito vengono riportate le massime distanze alle quali vengono raggiunte le concentrazioni di soglia per l'evento dispersione.

TIPOLOGIA	CONCENTRAZIONI DI INTERESSE ⁷	DISTANZA (m)	
		5D	2F
DISPERSIONE	IDLH (144 ppm)	22 (*)	34 (*)
	LC ₅₀ (1015 ppm)	11 (*)	16 (*)

(*) Concentrazione rilevabile ad una quota di ca. 14 m dal suolo, assente al suolo.

Gli effetti dello scenario incidentale considerato sono limitati all'interno della Raffineria

⁷

Concentrazione riferita ad un tempo di esposizione di 15 minuti

TABELLA RIEPILOGATIVA DEGLI SCENARI INCIDENTALI E DEGLI EFFETTI CONSEGUENTI

Riferimento scenario incidentale	EVENTI PRIMARI				PARAMETRI		Possibili eventi conseguenti	Velocità del vento e classe di stabilità atmosferica (m/s)	EFFETTI CONSEGUENTI – Distanze in metri	
	Causa iniziatrice	Frequenza (occ/anno)	Evento conseguente	Portata iniziale di rilascio (stima) (kg/s)	Quantità rilasciata (kg)	Durata (s)			DISPERSIONE	
							Descrizione		IDLH(*)	LC ₅₀ (*)
1	Rottura casuale	1,3 · 10 ⁻³	Rilascio di H ₂ S	Totale: 0,048 di cui 0,044 di H ₂ S	43,2 kg Di cui 39,6 di H ₂ S	900	Dispersione H ₂ S	2F	34 (**)	16 (**)
								5D	22 (**)	11 (**)

(*) Concentrazione riferita ad un tempo di esposizione di 900 s

(**) Concentrazione rilevabile ad una quota di ca. 14 m dal suolo, assente al suolo.

5.3.8 (1.C.1.7) MISURE ADOTTATE PER PREVENIRE I RILASCI DI CUI AL PUNTO 5.3.5

Il rischio d'incendio in raffineria è dovuto essenzialmente alla manipolazione o al deposito di liquidi e gas facilmente infiammabili.

I criteri adottati per prevenire sia l'innescò di un incendio sia, ancora più a monte, l'insorgere di condizioni pericolose che potrebbero dar luogo ad un principio d'incendio ricadono in due categorie:

- a) misure di carattere impiantistico
- b) misure di carattere operativo/procedurale.

• PRECAUZIONI IMPIANTISTICHE

I criteri costruttivi e di progettazione sono rivolti a prevenire in generale gli eventi incidentali, o quanto meno a minimizzarli: si sono applicati gli standard costruttivi normalmente utilizzati per gli impianti del settore petrolifero.

In particolare questi standard prevedono:

- Progettazione ed esecuzione secondo norme e standard di qualificazione internazionale.
- Opportuna scelta dei materiali in relazione ai fluidi di processo.
- Dimensionamento adeguato dei sovrassessori di corrosione per apparecchiature e tubazioni critiche.
- Impiego di strumentazione di controllo, allarme e blocco altamente affidabile.
- Allarmi e blocchi automatici con strumentazione acustica e visiva, sia locali che in sala controllo per la segnalazione degli scostamenti dei parametri dalle normali condizioni operative.
- Controlli periodici dell'affidabilità della strumentazione di allarme e di blocco.
- Adozione di valvole di blocco e/o depressurizzazione rapida su apparecchiature e linee, in accordo con le normative di legge.
- Adozione di valvole di intercettazione di emergenza, per apparecchiature e linee di maggior hold-up, in accordo agli standard interni ErgMed
- Apparecchiature a pressione costruite e verificate in ordine alle normative di legge vigenti (ISPESL e ASL)
- Minimizzazione del numero di accoppiamenti flangiati
- Adozione di tenute doppie per le pompe "critiche" (in corso di realizzazione)
- Intercettazioni su tutti i fluidi ai limiti di batteria dell'impianto.

Rientrano nelle misure di carattere impiantistico gli standards di progettazione meccanica delle apparecchiature di processo e dei serbatoi di stoccaggio, la tipologia degli impianti elettrici in relazione alla loro ubicazione, i dispositivi atti a impedire la formazione di cariche elettrostatiche, il rispetto di opportune distanze di rispetto e di sicurezza, l'utilizzo di criteri di funzionamento automatico orientati alla sicurezza.

Sarà realizzata una completa mappatura delle aree dell'Unità classificate in base alle norme CEI vigenti e vincolante ai fini del grado di protezione che ogni apparecchiatura elettrica e ogni impianto elettrico installato in raffineria deve avere contro il pericolo d'incendio e di esplosione.

I serbatoi di stoccaggio, le apparecchiature e le linee saranno collegati elettricamente a terra mediante un adeguato numero di dispersori tutti collegati ad un'unica rete di terra equipotenziale, posti in gran parte in pozzetti ispezionabili. Le strutture di supporto delle tubazioni saranno analogamente collegate alla rete di terra. Tutte le flange e le valvole inserite nelle tubazioni saranno opportunamente cavallottate al fine di assicurare la continuità elettrica delle stesse.

I criteri di progetto dei sistemi di controllo automatico di processo saranno improntati alla logica "fail safe", vale a dire posizionamento automatico delle apparecchiature di controllo nello stato più sicuro in caso di mancanza di energia o guasto.

• PRECAUZIONI OPERATIVE

Le precauzioni adottate per prevenire i rischi connessi ad errori umani, consistono essenzialmente in:

- Norme operative scritte per le operazioni di marcia normale, le situazioni di avviamento e di fermata, le emergenze operative ed incidentali.
- Supervisor d'impianto e personale operativo addestrato e qualificato.
- Programma di ispezione periodica delle apparecchiature in pressione e delle tubazioni
- Controlli non distruttivi eseguiti su linee e apparecchiature (radiografie, ultrasuoni, liquidi penetranti, ecc.)
- Selezione adeguata del personale
- Istruzioni/manuali operativi
- Cartellonistica di sicurezza ed operativa
- Corsi di aggiornamento
- Riunioni periodiche di sicurezza

Le misure atte a prevenire gli eventi incidentali individuati mediante l'analisi di rischio sono principalmente:

- strumentazione di regolazione automatica
- sistemi di segnalazione ed allarme (locali e remoti) che rilevano i valori assunti dei parametri di processo al di fuori del normale campo di lavoro
- valvole di sicurezza collettate alla rete di blow-down
- sistemi automatici di blocco
- valvole di intercettazione di emergenza motorizzate
- sistemi di rilevazione incendio, gas infiammabili, sostanze tossiche
- sistemi attivi e passivi di protezione incendio
- ispezioni periodiche alle linee ed apparecchiature critiche
- regolare attività di manutenzione finalizzata al mantenimento dell'efficienza delle apparecchiature dell'impianto.

Per quanto riguarda l'attività di ispezione, queste saranno regolate sulla base di procedure specifiche, peraltro già vigenti in Raffineria, che prevedono le seguenti modalità:

Tubazioni

- Applicazione procedure controllo qualità;
- Spessimetrie e controlli con liquidi penetranti, con frequenza e punti di controllo variabili in funzione della criticità individuata in relazione alla tipologia di fluido, alle condizioni operative, ed ai risultati delle precedenti verifiche ispettive.

Apparecchiature

- Verifica ISPEL delle apparecchiature all'atto dell'installazione;
- Controlli spessimetrici su tutte le apparecchiature sotto controllo ASL, a 10 anni dalla messa in esercizio;
- Spessimetrie ed ispezioni interne (in occasione di fermata) con frequenze variabili in funzione della criticità prevista sulla base del fluido contenuto nelle apparecchiature, dell'esperienza maturata dal Settore Ispezioni di Raffineria e dei risultati delle precedenti ispezioni.

Le soluzioni specifiche impiantistico e procedurali che saranno adottate per rendere più remote le frequenze di accadimento e per minimizzare gli effetti incidentali, sono di seguito indicate e così suddivise:

- A) al fine di ridurre la frequenza delle rotture casuali;
- B) al fine di ridurre la probabilità e/o la frequenza degli eventi incidentali;
- C) al fine di mitigare le conseguenze degli scenari incidentali.

Soluzioni specifiche impiantistico e procedurali

- A)
 - percorso tubazioni: in generale, le tubazioni saranno installate all'interno dell'area dell'impianto e quindi non soggette a urti con mezzi mobili.
 - strutture di sostegno tubazioni: tutti i supporti delle tubazioni ed i pipe-rack sono stati progettati per resistere al carico di progetto, ai carichi dinamici, ai carichi dovuti all'intensità del vento.
 - sovrasspessori di corrosione per tubazioni e vessels in funzione delle condizioni di processo e dell'aggressività dei prodotti lavorati;
 - minimizzazione degli accoppiamenti flangiati;
 - procedure di ispezione periodiche delle apparecchiature e tubazioni in pressione.
- B)
 - sistemi di allarme e blocco altamente affidabili;
 - sistemi di intercettazione installati su apparecchiature e linee critiche e/o ad elevato hold-up, secondo la Specifica Interna ErgMed, applicata per le nuove installazioni;
 - adozione di pompe a tenuta doppia sulle pompe "critiche (in fase di realizzazione)
 - sistemi di rilevazione sostanze tossiche e/o infiammabili (gas infiammabili, gas tossici);
 - procedure di controllo periodico dell'affidabilità dei sistemi di allarme e blocco.

C)

- sistemi di protezione antincendio passiva (fire-proofing) in accordo alle specifiche interne ErgMed per nuove installazioni;
- sistemi di protezione antincendio attiva (impianti fissi di raffreddamento antincendio).

L'adozione di sistemi di rilevazione ed intercettazione della perdita e di sistemi fissi antincendio, consente la riduzione della frequenza di accadimento degli eventi incidentali, nonché la mitigazione degli stessi.

L'installazione di valvole di intercettazione di emergenza consente di ridurre i rischi associati a possibili rilasci di sostanze pericolose, in quanto, mediante tale applicazione, è possibile isolare il contenuto (hold up) di apparecchiature critiche in caso di possibili rotture o perdite da componenti ad esse associati, come ad esempio flange, pompe, compressori e tubazioni di particolare lunghezza e complessità.

Per assicurare l'affidabilità delle valvole di intercettazione di emergenza in caso di incendio, sia le linee di potenza e di segnale alle valvole, che gli stessi attuatori delle valvole sono protetti dal fuoco per un tempo sufficiente ad azionare la valvola. Le EIV sono di tipo fire safe.

5.3.9 (1.C.1.7.3) PRECAUZIONI E COEFFICIENTI DI SICUREZZA ASSUNTI NELLA PROGETTAZIONE DELLE STRUTTURE E CRITERI DI PROGETTAZIONE DI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

a) Terremoto

Tutte le strutture in elevazione, siano esse metalliche o in cemento armato, della maggior parte degli impianti, saranno dimensionate e realizzate nel rispetto della normativa vigente in materia di sismicità del territorio.

b) Inondazioni

Per evitare e/o minimizzare tale situazione in caso di eventi meteorologici eccezionali, la Raffineria è dotata di un idoneo sistema di drenaggio, raccolta e trattamento acque che fanno capo ai sistemi della rete fognaria.

c) Trombe d'aria

Non risultano adottate particolari misure di progettazione contro gli effetti di eventi eccezionali quali trombe d'aria e simili.

d) Caduta di fulmini

Tutte le apparecchiature, le strutture metalliche saranno collegate tramite connessioni di rame al sistema di messa a terra e in conformità alle norme CEI vigenti.

e) Vento

Il carico di progetto sarà considerato in conformità alle normative UNI-CNR in funzione delle condizioni atmosferiche della zona: legge 5-11-71 n. 1086; D.M. 3-10-78, UNI-CR 10012 ultima edizione, BP ESSO 4-1-5 D.S. G 1172.3.

5.3.10 (1.C.1.8.1) NORME DI PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI, DEI SISTEMI DI STRUMENTAZIONE DI CONTROLLO E DEGLI IMPIANTI DI PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE E LE CARICHE ELETTROSTATICHE

Nella progettazione ed esecuzione degli impianti elettrici dei sistemi di strumentazione di controllo e degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche e le scariche elettrostatiche sono stati utilizzati i seguenti criteri:

- a) Classificazione delle aree pericolose
Le aree pericolose saranno classificate secondo le norme CEI vigenti.
- b) Sistema di distribuzione dell'energia elettrica
Le apparecchiature e gli impianti elettrici installati nelle aree pericolose sono progettati e saranno costruiti secondo i seguenti standard e norme:
 - CEI vigenti
 - IEC
 - CENELEC
 - NEC

ed approvate dai seguenti ENTI:

- CESI (I)
- BASEFA (GB)
- P.T.B. (D)
- MEMKO (NL)
- U.L. (USA)
- INIEX (B)
- LOIE (F)
- CERCHAR (F)

L'impianto sarà provvisto di regolare rete di terra, costituita da una maglia di corda di rame a cui saranno connesse tutte le masse metalliche delle apparecchiature elettriche e di processo, tubazioni, strutture portanti, etc.

L'impianto di terra sarà progettato secondo le norme CEI vigenti.

- c) Protezione contro le scariche elettriche e cariche elettrostatiche
Tutti gli elementi dell'impianto saranno collegati alla rete di terra tramite connessioni con conduttori di rame come previsto dalle norme CEI vigenti.
- d) Strumentazione di controllo - Criteri di progetto.
La strumentazione di controllo si suddivide in tre parti:
- sistemi di controllo
 - sistemi di allarme
 - sistemi di segnalazione.

I sistemi di allarme previsti in raffineria sono di tipo audiovisivi e vengono rappresentati nelle seguenti forme:

- A) in centraline di allarme poste in sala controllo o quadro locale per i segnali che provengono da strumenti di tipo analogico.
- B) a video posti in sala controllo per i segnali che provengono dal sistema di strumentazione a controllo distribuito TDC 3000 – Honeywell.

I sistemi di segnalazione prevedono l'indicazione delle misure, la registrazione, la stampa. Detti strumenti sono di soccorso all'operatore per la buona conduzione degli impianti ed agli amministratori per la corretta gestione della raffineria.

I criteri di progetto seguiti per la strumentazione sono quelli di fornire elementi di decisione all'operatore attraverso segnalazioni di misure ed allarmi per una corretta conduzione degli impianti, delle aree di stoccaggio e di distribuzione.

Sono previsti sistemi di messa in sicurezza degli impianti sia di tipo manuale che automatico. Le alimentazioni elettriche per i sistemi di controllo, di allarme, di sicurezza saranno del tipo privilegiato.

Le norme seguite per l'ingegneria della strumentazione sono state:

- DPR 547 e s.m.i., DPR 727, DM 1/3/98 e s.m.i., Norme Europee (DPR 675)
- I.E.C.
- CEI
- CENELEC EN 50081-2, 50082-1, 50082-2 Radiazioni elettromagnetiche
- ISA
- ANSI
- API
- ISO
- ATEX 94/9/EC
- ENPI, ASL
- DIN V 19259 e VDE 0801
- D.Lgs. 626/94 e s.m.i.

5.3.11 (1.C.1.8.2) NORME UTILIZZATE PER IL CALCOLO DEI SISTEMI DI SCARICO DI PRESSIONE DEI RECIPIENTI DI PROCESSO

Le valvole di sicurezza saranno dimensionate secondo la normativa ISPESL-ANCC raccolta E; il calcolo è stato effettuato per la condizione più gravosa tra l'ipotesi di incendio e quella dell'errore di manovra.

5.3.12 (1.C.1.8.5) NORME UTILIZZATE PER IL PROGETTO DEI RECIPIENTI, SERBATOI E LINEE

Recipienti a pressione

La progettazione delle apparecchiature in pressione (vessel scambiatori di calore, air-cooler, condensatori, forni, caldaie e serbatoi) è stata condotta in conformità alle seguenti norme:

- D.L. n° 93 del 25.2.2000;
- ASME sezione VIII Divisione 1 e 2;
- ANSI;
- TEMA;
- API;
- B.P.;
- R.D.L. 1331 del 09.07.1926
- R.D.L. 824 del 12.05.1927
- D.M.L. del 02.11.1972
- D.M.L. del 21.05.1974
- D.M.L. del 01.12.1975
- D.P.R. 341 del 13.12.1981

Macchine

La progettazione delle macchine (pompe, motori, compressori, turbine a gas ed a vapore, agitatori, ecc.) è stata condotta in conformità alle seguenti norme:

- ANSI;
- ASME;
- API;
- ISO;
- B.P.;
- CEI;
- IEC;
- CENELEC;
- VDI;
- D.P.R. 547
- Direttiva macchine (89/392/CEE e successive integrazioni)

Serbatoi atmosferici di stoccaggio

Dimensionamento, costruzione, collaudo secondo le norme API standard RP 650 relative ai serbatoi saldati in acciaio per stoccaggio di idrocarburi e prodotti liquidi.

Piping, coibentazione e verniciatura

La progettazione piping, coibentazione e verniciatura è stata condotta in conformità alle seguenti norme:

- ANSI;
- ASME;
- ASTM;
- B.P.;
- D.L. n° 93 del 25.02.2000.

Fondazioni e strutture

Tutti i calcoli sono stati eseguiti in conformità delle vigenti normative in materia di costruzione in zone sismiche, adottando i parametri per zona sismica di 1A categoria ($S=12$), pur insistendo su territorio classificato di seconda categoria ($S=9$), e coefficiente di protezione sismica $I = 1.2$ e coefficiente di fondazione $= 1.2$, tenendo conto inoltre dell'azione del vento, dei carichi permanenti e dei sovraccarichi accidentali, avvalendosi dei principi delle scienze delle costruzioni.

La progettazione è stata sviluppata facendo riferimento alle seguenti leggi e norme:

- UNI-CNR 10011/85;
- UNI-CNR 10012/85;
- Legge 1086 del 05.11.1971
- Circolare n° 55 del 14.02.1974;
- Circolare Min.LL.PP 37406/STG del 24.06.1996;
- D.M. n° 55 del 14.02.1992;
- D.Lgs. 494/94/DLGS 528/99;
- D.M. del 12.02.1982 (per il vento trattasi di Regione C. Zona 3);
- Circolare n° 22631 del 24.05.1982;
- Legge 64 del 02.11.1974;
- D.M. del 24.01.1986;
- D.M. n° 39 del 03.03.1975;
- D.M. del 03.10.1981 ma con i coefficienti sopra indicati;
- D.L. LL. PP 16.01.1996 Norme tecniche relative ai “Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi”;
- D.M. 16.01.1996 “Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche” e successiva circolare esplicativa n° 156 AA.GG/STC del 04.07.1996;
- D.M. 09.01.1998 relativo alle “Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato e per le strutture metalliche”;
- D.M. LL.PP. dell'11.03.1998 “Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione ed il collaudo.

5.3.13 (1.C.1.8.9) PROCEDURE PARTICOLARI DI CONTROLLO O FABBRICAZIONE DI APPARECCHIATURE CRITICHE DELL'IMPIANTO

Tutte le apparecchiature critiche installate nell'Unità saranno collaudate in fase di fabbricazione ed installazione in accordo alle norme API, ASME, ANCC, UNI.

In funzione del tipo di fluido e delle condizioni di progetto, sulle apparecchiature verranno eseguiti controlli spessimetrici su lamiere, controllo bordi da saldare con LP e HT e controllo giunti di saldatura con R_Y o R_X .

I responsabili di ispezioni e collaudi annoteranno tutte le prove ed i test effettuati, che saranno a disposizione per eventuali verifiche da parte di ispettori di ENTI LOCALI.

In particolare verranno annotati per ogni apparecchiatura le caratteristiche chimico-meccaniche dei materiali usati, le qualifiche e i procedimenti di saldatura, i test di controlli non distruttivi.

a) Collaudi e apparecchi in pressione

Tutti gli apparecchi in pressione che ricadono nell'ambito del R.D. 824/27, verranno sottoposti a verifiche di legge secondo le modalità definite dai D.M. del 21/5/1974 e 1/12/1975.

Inoltre in occasione di fermate impianto per verifica e taratura degli organi di sicurezza, le apparecchiature verranno sottoposte a ispezione visita ed eventualmente a controlli non distruttivi per valutarne lo stato di conservazione e quindi verificare i requisiti di resistenza e idoneità all'uso cui sono destinati.

In quest'ambito verranno anche controllati gli apparecchi esonerati dalle verifiche di legge, ottemperando in tal modo all'art. 241 del DPR 547/55.

b) Collaudo e controlli tubazioni in pressione

Il collaudo idraulico delle tubazioni verrà effettuato prima del primo esercizio e allorquando verranno apportate modifiche sostanziali e/o sostituzioni per manutenzione.

Durante il normale esercizio le tubazioni saranno sottoposte ad ispezione visiva esterna e a controlli non distruttivi per valutare lo stato di conservazione del materiale costituente i manufatti.

La raffineria è dotata di una procedura interna (piano di Ispezione) che definisce le modalità e le frequenze di ispezione in base alla criticità dei circuiti.

5.3.14 (1.C.1.9.1) SISTEMI DI RILEVAMENTO GAS INFIAMMABILI E/O DI RILEVAZIONE DEGLI INCENDI

L'Unità sarà dotata di un sistema di rivelazione di H_2S con sensori di tipo puntiforme, e di un sistema di rivelazione gas, dislocati nei punti critici dell'impianto, con allarme, in sala controllo e nell'area impianto.

Ogni punto di rilevazione avrà una soglia di attivazione a circa 10 ppm, che determinerà la segnalazione preallarme/allarme in campo.

Il segnale di preallarme/allarme, in modo individuale, sarà ripetuto in sala impianti di raffineria.

La concentrazione in aria delle sostanze infiammabili potrà essere valutata anche per mezzo di esplosivimetri portatili in dotazione del Reparto Operativo.

Saranno inoltre disponibili analizzatori portatili di H₂S per verifiche e misure di sicurezza che si rendessero necessarie.

Per quanto riguarda la segnalazione incendi, le aree dell'Unità saranno dotate di una serie di segnalatori allarme d'incendio con comando a pulsante. Tali allarmi saranno collegati ad una centralina collocata nel Reparto Antincendio, costantemente presidiato. Azionando uno qualsiasi degli allarmi, si provocherà l'illuminazione del settore del quadro sinottico corrispondente alla zona da cui è partito il segnale; contemporaneamente entrerà in funzione una sirena.

5.3.15 (1.D.1.1.1) PRODOTTI DI COMBUSTIONE DERIVANTI DA EVENTUALI INCENDI DI SOSTANZE RIENTRANTI NEL DECRETO MINISTERIALE 16 NOVEMBRE 1983 – POSSIBILI EFFETTI SULL'AREA CIRCOSTANTE

In caso di rilascio causato da evento accidentale possono essere emesse le seguenti sostanze:

- Idrogeno solforato

Qualora le sostanze emesse diano origine ad un incendio, sia a causa dell'alta temperatura della sostanza stessa, sia a causa di un innesco la combustione origine ai seguenti prodotti:

- Anidride carbonica
- SO₂
- Ossido di carbonio

Le anomalie di funzionamento che comportano l'apertura delle valvole di sicurezza, causano il convogliamento in torcia delle sostanze indicate per il rilascio accidentale, dove a loro volta vengono bruciate, dando luogo ai prodotti di combustione già descritti.

5.3.16 (1.D.1.2.1) INTERAZIONI DIRETTE TRA GLI EFFETTI DI INCENDIO O ESPLOSIONE CON LE PARTI DI IMPIANTO OVE VENGANO PROCESSATE O DEPOSITATE SOSTANZE PERICOLOSE RIENTRANTI NEL DECRETO MINISTERIALE 16 NOVEMBRE 1983

Nel seguito si riportano le valutazioni conclusive relative agli effetti degli eventi incidentali ipotizzati di cui al cap. 5.3.7 si sono valutate le conseguenze.

E' opportuno precisare che tali valutazioni partono dal presupposto che per il verificarsi dell'evento è necessario che nessuno dei sistemi di sicurezza preposti abbia esplicato la sua funzione ed analogamente nessun operatore abbia intrapreso azioni tali da evitare l'incidente.

Comunque non si dimentichi che anche nell'ipotesi che dovesse effettivamente verificarsi un incidente, la raffineria dispone di un adeguato piano di pronto intervento in caso di emergenze per intervenire con attrezzature specifiche (come descritte in altra sezione) e con personale addestrato allo scopo; in contemporanea vengono attivate le procedure operative di emergenza che consistono nel ridurre o bloccare la perdita che ha determinato tale situazione di emergenza.

Nel seguito si riporta la tabella che descrive un quadro qualitativo delle conseguenze degli eventi incidentali ipotizzati.

AREA DI INDAGINE	SCENARIO	CONSEGUENZE	EFFETTI AREA INTERNA AREA ESTERNA
CR 42	Rilascio di gas acidi (H ₂ S) da accoppiamento flangiato (Ipotesi n° 3)	Dispersione H ₂ S	Le concentrazioni di interesse (IDLH/LC50) si riscontrano ad una quota di ca. 14 m dal suolo, all'interno dell'area impianti e della Raffineria

5.3.17 (1.D.1.3.1) SISTEMI PREVISTI PER CONTENERE UNA FUORIUSCITA DI SOSTANZE INFIAMMABILI

Per l'Unità in oggetto sono previsti i seguenti sistemi di contenimento:

- Dispositivi di scarico a blow down.
- Sistemi di allarme e blocco.
- Sistemi di intercettazione di emergenza
- Controlli computerizzati
- Procedure di ispezione, manutenzione e sicurezza.
- Sistemi antincendio fissi e mobili
- Sistemi di protezione passiva dal fuoco
- Rete gas inerte (azoto).
- Lance di vapore
- Aree pavimentate e cordolate, con adeguata pendenza verso sistema di rete fognaria.

Il contenimento delle fuoriuscite su vasta scala di liquidi tossici o infiammabili verrà realizzato oltre che per mezzo di sistemi indicati in precedenza, anche tramite un idoneo sistema di fogne invase interne alla raffineria che permette il collegamento dei liquidi all'impianto di trattamento acqua realizzando in tal modo anche l'allontanamento in area sicura del prodotto fuoriuscito.

L'evento qui ipotizzato rientra nei casi che farebbero scattare l'allarme in raffineria previsto nel piano di emergenza con i conseguenti interventi di uomini e mezzi previsti dallo stesso piano di emergenza.

5.3.18 (1.D.1.4) MANUALE OPERATIVO

Per gli operatori sarà predisposto un Manuale Operativo, attualmente in fase di redazione. Tale manuale sarà costituito da una raccolta di documentazione informativa e formativa sulle problematiche generali connesse con la gestione dell'impianto, completo di tutte le attività previste nell'impianto stesso.

5.3.19 (1.D.1.6.1) FONTI DI RISCHIO MOBILI

Nell'Unità in oggetto (CR42) non saranno normalmente presenti mezzi mobili.

5.3.20 (1.D.1.7.1) MISURE ADOTTATE PER EVITARE IL CEDIMENTO CATASTROFICO DELLE APPARECCHIATURE IN CASO DI INCENDIO

A. Protezioni da incendio

Dal punto di vista generale della resistenza al fuoco delle strutture, in mancanza di una specifica normativa, sono stati adottati i criteri della migliore tecnologia disponibile al momento della progettazione degli impianti, da parte delle società di progettazione.

Allo scopo di uniformare i criteri di protezione al fuoco di tutte le strutture di Raffineria, la Società ErgMed dispone di specifiche interne per impianti nuovi.

I criteri previsti dalla specifica ErgMed prevedono una protezione antifluoco applicata a tutte le strutture/apparecchiature in prossimità delle quali trattano fluidi pericolosi e si trovano all'interno di zone di rischio.

STRUTTURE PORTANTI

La protezione antifluoco sarà applicata esternamente e/o internamente alle strutture portanti aventi esclusivamente funzione di supporto statico di apparecchiature e tubazioni.

L'estensione della protezione antifluoco sarà tale da garantire la protezione completa al fuoco delle zone di rischio.

STRUTTURE SITUATE NELLA ZONA DI RISCHIO

Supporti per forni di processo

I *supporti verticali* con protezione antifluoco per tutta la loro altezza a partire dalle fondazioni.

I *supporti orizzontali* rivestiti solo se non a contatto con la platea del forno.

Supporti per tubazioni (pipe-rack)

I montanti, le traverse, le travi longitudinali e le altre strutture che sopportino direttamente il peso di tubazioni, dotate di *protezione antifluoco* quando le tubazioni contengono fluidi pericolosi.

Gonne, selle, gambe di supporto

La protezione antifluoco va applicata a gonne, selle e gambe di supporto di apparecchiature in aree di fuoco fino a 8 metri, o al pavimento del primo solaio continuo.

STRUTTURE IMPLICITAMENTE ANTIFUOCO

In generale non è prevista la protezione antifuoco per apparecchiature/strutture in **cemento armato** (gonne per compressori/reattori e selle per scambiatori/accumulatori) e strutture in **cemento armato precompresso**.

Inoltre per strutture di supporto di apparecchiature orizzontali se l'altezza dei supporti da terra è inferiore ai 300 mm.

In alternativa alla protezione passiva del fuoco, come protezione antifuoco per le strutture primarie verticali ed orizzontali e per le apparecchiature critiche posizionate nelle aree dove vi è presenza di liquidi e gas infiammabili, può essere utilizzata la protezione attiva (sistemi fissi antincendio), su tutte le strutture ove per motivi di spaziatura, l'impiego della protezione passiva risulta sconveniente.

B. Protezione da esplosioni

I punti dell'impianto dove maggiormente ci si possono attendere delle esplosioni sono le camere di combustione dei forni, che sono però opportunamente protette con portelle di scoppio idonee a sfogare la pressione che si genera per effetto dell'esplosione.

5.3.21 (1.D.1.8.1) SISTEMI DI PREVENZIONE ESTINZIONE INCENDI – PIANO DI EMERGENZA INTERNA

Per l'Unità in oggetto si fa riferimento alla descrizione dei sistemi di prevenzione ed estinzione incendi presenti attualmente in Raffineria.

Riserva acqua

La riserva di acqua antincendio degli impianti nord e degli altri stabilimenti intimamente ad essi collegati, mediante la rete antincendio è praticamente inesauribile perché è tenuta in pressione con acqua mare che viene prelevata dalle apposite stazioni di pompaggio che sono disposte lungo la costa interessata dagli impianti nord, Syndial, Polimeri Europa, Dow e Air Liquide Sicilia.

Impianto di pressurizzazione

La pressione della rete generale di stabilimento, è mantenuta costante tramite avviamento e/o fermate di pompe di cui è costituito l'intero sistema di distribuzione; il mantenimento della pressione della rete antincendio e l'avviamento e la fermata delle pompe è gestito dal servizio Idrico di stabilimento.

La rete è generalmente tenuta ad una pressione di 4,5 bar.

La gestione della rete è regolata da un trasmettitore di pressione, del quale è dotata, che trasmette un allarme di bassa pressione ed uno di alta pressione mediante un segnale riportato sia in Sala Controllo del Servizio Idrico sia in Sala Centro Radio dei VVF Aziendali degli Impianti Nord.

Impianto di pompaggio (fire pumps)

Per la dimensione dell'area da proteggere, la rete antincendio degli impianti Nord e degli stabilimenti collegati, si avvale di più stazioni di pompaggio.

Le stazioni di pompaggio sono così denominate:

- opera di presa sud (detta CM1);
- opera di presa nord (detta CM 3);
- opera di presa consortile (detta CM 6).

Le tre stazioni di pompaggio, che sono in parallelo e possono alimentare contemporaneamente la rete generale di stabilimento fino ad una pressione di esercizio di 10 bar, si avvalgono dei seguenti sistemi di pompaggio:

a) Opera di presa sud

- n° 1 elettropompa da 500 mc/ora
- n° 4 motopompe da 500 mc/ora

b) Opera di presa nord

- n° 1 elettropompa da 500 m³/ora
- n° 2 motopompe da 1000 m³/ora

c) Opera presa consortile

- n° 1 elettropompe da 750 m³/ora
- n° 2 motopompe da 1000 m³/ora

Le tre stazioni di pompaggio assicurano complessivamente una portata 7.750 mc/ora nominali che sono garantiti per il 75% dai gruppi Diesel.

Rete antincendio

Il sistema di distribuzione dell'acqua antincendio e il servizio di emergenza antincendio sono integrati per l'intero insediamento petrolchimico di Priolo, comprendente altre società quali SYNDIAL, AIR LIQUIDE SICILIA (GASCO), Polimeri Europa e Dow.

L'intera area degli impianti nord é servita da una rete di distribuzione magliata che alimenta tutte le utenze antincendio poste a protezione degli impianti dello stabilimento.

Da essa si derivano maglie ad anello di tubazioni, di adeguata sezione, attorno a gruppi di impianti o a gruppi di serbatoi.

Ogni maglia è dotata di almeno due alimentazioni e di un adeguato numero di saracinesche di intercettazione, predisposte in modo che essa possa essere sempre alimentata, anche se un suo tratto è parzialmente fuori servizio per perdite o altri interventi di manutenzione.

La rete ha uno sviluppo di circa 75 Km. costituita da collettori aventi un diametro variabile di DN 800 sino a DN 100.

La rete antincendio è alimentata con portate adeguate alle esigenze degli impianti antincendio sia fissi che mobili a protezione dell'area impegnata sia dagli impianti Nord, sia dalle altre realtà industriali già citate in precedenza, con un notevole fattore di contemporaneità.

La rete antincendio viene alimentata con acqua di mare.

Essa è tenuta sempre a pressione costante tramite avviamento e/o fermata di pompe di pressurizzazione ed è costantemente controllata mediante un trasmettitore di pressione, munito di allarme che ne segnala la bassa pressione e alta pressione. Il segnale di bassa pressione è riportato in Sala controllo del Servizio Idrico. In Sala Centro Radio dei Vigili del Fuoco Aziendali sono riportati entrambe le indicazioni.

Le tubazioni della rete antincendio sono in acciaio al carbonio e sono in parte interrate.

Le apparecchiature fisse antincendio, installate a protezione degli impianti ed alimentate dalla rete antincendio sono:

- idriche;
- a schiuma.

L'area impegnata dagli impianti nord è protetta anche dai seguenti impianti fissi antincendio e che non impegnano la rete idrica antincendio:

- ad azoto;
- ad anidride carbonica;
- a vapore.

Gli idranti

Tutte le aree operative sono protette da idranti.

La distanza tra gli idranti è di 40 m.

Gli idranti, che sono del tipo a colonna fuori terra, sono provvisti di valvole in bronzo a flusso avviato.

In tutte l'area degli stabilimenti sono installati circa 700 idranti.

Solo nell'area degli impianti nord ne sono installati 300 idranti c.a.

Manichette antincendio e lance

Le manichette antincendio in uso negli impianti nord e stabilimenti collegati hanno le seguenti caratteristiche:

sono rivestite interamente in polimeri resistenti ai solventi organici e derivati del greggio con rivestimento in gomma costolata di colore rosso resistente agli acidi, oli solventi, abrasioni e agenti atmosferici.

- tipo UNI 70
- tipo UNI 45
- tipo UNI 125

La lancia erogatrice è un dispositivo provvisto di un bocchello di sezione opportuna e di un attacco unificato femmina. Essa può anche essere dotata di una valvola che consente di variare il getto da pieno a getto frazionato e l'intercettazione.

Le lance idriche in uso in stabilimento sono del tipo su descritto.

Le lance a schiuma sono a bassa espansione o a media espansione e normalmente utilizzate collegandole a manichette tipo UNI 70.

Presidi antincendio

All'interno delle aree operative degli impianti nord e degli stabilimenti collegati sono stati predisposti in zone strategiche dei presidi antincendio che sono dotati di manichette con raccordi UNI 70.

Monitori idrici/idro schiuma

In ogni impianto di processo ed in altre aree operative sono installati monitori idrici e idro schiuma sia fissi che mobili.

I monitori a schiuma sono alimentati con miscela schiumogena formata da premescolatori a spostamento di liquido, o mediante miscelatori con schiumogeno stoccato in appositi contenitori o con schiumogeno prelevato da fusti posizionati nelle immediate vicinanze dei monitori.

I monitori presenti si differenziano in idrico e idro-schiuma, ad attivazione manuale o autoscillante, ad azionamento locale o comandato a distanza.

Impianti di raffreddamento

Tutti i serbatoi di stoccaggio sono protetti dal calore radiante con impianto di raffreddamento ad acqua, costituito da tubazione toroidale munita di ugelli, di adeguata portata, che irrorano il mantello con acqua frazionata.

Anche alcune apparecchiature degli impianti di produzione sono protette con impianti di raffreddamento dedicati.

Barriere di acqua

Alcuni impianti, in particolare quelli che producono o contengono gas (liquefatti), sono dotati di barriere di acqua, che movimentando notevoli masse di aria, diluiscono eventuali perdite di gas infiammabili e costituiscono contemporaneamente una ulteriore protezione contro l'irraggiamento.

Le barriere d'acqua sono costituite da tubazioni, munite di ugelli a getto piatto che erogano una lama di acqua frazionata.

Naspi rotanti idrico /vapore

Negli impianti di processo e nelle sale pompe sono installati naspi rotanti idrici o a vapore per interventi di prevenzione o su principi di incendio.

Impianti fissi a schiuma

Tutti i serbatoi di stoccaggio a tetto galleggiante, le sale pompe, sono protette da impianti fissi a schiuma.

Essi prelevano acqua dalla rete antincendio e schiumogeno da premescolatori a spostamento di liquido o da serbatoi dotati di premescolatori per la formazione di schiuma.

Anche i serbatoi di classe C sono adeguatamente protetti secondo le norme in vigore.

La portata totale dei generatori è tale da assicurare la copertura con schiuma della superficie da proteggere.

Impianti fissi a Inergen

Impianti fissi a Inergen sono presenti nell'area degli impianti nord. Essi sono così costituiti da una batteria di bombole (il cui numero è condizionato dal volume da difendere) contenenti Argon alla pressione di 200 Atm.

Gli impianti intervengono o per comando manuale o per comando automatico a seconda della tempestività di intervento richiesta. Il gas erogato da detti impianti hanno la caratteristica di non essere nocivi per l'uomo alla concentrazione necessaria per l'ottenimento della pratica estinzione.

Estintori

Gli estintori presenti nelle aree operative degli impianti nord si dividono in estintori a polvere ed estintori a CO₂, sia portatili che carrellati, con notevole capacità estinguenti.

Gli estintori portatili sono del tipo a CO₂ e a polvere, questi ultimi dotati di bomboletta di pressurizzazione interna (gas propellente: CO₂) da attivare al momento dell'uso.

Inoltre lo stabilimento è dotato di un adeguato numero di estintori di grossa portata che per le loro dimensioni sono carrellati.

Pulsanti di allarme del sistema Moscad

Nelle aree operative degli impianti nord sono installati dei pulsanti di emergenza atti a segnalare in sala controllo dei Vigili del Fuoco Aziendali una situazione di emergenza in atto.

Dispositivi di protezione individuale.

Tutto il personale operativo è dotato di dispositivi di protezione individuale (DPI) dei quali alcuni sono di prevenzione quali:

- gli indumenti da lavoro tuta, camicia, maglione, e giaccone .
- scarpe da lavoro che sono disperdenti;
- elmetto;
- cuffie antirumore;
- occhiali protettivi.

Inoltre tutto il personale operativo è dotato di mezzi di protezione delle vie respiratorie quali:

- la maschera antigas con filtro specifico per le sostanze pericolose che potenzialmente potrebbero disperdersi nell'ambiente di lavoro a causa di qualche perdita;
- l'autorespiratore che è in dotazione al personale di particolari aree a rischio di perdite di sostanze tossiche (idrogeno solforato e ossidi di carbonio) e del personale dei vigili del fuoco aziendali.

Organizzazione servizi antincendio

Il servizio antincendi svolge i seguenti compiti principali:

1. Intervenire all'insorgere di situazioni di emergenza per eliminare le cause e contenere gli effetti.
2. Controllare periodicamente l'efficacia dei mezzi di prevenzione e di intervento.
3. Tenere addestrato per gli interventi il proprio personale ed addestrare quella parte del personale dei reparti che deve collaborare in caso di emergenza.
4. Verifica di idoneità e di operatività sull'intera rete antincendio.
5. Pronto intervento per arginare perdite di effluenti con la messa in opera di cravatte.
6. Smistamento delle comunicazioni via radio e via telefonica interne ed esterne alla Raffineria.

Gli interventi sono compito di squadre in turno; essi sono selezionati tra gli elementi più capaci sia fisicamente che psichicamente.

Il controllo dei mezzi occorrenti per gli interventi viene effettuato, secondo un programma giornaliero prestabilito, dallo stesso personale in turno che provvede a verificarne l'efficienza e richiedere, quando necessaria, l'assistenza specialistica del servizio di manutenzione dello Stabilimento.

L'addestramento viene effettuato con istruzioni teorico-pratiche, sugli sviluppi della tecnica antincendio.

Viene altresì operata una routinaria attività di ricognizione sui Reparti di produzione per mantenere aggiornato il personale delle squadre di pronto intervento sul funzionamento degli impianti ed impostare piani di prevenzione ed intervento.

Vengono inoltre eseguite, con la partecipazione del personale addetto alla conduzione degli impianti, prove simulate di emergenza in attuazione dei piani specifici di reparto.

Le attività addestrative pratiche con prove a fuoco vengono condotte presso il Campo Addestramento di Stabilimento (vedasi scheda a parte). In questo modo l'attuale squadra antincendio può disporre di un "nucleo ausiliario" in appoggio che potrà avere una consistenza fino a 30 unità per turno.

La squadra di intervento ed i mezzi mobili sono ospitati in una costruzione apposita che comprende:

- * una vasta sala garage per gli automezzi con una stazione di lavaggio ed ingrassaggio
- * un'officina per gli interventi sulle attrezzature di dotazione
- * un magazzino parti di ricambio e di materiali di scorta
- * un gruppo di uffici per gli impiegati tecnici
- * il centro radio telefonico
- * una aula didattica per lezioni di teoria antincendi che funge anche da palestra per la preparazione atletica

Il centro radio e radiotelefonica consente di ricevere le chiamate telefoniche sia di emergenza che normali.

Una stazione, con antenna sul più alto camino dello stabilimento, consente il collegamento tra il Centro e le radio montate su tutti gli automezzi di intervento del Servizio Antincendi.

Nella Sala è installata la strumentazione necessaria per conoscere la pressione della rete antincendi, la velocità e la direzione del vento.

L'organizzazione consorziale dei servizi antincendio è riportata nel seguente organigramma:

ORGANIGRAMMA

SERVIZIO ANTINCENDIO



ERG Raffinerie Mediterranee S.r.l. – Raffineria ISAB – Impianti NORD

Impianto CR42 – Relazione Tecnica di supporto alla dichiarazione di non aggravio del preesistente livello di rischio di incidente rilevante - E02 – Agosto 2004 – 22186/2 – Pag. 58

“Documento di proprietà TECSA S.p.A. La Società tutelerà i propri diritti, a termini di legge”



Piano di Emergenza Interno

E' prevista l'integrazione dell'attuale Piano di Emergenza Interno per poter rapidamente fronteggiare in modo corretto le emergenze che si possono verificare anche all'interno dell'Unità CR42.

Il Piano di Emergenza contiene la procedura guida di risposta all'emergenza che definisce i ruoli, le responsabilità ed i compiti di ciascuna funzione per affrontare in maniera organizzata l'evento incidentale in linea con quanto richiesto dall'art. 11 del D.Lgs. 334/99.

La sequenza delle azioni da compiere in situazioni di emergenza da parte del personale dell'impianto dipende sia dal tipo di incidente che dalla apparecchiatura coinvolta.

L'addestramento degli addetti all'attuazione del Piano di Emergenza interno è previsto nella formazione del personale, che le apprende in fase di addestramento (mediante esercitazioni periodiche) e le mette in pratica durante le simulazioni in campo e nelle verifiche di efficienza delle attrezzature.

5.3.22 (1.D.1.9.1) SISTEMI E/O PROCEDURE FINALIZZATE AD IMPEDIRE L'ACCESSO ALLE PERSONE NON AUTORIZZATE

L'accesso allo stabilimento e quindi anche all'Unità in oggetto è controllato da personale di sorveglianza che staziona agli ingressi ed effettua regolari ispezioni di perlustrazioni.

I visitatori occasionali vengono identificati tramite documenti personali, dopo l'autorizzazione della Direzione, e sono dotati di apposito documento di accesso.

Il personale ERG MED è fornito di documento di identificazione aziendale.

Il personale delle ditte operanti con continuità è autorizzato mensilmente con rinnovo del documento di identificazione personale.

Poiché la raffineria è sottoposta a controllo fiscale, esiste il presidio della Guardia di Finanza.