



### INDICE CAPITOLO 3

<b>3.</b>	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE .....</b>	<b>3</b>
3.0	INFORMAZIONI E DATI GENERALI .....	3
<b>3.0.1</b>	<b>Dati generali .....</b>	<b>3</b>
<b>3.0.2</b>	<b>Descrizione delle attività .....</b>	<b>4</b>
3.1	STATO ATTUALE DEL CICLO PRODUTTIVO.....	6
<b>3.1.0</b>	<b>Descrizione sintetica del ciclo produttivo e degli impianti.....</b>	<b>6</b>
<b>3.1.1</b>	<b>Configurazione attuale degli impianti di desolfurazione gasolio .....</b>	<b>10</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Configurazione attuale degli impianti di lavaggio gas e recupero Zolfo .....</b>	<b>10</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Configurazione attuale del ciclo delle acque acide e dell'impianto di strippaggio SWS.....</b>	<b>12</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Interferenze con l'ambiente nella configurazione attuale .....</b>	<b>13</b>
<b>3.1.4.1</b>	Consumo di materie prime .....	13
<b>3.1.4.2</b>	Consumo di risorse idriche e vapore .....	14
<b>3.1.4.3</b>	Consumo di energia elettrica.....	15
<b>3.1.4.4</b>	Combustibili utilizzati .....	15
<b>3.1.4.5</b>	Emissioni in atmosfera.....	16
<b>3.1.4.6</b>	Scarichi ed emissioni in ambiente idrico .....	21
<b>3.1.4.7</b>	Produzione di rifiuti .....	23
<b>3.1.4.8</b>	Rumore .....	29
3.2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....	32
<b>3.2.0</b>	<b>Quadro generale delle modifiche al processo.....</b>	<b>32</b>
<b>3.2.1</b>	<b>Modifiche all'Unità di Desolfurazione Gasolio 1 (HDS1 - U700).....</b>	<b>34</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Unità di Desolfurazione Gasolio 3 (HDS3 – U1300) .....</b>	<b>35</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Unità di Lavaggio Gas 3 (U2800).....</b>	<b>36</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Unità di Recupero Zolfo 3 (SRU3 - U2900).....</b>	<b>37</b>
<b>3.2.5</b>	<b>Unità di Trattamento Gas di Coda (TGCU - U3900).....</b>	<b>39</b>
<b>3.2.6</b>	<b>Modifiche all'Unità di Strippaggio Acque Acide (SWS - U150).....</b>	<b>40</b>
<b>3.2.7</b>	<b>Parco serbatoi atmosferici: demolizione serbatoi .....</b>	<b>41</b>
<b>3.2.8</b>	<b>Pensiline di carico autobotti: costruzione nuova baia di carico .....</b>	<b>41</b>
3.3	INTERFERENZE VERSO L'AMBIENTE.....	42
<b>3.3.1</b>	<b>Consumi risorse idriche .....</b>	<b>42</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Consumi energetici .....</b>	<b>42</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Consumi di combustibili.....</b>	<b>43</b>
<b>3.3.4</b>	<b>Emissioni in atmosfera.....</b>	<b>43</b>
<b>3.3.5</b>	<b>Effluenti liquidi.....</b>	<b>45</b>
<b>3.3.6</b>	<b>Rifiuti .....</b>	<b>46</b>
<b>3.3.7</b>	<b>Rumore .....</b>	<b>46</b>



3.4	MODALITÀ DI MONITORAGGIO AMBIENTALE .....	48
<b>3.4.1</b>	<b>Sistemi e metodi di monitoraggio delle emissioni gassose .....</b>	<b>48</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Monitoraggio delle emissioni in ambiente idrico.....</b>	<b>51</b>
<b>3.4.3</b>	<b>Monitoraggio del rumore .....</b>	<b>54</b>
3.5	PROCEDURA DI GESTIONE DELLE CRITICITÀ PER LE EMISSIONI CONVOGLIATE .....	55
3.6	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO E ALTERNATIVE CONSIDERATE.....	58
<b>3.6.1</b>	<b>Nuova unità desolforazione gasolio HDS3 e potenziamento HDS1 .....</b>	<b>58</b>
<b>3.6.2</b>	<b>Strippaggio delle acque acide.....</b>	<b>58</b>
<b>3.6.3</b>	<b>Nuovo impianto recupero zolfo SRU3 integrato con Tail Gas Clean Up.....</b>	<b>58</b>
<b>3.6.4</b>	<b>Sostituzione di una unità di lavaggio amminico dei gas .....</b>	<b>59</b>

### ALLEGATI AL CAPITOLO 3

<b>Allegato 3/1</b>	Schema a blocchi della Raffineria
<b>Allegato 3/2</b>	Planimetria generale con indicazione delle aree di intervento
<b>Allegato 3/3</b>	Impianto HDS1 (U700) - Schema di flusso con indicazione delle nuove apparecchiature
<b>Allegato 3/4</b>	Impianto HDS3 (U1300) - Schemi di flusso
<b>Allegato 3/5</b>	Impianto HDS3 (U1300) - Planimetria e viste
<b>Allegato 3/6</b>	Impianto ARU3 (U2800) - Schema di flusso
<b>Allegato 3/7</b>	Impianto ARU3 (U2800) - Planimetria e viste
<b>Allegato 3/8</b>	Impianto SRU3 (U2900) - Schema di flusso
<b>Allegato 3/9</b>	Impianto SRU3-TGCU (U2900-U3900) - Planimetria e viste
<b>Allegato 3/10</b>	Impianto TGCU (U3900) - Schemi di flusso
<b>Allegato 3/11</b>	Grafici relativi ai dati storici di monitoraggio in continuo (S.M.E.)



### **3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

#### **3.0 INFORMAZIONI E DATI GENERALI**

##### **3.0.1 Dati generali**

Denominazione	:	RAFFINERIA IES DI MANTOVA
Indirizzo dello stabilimento	:	STRADA CIPATA, N. 79, 46100 – MANTOVA
Sede legale	:	VIA DI SOTTORIPA, N. 1/A, 16124 – GENOVA
Data di inizio attività	:	1946
Attività	:	RAFFINERIA DI PETROLIO E DI GAS
Codice IPPC	:	1.2
Classificazione NACE	:	Fabbricazione di coke e di prodotti di raffineria di petrolio
Codice NACE	:	23
Classificazione NOSE-P	:	Trasformazione dei prodotti petroliferi (produzione combustibili)
Codice NOSE-P	:	105.08
Numero di addetti	:	330 al 1.1.2007
Recapiti telefonici	:	0376/3781
e-mail	:	<a href="mailto:direz.raff@iesitaliana.it">direz.raff@iesitaliana.it</a>



### 3.0.2 Descrizione delle attività

Il complesso produttivo della IES è costituito da tre siti collegati tra loro mediante oleodotti:

- Deposito Costiero di Porto Marghera (Venezia);
- Raffineria di Mantova;
- Deposito Libero di Mantova

Il **Deposito Costiero di Porto Marghera** è un terminale di stoccaggio dove viene immagazzinato il grezzo scaricato dalle Navi Cisterna al pontile di S.Leonardo: il grezzo viene successivamente trasferito alla Raffineria di Mantova tramite un oleodotto (diametro 10", lunghezza 120 km, dotato di una stazione intermedia di rilancio), di proprietà della stessa IES.

Nel Deposito Costiero non viene eseguito alcun processo di lavorazione del grezzo e le operazioni di pompaggio verso Mantova sono eseguite da pompe a motore elettrico.

La **Raffineria di Mantova** ha una potenzialità di lavorazione autorizzata di 2.600.000 tonn/anno di grezzo, con uno schema produttivo costituito da una successione di frazionamenti per distillazione, integrati con processi di conversione termica e catalitica delle frazioni pesanti per ottenere prodotti leggeri e con trattamenti catalitici dei prodotti intermedi per portare a specifica di vendita i prodotti dopo le opportune miscele.

I prodotti finiti sono destinati :

- alla combustione (gas di petrolio liquefatto, benzine autotrazione, kerosene per jet e riscaldamento, gasolio per autotrazione e riscaldamento, olio combustibile)
- alla industria chimica di trasformazione (zolfo, virgin naphtha e butano)
- alle industrie che producono guaine impermeabilizzanti o che eseguono pavimentazioni stradali (bitume) : questo quantitativo di prodotto , che è circa pari al 20 % del grezzo processato, non è quindi destinato alla combustione

L'orientamento attuale di destinazione delle frazioni pesanti al mercato del bitume è stata una scelta di strategia produttiva fatta per adattare la operazione alla progressiva diminuzione della domanda di Olio Combustibile Denso (OCD) da parte della industria termoelettrica in seguito alla sostituzione dei cicli convenzionali con cicli combinati di turbogas a metano.

Infatti la produzione di OCD (che era prodotto miscelando la base per bitume con gasolio) si è progressivamente spostata verso la produzione di Gasolio e di Bitume, come evidenziato dalla tabella.

Tab. 3.0/1 - Rese percentuali sul grezzo lavorato dal 1982 al 2006

Anno	1982	1985	1991	1996	1999	2001	2002	2003	2004	2005	2006
%p su lavorato											
GASOLIO	33,53	31,39	41,00	46,20	44,01	44,07	44,11	42,25	41,95	43,37	47,63
OC DENSO	34,05	33,35	26,17	18,23	18,99	16,11	14,50	14,42	12,50	9,29	4,88
BITUME	7,39	10,06	10,79	10,77	11,86	14,38	16,02	18,86	20,98	22,71	23,34

La residua quota di produzione OCD è oggi destinata al mercato del bunker marina.



La domanda di bitume stradale è stagionale (da Aprile a Ottobre) mentre la domanda di bitume per applicazioni industriali è praticamente costante.

Una eventuale flessione della domanda complessiva può essere compensata sia agendo sul pool di grezzi lavorati, sostituendo parte di quelli ad alta resa di fondo pesante con grezzi più leggeri, che aumentando la quota di esportazione via mare, già attiva da tempo con transito sui porti dell'Adriatico.

Dai processi di lavorazione deriva un flusso di idrocarburi incondensabili che viene utilizzato per i consumi interni (gas combustibile di raffineria – fuel gas - FG).

Per i consumi interni si utilizzano anche olio combustibile, gasolio e virgin naphtha, oltre che gas naturale (metano), fornito dalla rete esterna.

L'idrogeno necessario ai processi catalitici di desolforazione e conversione, viene in parte prodotto dal processo di reforming catalitico della virgin naphtha ed in parte acquistato da un impianto esterno, operativo nella zona industriale limitrofa, da dove viene spedito verso la Raffineria tramite un gasdotto dedicato.

La Raffineria comprende inoltre le seguenti strutture complementari agli impianti di processo :

- servizi di produzione vapore, energia elettrica ed aria compressa
- circuiti a riciclo di acqua di raffreddamento con torri evaporative
- sistema di stoccaggio e movimentazione dei prodotti intermedi
- sistema di miscelazione, stoccaggio e spedizione via strada, ferrovia e fluviale dei prodotti finiti
- sistema di distribuzione dell'acqua antincendio
- impianto trattamento acque reflue e impianto di trattamento acqua di prima falda
- magazzini ricambi ed officine di manutenzione
- laboratorio chimico per analisi e controlli di qualità dei prodotti intermedi e finiti.

Il **Deposito Libero di Mantova** (dove sono movimentati prodotti finiti ad accisa assolta), è un complesso dedicato allo stoccaggio e spedizione di benzine e gasoli : questi prodotti vengono trasferiti dalla Raffineria al Deposito Libero con una serie di oleodotti dedicati allo scopo.

Nel perimetro del Deposito Libero è installato anche un impianto di produzione di bitumi modificati: questo impianto miscela a caldo bitume con polimeri al fine di ottenere un legante adatto per pavimentazione stradali drenanti e fonoassorbenti.



### 3.1 STATO ATTUALE DEL CICLO PRODUTTIVO

#### 3.1.0 Descrizione sintetica del ciclo produttivo e degli impianti

Il ciclo produttivo della Raffineria IES di Mantova è suddiviso in n°17 unità corrispondenti ai seguenti impianti / sezioni di processo :

1. Distillazione Atmosferica (Topping – U 100)
2. Unità Unifining (U - 200)
3. Unità Platforming (U - 300)
4. Unità PENEX (U - 400)
5. Trattamento GPL (U 500 – U 600)
6. Unità di Desolforazione Gasolio 1 (HDS1 – U 700)
7. Unità di Desolforazione Gasolio 2 (HDS2 – U 1700)
8. Unità di Desolforazione Kerosene (HDSK – U 760)
9. Lavaggio Gas 1 (U - 800) e Lavaggio Gas 2 (U - 1800)
10. Recupero Zolfo 1 (U - 900) e Recupero Zolfo 2 (U - 1900)
11. Impianto SWS (U - 150)
12. Sistema Blow Down e Torcia
13. Impianto Visbreaking (U - 1400)
14. Impianto Distillazione sotto Vuoto (U - 1100)
15. Impianto di Mild Hydrocracking (U - 1500)
16. Impianto Thermal Cracking (U - 1200)
17. Impianto Teleriscaldamento (U - 2000)

Il ciclo di lavorazione può essere sinteticamente descritto come segue :

- **Topping:** impianto di distillazione atmosferica con una capacità di lavorazione autorizzata di 2.600.000 tonn/anno, nel quale avviene la distillazione primaria del petrolio greggio, che viene frazionato in prodotti leggeri, medi e pesanti.
- **Unifinig** (desolforazione catalitica) - **Platforming** (reforming catalitico) - **Penex** (isomerizzazione catalitica) : processi di trattamento delle frazioni leggere, che consentono di produrre benzine con caratteristiche rispondenti alle esigenze del mercato.
- **HDS1 - HDS2 - HDSK:** processi di desolforazione catalitica dei distillati medi, che consentono di ridurre il tenore di zolfo e di produrre kerosene e gasoli rispondenti alle specifiche di mercato.
- **Visbreaking - Vacuum – Mild Hydrocracking - Thermal Cracking** : sono processi di conversione dei prodotti pesanti, che permettono di trasformarli in parte in distillati leggeri e medi più pregiati, mentre il residuo non convertito è destinato a bitume.
- **Lavaggi Gas (ARU 1 e 2) - Recupero Zolfo (SRU 1 e 2):** impianti di purificazione del gas di Raffineria e recupero dello zolfo. Tutti i gas incondensabili prodotti dai vari processi di raffineria e che sono poi bruciati nei forni, vengono lavati con soluzioni amminiche per rimuovere il contenuto di idrogeno solforato (H<sub>2</sub>S), che viene poi convertito in zolfo liquido nei due impianti di recupero zolfo, evitando in questo modo di emettere con i prodotti di combustione la equivalente quantità di anidride solforosa (SO<sub>2</sub>).



I suddetti impianti di processo sono schematizzati nel diagramma riportato in Fig. 3.1/1, mentre lo schema a blocchi generale delle attività di Raffineria è riportato in **Allegato 3/1** al presente Studio.

Il trattamento delle acque reflue della raffineria per l'abbattimento del carico inquinante viene svolto dagli impianti :

- **Sour Water Stripper - SWS**, (trattamento di strippaggio delle acque acide): tutti i flussi di acqua scaricata dagli impianti di processo sono raccolti ed inviati ad una colonna di strippaggio (SWS), che provvede alla estrazione di idrogeno solforato e di ammoniaca dall'acqua prima del l'invio all'impianto di Trattamento Acque Effluenti, oppure a riutilizzazioni sul processo.
- **Trattamento Acque Effluenti**: tutti i collettamenti fognari di drenaggio dalle aree pavimentate sono convogliati alla unità di trattamento fisico , chimico e biologico prima dello scarico all'esterno.

La Raffineria è dotata delle seguenti unità ausiliarie:

- **Centrale Termo Elettrica (CTE)**: produce vapore, aria compressa ed energia elettrica esclusivamente per i fabbisogni della Raffineria.
- **Circuito chiuso dell'acqua di raffreddamento**: fornisce agli impianti di lavorazione acqua fredda per consentire la regolazione delle temperature dei processi e dei prodotti, prima che questi siano colati allo stoccaggio. L'acqua calda di ritorno viene a sua volta raffreddata in torri evaporative e reimpressa nel circuito.
- **Circuito di recupero calore per il teleriscaldamento**: il circuito recupera calore da vari impianti di Raffineria, che verrebbe altrimenti disperso in atmosfera dai sistemi di raffreddamento e lo cede al circuito di teleriscaldamento della città di Mantova gestito dalla TEA S.p.A. nel periodo invernale, mentre nel resto dell'anno il calore viene utilizzato per alimentare i ribollitori di colonne di frazionamento della carica alla unità di isomerizzazione.

La Raffineria di Mantova è dotata di :

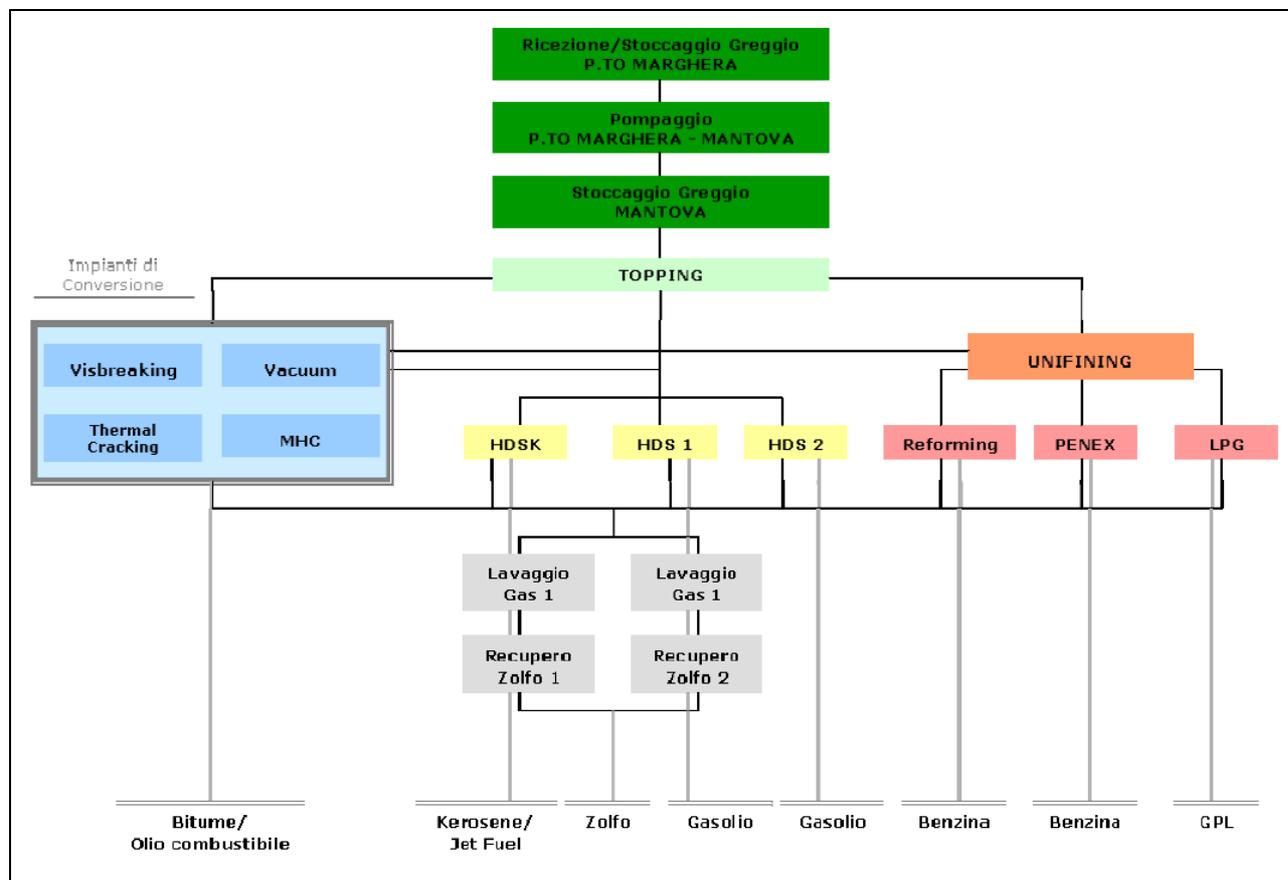
- **parco serbatoi a tetto galleggiante o fisso** per lo stoccaggio del petrolio greggio, dei prodotti intermedi e dei prodotti finiti
- **parco serbatoi a pressione** per lo stoccaggio del Gas di Petrolio Liquefatto (GPL) : tutti questi serbatoi sono "tumulati" per ridurre l'indice di rischio.

La spedizione dei prodotti avviene attraverso:

- pensiline di carico autobotti
- pensiline di carico ferrocisterne
- pontile fluviale di carico bettoline.

**Deposito Libero**: riceve gasolio e benzine ad accisa assolta dalla Raffineria tramite oleodotto e provvede alla loro carica su autobotti. Il Deposito è dotato di un impianto di recupero dei vapori sviluppati durante il carico delle benzine.

Fig. 3.1/1 - Schema concettuale del processo della Raffineria di Mantova

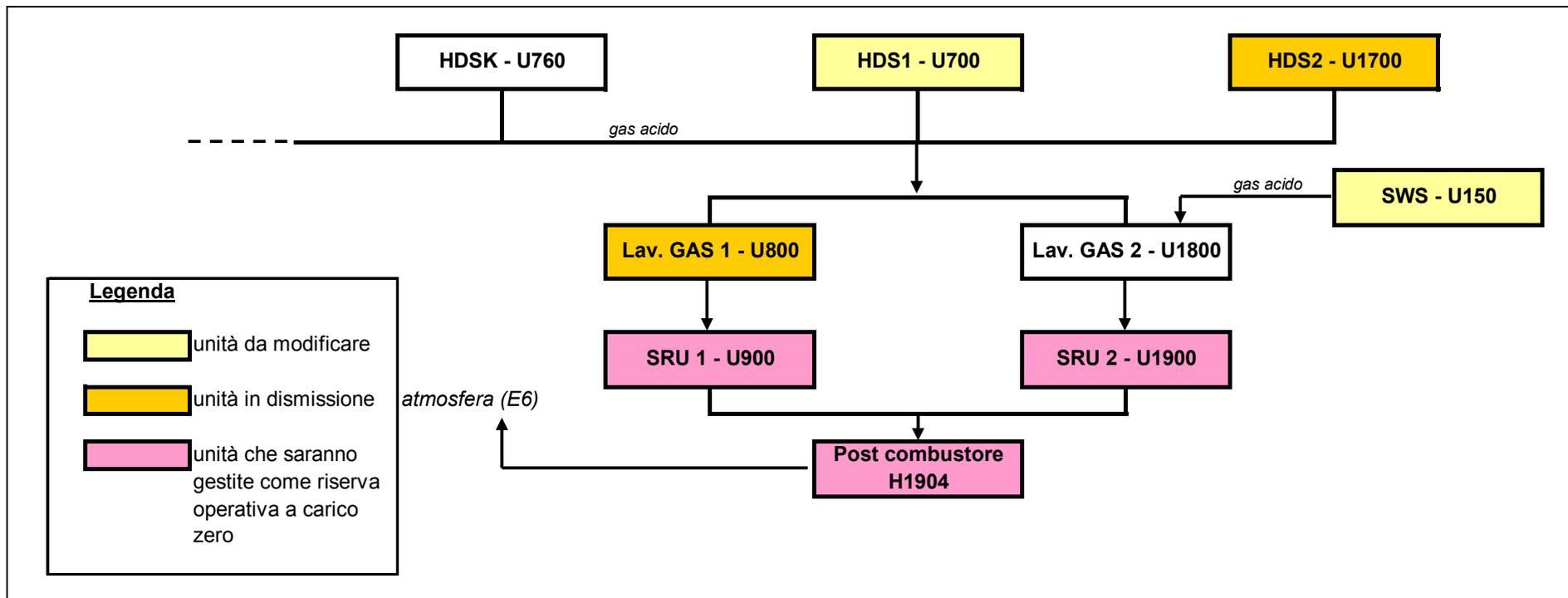


**Le sezioni impiantistiche oggetto di sostituzione o modifica sono individuate nelle aree di trattamento distillati medi (desolforazione), lavaggio gas, recupero zolfo e stripping acque acide.**

**Il progetto incide inoltre sul parco serbatoi di Raffineria e prevede la realizzazione di una nuova baia di carico per zolfo liquido nell'area del nuovo impianto di recupero zolfo.**

Di seguito si riporta l'attuale configurazione delle aree impiantistiche interessate dalle modifiche in progetto (desolforazione, lavaggio gas e recupero zolfo), con indicazione delle unità soggette a modifica o dismissione.

Fig. 3.1/2 - Schema relativo all'attuale configurazione delle aree impiantistiche interessate dalle modifiche in progetto (Ante Operam)





### 3.1.1 Configurazione attuale degli impianti di desolforazione gasolio

Il ciclo di desolforazione dei distillati medi, che confluiscono nelle formulazioni di gasolio autotrazione e riscaldamento, installato nella Raffineria di Mantova è basato sulla utilizzazione di due impianti :

- Desolforazione gasolio HDS 1 (Unità 700) capacità di progetto di 1.400 ton/g;
- Desolforazione gasolio HDS 2 (Unità 1700) capacità di progetto di 1.300 ton/g;

Oltre agli impianti di desolforazione sopra citati, l'impianto di Hydrocracking (Unità 1500), produce gasolio derivato dal cracking selettivo di distillati pesanti che ha un tenore di zolfo inferiore a 50 ppm per circa un terzo del ciclo operativo del letto catalitico, che dura da 18 a 24 mesi. Quando lo zolfo nel gasolio sale oltre i 50 ppm, il prodotto deve essere utilizzato per gasolio riscaldamento, oppure riprocessato in carica agli impianti di desolforazione.

Le unità sopra descritte trasformano lo zolfo che si trova legato agli idrocarburi della carica in Idrogeno Solforato ( $H_2S$ ) : l'  $H_2S$  viene poi rimosso con sistemi di lavaggio amminico, che permettono di concentrarlo e inviarlo in carica agli impianti di recupero zolfo.

### 3.1.2 Configurazione attuale degli impianti di lavaggio gas e recupero Zolfo

Gli impianti di lavaggio amminico dei gas e di recupero zolfo attualmente installati sono :

- Lavaggio gas 1 (Unità 800) - Lavaggio gas 2 (Unità 1800);
- Recupero Zolfo 1 (Unità 900) – Recupero zolfo 2 (Unità 1900).

L'impianto di Hydrocracking (Unità 1500), è dotato di un proprio sistema di lavaggio e rigenerazione ammine.

Gli impianti di desolforazione ed il ciclo di recupero dello zolfo associato, utilizzano il seguente schema di processo.

La carica da trattare viene miscelata con una corrente di gas ricco di Idrogeno, per poi essere preriscaldata in scambiatori a recupero termico ed in un forno fino a temperature che variano da 360°C a 430°C, per essere quindi immessa in un reattore che contiene catalizzatore al Nikel - Cobalto - Molibdeno : questa sezione del processo opera a pressioni che possono variare da 40 a 80 bar a seconda delle scelte di progettazione.

Alle condizioni adatte di pressione parziale di Idrogeno e di temperatura, il catalizzatore attiva la reazione di distacco delle molecole di Zolfo dai radicali di idrocarburi a cui sono legate : l'Idrogeno sostituisce la molecola di Zolfo saturando il legame del Carbonio liberato dallo Zolfo, che a sua volta si combina con un'altra molecola di Idrogeno formando Idrogeno Solforato ( $H_2S$ ).

Anche gran parte delle molecole di Azoto combinate con radicali di Idrocarburi vengono rimosse, formando Ammoniaca con l'Idrogeno presente.

La quantità di Idrogeno che viene immessa nel reattore è largamente superiore a quella strettamente necessaria allo sviluppo delle reazioni sopra descritte, in quanto queste sono favorite da una elevata pressione parziale di Idrogeno.



All'uscita dal reattore, il flusso viene raffreddato, recuperando il calore a favore del preriscaldamento della carica al forno e quindi immesso in recipienti dove si realizza una separazione del gas dalla fase liquida.

Il gas separato in questo punto contiene l'Idrogeno non consumato nelle reazioni e gran parte dell'Idrogeno Solforato formatosi nel reattore : viene perciò lavato in controcorrente con una soluzione amminica in grado di assorbire l'Idrogeno Solforato, prima di convogliarlo alla aspirazione di un compressore che lo ricicla sul punto iniziale del processo, dove si congiunge con Idrogeno fresco che serve a reintegrare quanto consumato nella reazione.

La fase liquida separata dopo la uscita dal reattore, viene processata in una colonna di stabilizzazione a piatti, dove i residui di gas e di Idrogeno Solforato disciolti nel liquido vengono eliminati, utilizzando vapore d'acqua surriscaldato iniettato sul fondo della torre : questa sezione dell'impianto opera a bassa pressione (circa 4 - 6 barg).

Il gas recuperato in testa alla colonna di stabilizzazione, viene inviato ai sistemi di lavaggio amminico dei gas incondensabili, che vanno a costituire il gas combustibile per consumi interni di Raffineria.

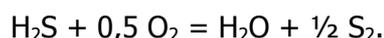
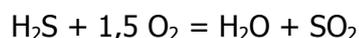
Dopo raffreddamento, il prodotto desolfurato e stabilizzato viene inviato a sistemi di essiccaamento (per coalescenza o per trattamento su essiccatori sotto vuoto) al fine di ridurre l'acqua prima di essere colato ai serbatoi di stoccaggio.

Le ammine sature di Idrogeno Solforato, che lasciano le colonne di lavaggio dei gas, vengono processate in colonne di rigenerazione, dove l'Idrogeno Solforato viene concentrato come prodotto di testa ed avviato all'impianto di recupero Zolfo, mentre le ammine rigenerate ritornano al ciclo di lavaggio.

Il sistema di recupero Zolfo della Raffineria di Mantova è oggi articolato su due unità che hanno una capacità complessiva di 80 t/giorno : SRU 1 (Unità 900) ed SRU 2 (Unità 1900).

Ambedue questi impianti utilizzano lo schema di processo "Claus" per convertire l'Idrogeno Solforato in Zolfo liquido.

Il processo Claus è una ossidazione controllata dell'Idrogeno Solforato che viene sviluppata in uno stadio termico ed in tre stadi catalitici, per portare a compimento le seguenti reazioni :

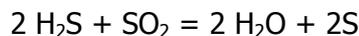


La corrente di Idrogeno Solforato ( $\text{H}_2\text{S}$ ) viene immessa in una camera di combustione con una corrente di aria (o aria arricchita con Ossigeno) regolata in modo da ottenere un rapporto  $\text{H}_2\text{S} / \text{SO}_2 = 2$  nei gas combusti.

Dopo un primo raffreddamento, che permette di condensare lo Zolfo libero già formato, il gas viene passato agli stadi catalitici del processo : questa fase viene condotta in tre stadi successivi, che sono tutti costituiti da un preriscaldatore, che mantiene una temperatura di reazione ottimale, da un reattore contenente allumina e da un condensatore che separa lo Zolfo libero formato.



La principale reazione sviluppata negli stadi catalitici è la reazione di Claus :



In pratica, con tre stadi catalitici si ottiene un recupero complessivo del 97,6 % dello zolfo immesso.

Tutte queste fasi del processo sono esotermiche ed i condensatori posti all'uscita dello stadio termico e degli stadi catalitici sono in realtà delle caldaie che recuperano il calore producendo vapore : lo Zolfo liquido recuperato viene mantenuto ad una temperatura adeguata (164°C) per evitare la solidificazione nello stoccaggio.

Il gas di coda che esce dall'ultimo condensatore è costituito dall'Azoto caricato con l'aria comburente, da Acqua formata per combustione dell'Idrogeno e dal 2,4 % di Zolfo non recuperato, presente in forma di H<sub>2</sub>S ed SO<sub>2</sub> in rapporto molare di 2.

Un analizzatore continuo controlla il tenore di H<sub>2</sub>S ed SO<sub>2</sub> nel gas di coda, permettendo di regolare la immissione di aria nel processo e quindi il raggiungimento dell'equilibrio di Claus sopra descritto.

Parte integrante degli impianti Claus è un postcombustore dove un bruciatore a gas, con immissione di aria di supporto, mantiene le condizioni di innesco per distruggere il residuo di H<sub>2</sub>S convertendolo in H<sub>2</sub>O ed SO<sub>2</sub>.

### **3.1.3 Configurazione attuale del ciclo delle acque acide e dell'impianto di strippaggio SWS.**

Le acque acide prodotte dagli impianti di Visbreaking (U 1400) ,Vacuum (U 1100) e Thermal Cracking (U 1200), sono raccolte ed utilizzate direttamente per la operazione del dissalatore del grezzo in carica all'impianto Topping (U100).

Le acque acide separate dagli idrocarburi dopo i condensatori di tutti gli altri impianti dove viene utilizzato vapore d'acqua, vengono raccolte e convogliate all'accumulatore principale della carica allo stripper delle acqua acide (SWS), dove vengono separati gli idrocarburi trascinati, che vengono inviati al serbatoio di slop per essere rilavorati al Topping.

Le acque disoleate vengono poi trasferite in un altro accumulatore, dove si raccoglie anche il flusso proveniente dal condensatore di testa della colonna di strippaggio.

La corrente costituita dalla carica netta e dal riflusso, viene alimentata in testa alla colonna, dove l'idrogeno solforato e l'ammoniaca vengono separati dall'acqua mediante la azione in controcorrente di vapore immesso sul fondo (operazione di "strippaggio").

I vapori di testa vengono parzialmente condensati in un condensatore ad aria ed inviati all'accumulatore di carica.

Le acque trattate che escono dal fondo colonna vengono raffreddate, prima scambiando calore con la carica e poi mediante un refrigerante ad aria ed ad acqua , per essere poi inviate all'Impianto trattamento acque reflue.

La corrente di gas non condensato, che contiene Idrogeno Solforato, Ammoniaca ed Acqua, viene mandata normalmente in carica all'impianto di recupero zolfo 2 (U 1900) , oppure ai bruciatori speciali del forno H 101 del Topping (U 100) o girata in candela in caso di problemi alle U 100 e 1900.

### 3.1.4 Interferenze con l'ambiente nella configurazione attuale

#### 3.1.4.1 Consumo di materie prime

La materia prima in ingresso al ciclo produttivo della Raffineria IES di Mantova è costituita da petrolio grezzo di svariate provenienze.

<b>Etichettatura</b>	Altamente Infiammabile (F+)	
	Tossico (T)	
	Nocivo (X)	
<b>Fraasi di Rischio</b>	R 12 R 38 R 45 R51/53  R 65	Estremamente infiammabile Irritante per la pelle Può provocare il cancro Tossico per gli organismi acquatici, può provocare a lungo termine effetti negativi per l'ambiente acquatico Può causare danni polmonari se ingerito



La Raffineria è autorizzata per una capacità produttiva pari a 2.600.000 t/anno di greggio in entrata. Negli ultimi 5 anni il consumo di materia prima è stato il seguente :

Tab. 3.1/1 - Consumi materie prime

Anno	consumo (t/anno)
2002	2.459.003
2003	2.502.829
2004	2.193.824
2005	2.238.569
2006	2.380.417

### 3.1.4.2 Consumo di risorse idriche e vapore

L'approvvigionamento idrico per le attività di Raffineria è assicurato tramite l'emungimento da n°7 pozzi, così distribuito :

Tab. 3.1/2 - Portate medie annue di emungimento dai pozzi di Raffineria

N° Id.	Utilizzo	Intervallo portate (m <sup>3</sup> /anno)
1	alimento caldaie - igienico sanitario	16.000 - 70.000
3	igienico sanitario	30.000 - 84.000
4	alimento caldaie - industriale - igienico sanitario	250.000 - 870.000
6	alimento caldaie - industriale - igienico sanitario	320.000 - 680.000
7	alimento caldaie - industriale - igienico sanitario	45.000 - 670.000
8	igienico sanitario	2.000 - 42.000
9	alimento caldaie - industriale - igienico sanitario	500.000 - 820.000

Tutti i pozzi sono dotati di contatore.

Il consumo massimo di acqua da pozzo della Raffineria è stato di 1.734.480 m<sup>3</sup>/anno, per un emungimento autorizzato di 198 m<sup>3</sup>/ora). La Raffineria è inoltre autorizzata all'estrazione di acque dal Lago Inferiore di Mantova per la rete antincendio per 22,8 m<sup>3</sup>/ora (max. annuo pari a 199.728 m<sup>3</sup>).

Limitatamente alle unità oggetto di sostituzione o modifica, gli utilizzi di acque di raffreddamento sono i seguenti :

Tab. 3.1/3 - Acqua di raffreddamento in circolo negli impianti in esame

Impianto	portata (m <sup>3</sup> /ora)
HDS 1	134
HDS 2	199
Lavaggio Gas 1	81
SWS	0
SRU 1 - 2	0



Tali quantitativi rappresentano le portate di acqua in circolo ai fini degli scambi termici, mentre i consumi effettivi sono dovuti alla quota di reintegro dell'acqua evaporata ed allo spurgo di mantenimento della durezza in corrispondenza delle torri di raffreddamento.

Le unità SRU 1 e 2 assorbono acqua demineralizzata per la produzione vapore in ragione di 11.000 kg/h.

Limitatamente alle unità oggetto di sostituzione o modifica, i consumi di vapore sul processo attuale sono i seguenti :

Tab. 3.1/4 - Consumi di vapore negli impianti in esame

Impianto	consumo (kg/ora)
HDS 1	1.300
HDS 2	1.300
Lavaggio Gas 1	2.100
SWS	9.000
SRU 1 - 2	0

### 3.1.4.3 Consumo di energia elettrica

Le potenze elettriche impegnate dalle unità oggetto di modifica sono le seguenti:

Tab. 3.1/5 - Potenze elettriche impegnate negli impianti in esame

Impianto	potenza (kW)
HDS 1	1256
HDS 2	172
Lavaggio Gas 1	20
SWS	76
SRU 1 - 2	350

### 3.1.4.4 Combustibili utilizzati

I combustibili utilizzati ed i relativi quantitativi ad uso interno sono i seguenti (alla massima capacità produttiva).

Tab. 3.1/6 - Consumi annui massimi di combustibili per usi interni

Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (GJ)
Metano	0	11.814	48.697	4.288.152
Fuel gas	0,02	76.244		
Olio combustibile	1 - 2,2	38.814	41.868	1.625.073
Benzina desolforata	0	4.159	43.961	182.834



Le unità oggetto di modifica utilizzano esclusivamente fuel gas, nella seguente misura :

Tab. 3.1/7 - Consumi annui massimi di combustibili degli impianti in esame

Impianto	consumo (kg/ora)
HDS 1	345
HDS 2	297
Lavaggio Gas 1	0
SWS	0
Post combustore SRU 1 - 2	120

### 3.1.4.5 Emissioni in atmosfera

#### Emissioni convogliate

Nella Raffineria IES di Mantova sono attivi i seguenti punti di emissione convogliata continua di processo.

Tab. 3.1/8 - Caratteristiche e posizioni dei punti di emissione di Raffineria

Punto di emissione	Impianti	Altezza (m)	Diametro (mm)	Coordinate metriche Gauss-Boaga	
				Lon. E	Lat. N
E1	Topping	51	2890	1 643 262	5 001 327
E2	Unifining	50	2440	1 643 173	5 001 234
	Hot Oil				
E3	Platforming	50	2060	1 643 160	5 001 216
E5	HDS1	31	1066	1 643 216	5 001 311
E6	CTE	75	2098	1 643 353	5 001 265
	HDS2				
	Recupero Zolfo2				
E7	Visbraking	51	2110	1 643 353	5 001 164
E8	Vuoto	37	1676	1 643 342	5 001 165
E9	Thermal Cracking	56	2000	1 643 272	5 001 193
E10	Mild Hydrocracking	50	1800	1 643 117	5 001 234

Fig. 3.1/3 - Posizione dei punti di emissione di Raffineria



Come esposto nel seguente prospetto, numerosi forni sono alimentati esclusivamente con gas di raffineria (FG), mentre sono a combustione mista di olio combustibile (OC) e gas di raffineria il forno H 101 e le tre caldaie di CTE, mentre bruciano gas di raffineria e benzina desolfurata (virgin nafta – VN) i forni H 301, H 302 e H 304 .

Tab. 3.1/9 - Combustibili consumati dalle diverse apparecchiature e relativi punti di emissione convogliata.

Punto di emissione	Impianti	Apparecchiature tributanti	OC	FG	VN	
<b>E1</b>	Topping	H101	X	X		
<b>E2</b>	Unifining	H201		X		
	Hot Oil	H304		X	X	
<b>E3</b>	Platforming	H301		X	X	
		H302		X	X	
		H303		X		
<b>E5</b>	HDS1	H701		X		
		H702		X		
<b>E6</b>	CTE	Caldaie A-B-C	X	X		
	HDS2	H1701		X		
		H1902			X	
		H1903			X	
		H1904			X	
Recupero Zolfo2	H1951		X			



Punto di emissione	Impianti	Apparecchiature tributanti	OC	FG	VN
E7	Visbreaking	H1401		X	
E8	Vacuum	H1151		X	
E9	Thermal Cracking	H1201		X	
E10	Mild Hydrocracking	H1501		X	
		H1502		X	

Nota : il punto di emissione E4 corrisponde al fornetto di rigenerazione dei setacci molecolari di essiccamento della carica alla isomerizzazione (U 400) ed ha funzionamento intermittente

Nella seguente tabella si riportano i dati relativi alle emissioni in atmosfera di tipo convogliato attese con gli impianti alla massima capacità produttiva autorizzata nella situazione "anteriore alle modifiche".

I punti di emissione interessati dalle modifiche sono E5 ed E6.

Tab. 3.1/10 - Emissioni massime per ciascun camino

Punto di emiss.	Portata (Nm <sup>3</sup> /h al 3% di O <sub>2</sub> secco)	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Concentrazione, mg/Nm <sup>3</sup>
E1	45.847,9	Nox	12,45	271,50
		Sox	41,73	910,10
		CO	4,31	94,00
		CO <sub>2</sub>	10.757,35	234.631,10
		PM	1,59	34,60
E2	29.207,2	NOx	6,07	207,70
		SOx	0,73	25,00
		CO	1,56	53,40
		CO <sub>2</sub>	6.692,56	229.140,30
		PM	0,22	7,40
E3	18.094,3	NOx	3,76	207,60
		SOx	0,47	25,90
		CO	0,97	53,40
		CO <sub>2</sub>	4.139,22	228.758,30
		PM	0,13	7,40
E5	4.335,2	NOx	0,90	207,20
		SOx	0,13	29,60
		CO	0,23	53,30
		CO <sub>2</sub>	984,78	227.160,50
		PM	0,03	7,40
E6	62.395,4	NOx	23,00	379,52
		SOx	281,32	4.509,15
		CO	10,20	163,47
		CO <sub>2</sub>	14.079,64	225.651,89
		PM	5,23	83,82
E7	27.756,2	NOx	5,75	207,22
		SOx	0,82	29,60
		CO	1,48	53,30
		CO <sub>2</sub>	6.305,12	227.160,50
		PM	0,21	7,40



Punto di emiss.	Portata (Nm <sup>3</sup> /h al 3% di O <sub>2</sub> secco)	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Concentrazione, mg/Nm <sup>3</sup>
<b>E8</b>	6.699,8	NOx	1,39	207,22
		SOx	0,2	29,60
		CO	0,36	53,30
		CO <sub>2</sub>	1.521,93	227.160,50
		PM	0,05	7,40
<b>E9</b>	6.699,8	NOx	1,39	207,22
		SOx	0,20	29,60
		CO	0,36	53,30
		CO <sub>2</sub>	1.521,93	227.160,50
		PM	0,05	7,40
<b>E10</b>	10.753,4	NOx	2,23	207,22
		SOx	0,32	29,60
		CO	0,57	53,30
		CO <sub>2</sub>	2.442,75	227.160,50
		PM	0,08	7,40

NOTA: nella tabella non si riportano le stime riguardanti i micro inquinanti le cui concentrazioni in emissione sono strettamente dipendenti dalla variabilità qualitativa del combustibile utilizzato.

### Emissioni diffuse

Le emissioni diffuse possono essere definite come quel tipo di emissioni in atmosfera derivanti da un contatto diretto di sostanze volatili o polveri leggere con l'ambiente in condizioni operative normali di funzionamento di un impianto.

Con tale termine si vogliono dunque intendere tutte quelle dispersioni in atmosfera che provengono da sorgenti non convogliate quali : serbatoi e contenitori in genere (in particolare nelle fasi di riempimento / svuotamento), ventilazioni e dispersioni provenienti da edifici, magazzini o depositi, evaporazioni da superfici libere, dispersioni da apparecchiature (nel loro complesso) che trattano prodotti allo stato gassoso, dispersioni da cumuli di materiale polverulento, ecc.

Un sottoinsieme di tale tipologia di emissione è costituito dalle "emissioni fuggitive", spesso trattate come categoria separata.

Le emissioni fuggitive possono essere definite come quelle emissioni nell'ambiente risultanti da una perdita rilasciata dalla tenuta meccanica di una apparecchiatura utilizzata per contenere o movimentare un fluido (gassoso o liquido), quali pompe o valvole di sezionamento o regolazione.

Il quantitativo totale di emissione volatile (COV), derivante da questo tipo di emissione ( $E_d$ ) viene stimato annualmente da IES ai fini della dichiarazione per l'Inventario Nazionale delle Emissioni e loro Sorgenti (INES), ai sensi dell'articolo 12, comma 1 del D.Lgs. 59/05, mediante l'applicazione di criteri derivati da fattori e correlazioni consolidati su metodologia EPA (Environmental Protection Agency) e API (American Petroleum Institute).



Vengono valutate le emissioni diffuse per ciascuna delle seguenti aree di Raffineria, operando conseguentemente la sommatoria :

- a. Area stoccaggio;
- b. Area movimentazione;
- c. Area impianti di processo;
- d. Vasche impianto trattamento effluenti.

Si riportano di seguito cenni riguardanti i criteri generali.

- a. Area stoccaggio

L'emissione totale (ET) da serbatoi a tetto flottante<sup>1</sup> è stata ricavata sommando i contributi delle emissioni in condizioni di operatività normale (emissioni di lavoro - EL) e quelle dovute alle operazioni di movimentazione (EM), entrambe separatamente calcolate, mediante metodologia EPA<sup>2</sup>, per il greggio e per le benzine.

- b. Area movimentazione

Per area movimentazione si sono intese le pensiline di carico autobotti (ATB), le pensiline di carico ferrocisterne (FCT) e il pontile fluviale. La quantità di emissioni dipende da quelle dei diversi prodotti movimentati (benzine e virgin nafta) e dall'efficienza dell'unità recupero vapori (VRU), che è di circa il 95%. In tal senso le operazioni di movimentazione effettuate presso il pontile fluviale (bettoline) sono state assimilate al carico autobotti in virtù dell'utilizzo della medesima VRU.

- c. Area impianti di processo

L'emissione totale dovuta all'attività degli impianti di Raffineria nel loro complesso è stata stimata applicando un fattore di emissione medio per correlare la quantità di COVNM emessa alla quantità di greggio lavorato.

Tale metodologia semplificata si avvale della disponibilità in letteratura dei seguenti fattori (percentuale in peso di emissioni diffuse rispetto al greggio totale alimentato agli impianti) :

- tra 0,025 e 0,030 %;
- tra 0,010 e 0,015 %, nel caso di raffinerie dotate di programmi formalizzati di manutenzione e monitoraggio.

Nel caso di IES si utilizza conservativamente il fattore 0,03 %.

<sup>1</sup> Nella stima vengono considerate trascurabili le emissioni da serbatoi a tetto fisso, contenenti in prevalenza prodotti a bassa tensione di vapore o, nel caso di stoccaggio di benzina, di dimensioni limitate.

<sup>2</sup> Rif.: "Compilation of air pollutant emission factors – AP-42" Fifth Edition, Volume I, cap. 7 – "Organic liquid storage tanks").



d. Vasche impianto trattamento effluenti

La valutazione del contributo all'emissione dovuto alle vasche dell'impianto di trattamento reflui (EF) tiene conto della quantità totale di olio (OE) in entrata all'impianto, della temperatura media ambientale (TA), della temperatura del punto di ebollizione dell'olio (TBP) e della temperatura media delle acque soggette a trattamento (TW), secondo la seguente relazione (temperature in °F) :

$$EF = 660 * OE * (-6,6339 + 0,0319*TA - 0,0286*0,1TBP + 0,2145*TW) / 100$$

Le emissioni diffuse di COVNM sono stimate annualmente sulla base della sommatoria dei contributi delle suddette aree:

$$E_d = ET + EC + EP + EF$$

Nella seguente tabella si riportano le stime dell'emissione diffusa di COVNM dalla Raffineria relative all'ultimo quinquennio.

Tab. 3.1/11 - Emissioni diffuse annue dal 2002 al 2006

Anno	emissioni diffuse di COVNM (t)
2002	831,1
2003	841,3
2004	748,0
2005	761,3
2006	804,1

Con il medesimo procedimento è possibile stimare un'emissione diffusa alla massima capacità produttiva in circa 870 t/anno di COVNM.

### 3.1.4.6 Scarichi ed emissioni in ambiente idrico

La raffineria è dotata di un unico sistema fognario, dove sono convogliate le seguenti tipologie di acque:

- **acque oleose** provenienti dagli impianti e dal parco serbatoi
- **acque di processo**, scaricate dopo il trattamento di strippaggio al SWS
- **acque sanitarie** provenienti dalla mensa, dagli uffici e dalle ville dei dipendenti
- **acque piovane** provenienti dal collettamento delle superfici coperte o pavimentate

Il collettore fognario si immette nell'impianto di depurazione dell'acqua (trattamento acque di scarico - TAS) che è costituito dalle sezioni di trattamento fisico, chimico e biologico.

Tale impianto serve esclusivamente al trattamento delle acqua raccolte nella Raffineria e nelle pertinenze collegate (non tratta acque provenienti da terzi) e tributa ad un unico scarico finale (SF1 - corpo idrico recettore: Fiume Mincio).



Parte delle acque di scarico del TAS viene riciclata per la pressurizzazione della rete antincendio.

La portata annua calcolata per la massima capacità produttiva e condizioni medie di piovosità è 2.190.000 m<sup>3</sup>, mentre di seguito si riportano le portate misurate per gli ultimi 5 anni solari.

Tab. 3.1/12 - Dati relativi allo scarico globale di Raffineria a Fiume Mincio

Anno	portate in scarico a SF1 (m <sup>3</sup> )
2002	1.614.818
2003	1.723.968
2004	1.626.732
2005	1.652.696
2006	1.435.034

Le emissioni in acqua stimate per la massima capacità di scarico sulla base delle concentrazioni rilevate (medie anni da 2002 a 2005) per i principali inquinanti associabili all'attività di Raffineria sono riassunte nel seguente prospetto.

Tab. 3.1/13 - Portate inquinanti a Fiume Mincio

Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa (g/h)	Concentrazione (mg/l)
Azoto	NO	1.236,9	4,95
Arsenico e composti	SI	3,197	0,013
Cromo e composti	SI	1,591	0,006
Nichel e composti	SI, P	0,952	0,004
Piombo e composti	SI, P	0,759	0,003
Zinco e composti	SI	8,719	0,035
BTEX	SI, P (Benzene)	6,710	0,027
Fenoli	SI	26,8	0,107
Carbonio org. totale	NO	1.539,3	6,157
Cloruri	NO	52.762,5	211,1

Le sezioni impiantistiche oggetto di modifica o sostituzione producono reflui acidi, che, dopo il passaggio nella unità di trattamento acque acide Sour Water Stripper, vengono prese in carico dall'Impianto di Trattamento acque reflue di Raffineria.

I quantitativi di acque acide prodotte allo stato attuale negli impianti oggetto di modifica e convogliate al SWS sono i seguenti:

Tab. 3.1/14 - Portate acque a Sour Water Stripper (SWS - U150)

Impianto	flussi (kg/ora)
HDS 1	1300
HDS 2	1300
Lavaggio Gas 1	0
SRU 1 - 2	0



### **3.1.4.7** Produzione di rifiuti

La situazione attuale della produzione di rifiuti della Raffineria IES di Mantova è stata riassunta nella Scheda B.11 della Domanda di A.I.A. , che viene di seguito integralmente riportata.

L'andamento della produzione di rifiuti non è direttamente collegabile alla capacità produttiva della Raffineria, in quanto, accanto ad una produzione legata alle attività ordinarie, vi sono quote quantitativamente e qualitativamente rilevanti provenienti da attività di manutenzione straordinaria, fermata impianti, ecc.

In tal senso la Scheda B.11.1 fotografa la produzione avvenuta nell'anno di riferimento (2005), identificando tipologie, quantitativi, fasi di provenienza e modalità di gestione interna, mentre la Scheda B.11.2 correla le tipologie tipiche di rifiuti prodotti con le aree operative / attività di rispettiva provenienza.

Tab. 3.1/15 - Dati globali relativi alla produzione di Rifiuti di Raffineria

B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica)				Anno di riferimento: 2005			
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
050103*	fondami serbatoio	4	608,430	manutenzione serbatoi	no stoccaggio	sfuso	D15
050106*	fanghi da manutenzione impianti	2	91,230	manutenzione impianti	1	fusti	D15
050110	fanghi effluenti	4	336,050	impianto trattamento acque	no stoccaggio	autospurgo	D15
050116	rifiuto contenente zolfo	2	6,420	impianto zolfo	deposito temporaneo	fusti	D15
050117	bitumi	2	126,530	serbatoi	deposito temporaneo	fusti	D15
130205*	olio minerale non clorurato	4	7,030	manutenzione	3	cisterna/fusti	R13
130307*	olio minerale isolante non clorurato	4	1,050	manutenzione	no stoccaggio	sfuso	R13
150101	imballaggi carta e cartone	2	4,120	imballaggi vari	deposito temporaneo	sfuso	R13
150102	imballaggi in plastica	2	10,900	impianto Batec	deposito temporaneo	container	R13
150106	imballaggi misti	2	107,070	manutenzioni varie	2	sfuso	D15



STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
150110*	imballaggi con sostanze pericolose	2	14,180	campionamento prodotti per esercizio	1	fusti	D13/D15
160213*	apparecchiature fuori uso pericolose	2	400	monitor PC	3	pallet	R13
160214	apparecchiature fuori uso non pericolose	2	280	apparecchiature elettroniche	3	pallet	R13
160506*	sostanze chimiche di laboratorio	2	6,640	reagenti di scarto di laboratorio	3	pallet + imballaggio originario	D14
160601*	batterie al piombo	2	2,060	manutenzioni muletti e veicoli	3	pallet	R13
160602*	batterie nichel-cadmio	2	320	manutenzioni apparecchiature	3	pallet	R13
160604	batterie alcaline	2	50	manutenzioni apparecchiature	3	fusti	R13
160807*	catalizzatori esausti (allumine e setacci pericolosi)	2	21,020	manutenzione impianti	1	fusti	D15
170204*	vetro, plastica, legno con sostanze pericolose	2	2,300	manutenzione varia	deposito temporaneo	sfuso	D15
170401	rame, bronzo, ottone	2	13,150	manutenzione varia	deposito temporaneo	sfuso	R13



STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
170503*	terra e rocce pericolose	2	722,280	manutenzione varia	deposito temporaneo	sfuso	R13
170504	terra e rocce non pericolose	2	380,060	manutenzione varia	deposito temporaneo	sfuso	R13
170601*	materiali isolanti contenenti amianto	2	4,466	scoibentazioni linee	3	big bags	D15
170605*	materiali da costruzione contenenti amianto	2	154	bonifica eternit	3	pallet+politene	D15
170904	misti demolizione e costruzione	2	754,280	manutenzioni varie	deposito temporaneo	sfuso	R13
180103*	rifiuti di infermeria	2	46	medicazioni varie	no stoccaggio	scatole	D15
191307*	rifiuti acquosi con sostanze pericolose	4	1,730	sistemi di recupero	no stoccaggio	autospurgo	D15
200121*	neon	2	80	uffici	3	contenitore idoneo	R13
200138	legno non pericoloso	2	71,250	potature, imballaggi	2	sfuso	R03
200140	metallo	2	403,750	manutenzioni varie	2	sfuso	R13

Tab. 3.1/16 - Individuazione delle tipologie di rifiuti per area di provenienza

B.11.2 Produzione di rifiuti: individuazione delle tipologie di rifiuti per aree di provenienza							
Codice CER	Descrizione	Aree Impianti	BLENDING	CTE	DEPOSITO NAZIONALE	CARICAZIONI	MANUTENZIONE /ESERCIZIO
05 01 03*	Morchie depositate sul fondo dei serbatoi						X
05 01 06*	Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	X	X	X	X	X	X
05 01 09*	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, contenenti sostanze pericolose		X				
05 01 10	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 050109		X				
05 01 16	Rifiuti contenenti zolfo prodotti dalla desolforazione del petrolio	X				X	
05 01 17	Bitumi				X	X	
13 02 05*	Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	X	X	X			X
13 03 07*	Oli minerali isolanti e termoconduttori non clorurati				X		
15 01 01	Imballaggi in carta e cartone				X		X
15 01 02	Imballaggi in plastica				X		X
15 01 06	Imballaggi in materiali misti						X
15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze						X
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio n.s.a.), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose						X
16 02 13*	Apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212						X
16 02 14	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelli di cui alle voci 160209 e 160213						X
16 05 06*	Sostanze chimiche di laboratorio contenenti o costituite da sostanze pericolose, comprese le miscele di sostanze chimiche di laboratorio	X	X	X			X
16 06 01*	Batterie al piombo						X



STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Codice CER	Descrizione	Aree Impianti	BLENDING	CTE	DEPOSITO NAZIONALE	CARICAZIONI	MANUTENZIONE /ESERCIZIO
16 06 02*	Batterie al nichel-cadmio						X
16 06 04	Batterie alcaline (tranne 160603)						X
16 08 02*	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	X					
16 08 07*	Catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	X					
16 11 05*	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose						X
16 11 06	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, diversi da quelli di cui alla voce 161105						X
17 02 04*	Vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o da esse contaminati						X
17 05 03*	Terre e rocce, contenenti sostanze pericolose						X
17 05 04	Terre e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503						X
17 06 01*	Materiali isolanti contenenti amianto						X
17 06 03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose						X
17 06 05*	Materiali da costruzione contenenti amianto						X
17 09 04	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902 e 170903						X
18 01 03*	Rifiuti che devono esser raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni						X
19 01 10*	Carbone attivo esaurito, impiegato per il trattamento dei fumi		X		X	X	X
19 13 07*	Rifiuti liquidi acquosi e concentrati acquosi prodotti dalle operazioni di risanamento delle acque di falda, contenenti sostanze pericolose						X
20 01 21*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	X	X	X	X	X	X
20 01 37*	Legno, contenente sostanze pericolose					X	X
20 01 38	Legno, diverso da quello di cui alla voce 200137						X
21 01 38	Metallo						X



Le tipologie di rifiuti tipicamente provenienti dagli impianti oggetto di modifica sono le seguenti :

Tab. 3.1/17 - Individuazione delle tipologie di rifiuti tipici degli impianti in esame

CER	Descrizione	Impianti di provenienza
06 13 02*	carbone attivato esaurito	Lavaggi Gas
16 08 02*	catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	HDS
16 08 07*	catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	SRU

I quantitativi tipici annui allo stato attuale sono i seguenti:

Tab. 3.1/18 - Quantitativi di rifiuti tipici degli impianti in esame

Impianto	quantità (t/a)
HDS 1	15
HDS 2	11
Lavaggio Gas 1	0.1
SWS	0
SRU 1 - 2	12

#### 3.1.4.8 Rumore

Le sorgenti di rumore in Raffineria sono concentrate nelle aree degli impianti di processo connotate dalla presenza di numerose sorgenti di rumore , generalmente identificabili con pompe e compressori ubicati a livello terra

Altri contributi sono rappresentati dai banchi di aircoolers, posti anch'essi in corrispondenza delle aree degli impianti di processo, ma a quote mediamente comprese tra i 15 e i 17 metri.

Nel contesto della documentazione consegnata ai fini della Domanda A.I.A. (D.Lgs. 59/05) sono identificate le seguenti aree, comprese all'interno dei limiti di batteria di impianto, in cui si registrano valori superiori ai 90 dB:

- Area pompe Impianto Topping (U 100)
- Compressori Impianto Platforming (U 300)
- Forno Impianto HDS2 (U 1700)
- Area pompe Impianto Visbreaking (U 1400)

In relazione a tale configurazione emissiva, sempre nel contesto della Domanda di A.I.A. sono stati identificati i corrispondenti impatti esterni.

Le misure sono state effettuate con un fonometro integratore di classe 1 Delta Ohm Hd 2110 conforme al Decreto del Ministero dell'Ambiente 16/03/1998 : il fonometro è stato tarato presso il centro di calibrazione accreditato SIT Servizio di Taratura in Italia - Centro di Taratura 68/E - L.C.E., in accordo con quanto previsto al D.M. 16.3.98.



Di seguito si riportano i risultati delle misure effettuate unitamente alle valutazioni relative ad eventi impulsivi e componenti tonali; in **Appendice 2** si riporta la relazione tecnica a firma di tecnico esperto in acustica.

Tab. 3.1/19 - Risultati delle misure del clima acustico ed osservazioni

Recettore	Classe della zonizz. acustica	Risultati rilievi		Analisi degli eventi impulsivi	Verifica delle componenti tonali
		Leq diurno dB (A)	Leq notturno dB (A)		
1	V	56,3	51,5	Non si osservano eventi impulsivi durante il periodo diurno, mentre durante il periodo notturno si osserva un unico evento (*).	Non si osservano componenti tonali né durante il periodo diurno e né durante il periodo notturno.
2	V	67 (64+3Kt)	59,2	Si osservano alcuni eventi impulsivi solo durante il periodo diurno. Sempre durante diurno il periodo si è osservata la presenza di molto traffico sulla via vicina (*).	Si osserva una componente tonale in bassa frequenza (63 Hz) solo durante il periodo diurno e la componente si osserva in più occasioni.
3	V	64,6	61,6	Non si osservano eventi impulsivi, né durante il periodo diurno né durante il periodo notturno.	Non si osservano componenti tonali né durante il periodo diurno e né durante il periodo notturno.
4	V	67,4	60,9	Non si osservano eventi impulsivi né durante il periodo diurno né durante il periodo notturno. Si osserva un traffico autoveicolare intenso in periodo diurno e ancora importante anche in periodo notturno nella strada vicino.	Non si osservano componenti tonali né durante il periodo diurno e né durante il periodo notturno.
5	IV	60	60,8	Si osservano alcuni eventi impulsivi solo nel periodo diurno (*).	Non si osservano componenti tonali né durante il periodo diurno e né durante il periodo notturno.
6	V	58,8	58,3	Non si osservano eventi impulsivi né durante il periodo diurno né durante il periodo notturno.	Non si osservano componenti tonali pure né durante il periodo notturno e né durante il periodo diurno.
7	IV	52,6	52,4	Non si osservano eventi impulsivi né durante il periodo diurno né durante il periodo notturno.	Non si osservano componenti tonali pure né durante il periodo notturno e né durante il periodo diurno.

NOTE: (\*) si deve rilevare che non sussistono quindi condizioni di ripetitività e durata tali da giustificare l'introduzione del fattore correttivo al livello di Clima Acustico misurato (DM 16/03/98)

Si sottolinea in merito che, a livello di zonizzazione acustica come indicato nel seguente Par. 4.3.6, l'area di Raffineria è stata in gran parte inserita in Classe VI. Di seguito si riportano l'identificazione ed i limiti acustici applicabili a tale classificazione ed alle zone immediatamente limitrofe.



Tab. 3.1/20 - Identificazione ed i limiti acustici applicabili alle zone limitrofe

Classi di destinazione d'uso del territorio (DPCM 14/11/97)	Descrizione	Valori limite assoluti			
		emissione – Leq in dBA		immissione – Leq in dBA	
		Diurno (06:00-22:00)	Notturno (22:00-06:00)	Diurno (06:00-22:00)	Notturno (22:00-06:00)
IV- Aree di intensa attività umana	Aree urbane interessate da traffico veicolare intenso, con alta densità di popolazione, elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali; aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; aree portuali o con limitata presenza di piccole industrie	60	50	65	55
V-Aree prevalentemente industriali	Aree caratterizzate da insediamenti industriali, con limitata presenza di abitazioni	65	55	70	60
VI-Aree esclusivamente industriali	Aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi	65	65	70	70

In relazione alle criticità emerse, nell'ambito del programma di miglioramento ai fini dell'ottenimento dell'A.I.A è stato previsto un piano di adeguamento al fine di contribuire al conseguimento di un clima acustico entro i limiti previsti dalla normativa in corrispondenza dei recettori sensibili individuati presso i confini di Raffineria.



## 3.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

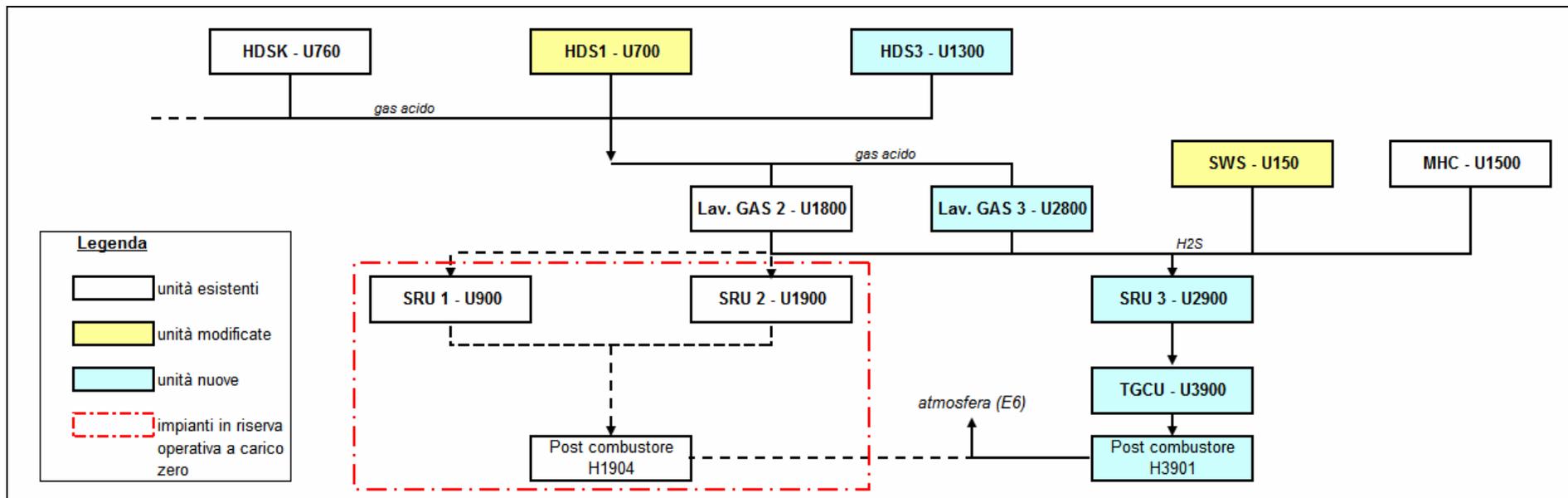
### 3.2.0 Quadro generale delle modifiche al processo

Le modifiche oggetto del presente studio e la variazione tra stato attuale e stato futuro delle aree impiantistiche interessate possono essere così riassunte :

Tab. 3.2/1 - Quadro generale delle modifiche al processo

	<b>Stato attuale</b>	<b>Azioni di progetto</b>	<b>Stato futuro</b>
<b>1</b>	<b>Unità di Desolfurazione Gasolio 1 (HDS1 - U700)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sostituzione di uno dei due reattori</li> <li>- sostituzione dei compressori del gas di riciclo con una unica macchina</li> <li>- sostituzione dei serpentini del forno</li> <li>- sostituzione dei bruciatori del forno</li> </ul>	<b>Unità di Desolfurazione Gasolio 1 (HDS1 - U700) modificata</b>
<b>2</b>	<b>Unità di Desolfurazione Gasolio 2 (HDS2 - U1700)</b>	L'unità viene messa fuori servizio e sostituita con la HDS 3 (U 1300) di nuova costruzione	<b>Unità di Desolfurazione Gasolio 3 (HDS3 – U1300)</b>
<b>3</b>	<b>Unità di Lavaggio Gas 1 (ARU 1 - U800)</b>	L'unità viene messa fuori servizio e sostituita con la ARU 3 (U 2800) di nuova costruzione	<b>Unità di Lavaggio Gas 3 (ARU 3 - U2800)</b>
<b>4</b>	<b>Unità di Recupero Zolfo 1 (SRU 1 - U900) e Unità di Recupero Zolfo 2 (SRU 2 - U1900)</b>	Le unità vengono mantenute in riserva operativa a carico zero e sostituite con la SRU 3 (U 2900) di nuova costruzione	<b>Recupero Zolfo 3 (SRU 3 - U2900)</b>
<b>5</b>	con Postcombustore H1904	H 1904 viene mantenuta in riserva operativa a carico zero e sostituito con H 3091 (U 3900) di nuova costruzione	<b>Trattamento Gas di Coda (Tail Gas Clean Up - U 3900)</b> con Postcombustore H3901
<b>6</b>	<b>Unità Strippaggio Acque Acide SWS (U 150)</b>	Sostituzione dei condensatori, delle pompe e degli accumulatori di carica	<b>Unità Strippaggio Acque Acide SWS (U 150) modificata</b>
<b>7</b>	<b>Parco serbatoi a pressione atmosferica</b>	Eliminazione serbatoi 11 – 12 – 21 – 73 – FO3 (già fuori servizio) ai fini recupero area costruzione nuovi impianti	<b>Parco serbatoi a pressione atmosferica modificato</b>
<b>8</b>	<b>Pensiline di carico autobotti</b>	Costruzione di una nuova baia di carico per zolfo liquido nell'area del nuovo impianto SRU 3 – U2900	<b>Pensiline di carico autobotti</b>

Fig. 3.2/1 - Schema relativo alla futura configurazione delle aree impiantistiche interessate dalle modifiche in progetto (*Post Operam*)





In **Allegato 3/2** al presente Studio si riporta la Planimetria generale della Raffineria IES di Mantova con l'indicazione delle aree oggetto di intervento.

### 3.2.1 Modifiche all'Unità di Desolforazione Gasolio 1 (HDS1 - U700)

L'impianto di desolforazione gasolio HDS 1 viene modificato nel quadro progettuale proposto, con:

- la sostituzione del reattore R751 (per aumentare il volume di catalizzatore disponibile) con un nuovo reattore R 751 N di maggiori dimensioni,
- la sostituzione dei compressori del gas di riciclo K 701-702-751 (per aumentare la portata di gas di trattamento alla sezione reazione) con un singolo compressore K781,
- la sostituzione dei serpentini del forno (per la maggiore portata di gas di trattamento) con un marginale adeguamento della potenza nominale e con il cambio dei bruciatori.

In **Allegato 3/3** al presente Studio si riporta lo schema di flusso dell'Unità HDS1 con l'indicazione delle apparecchiature di nuova installazione.

#### *Descrizione processo*

L'impianto HDS 1 tratta una carica che può essere costituita da distillati di Topping (kerosene e gasolio 1) e da distillati provenienti da Visbreaking, Thermal Cracking, Hydrocracking.

La carica viene prima convogliata in due accumulatori e quindi pompata su due circuiti paralleli dopo essere stata miscelata con gas di trattamento ricco di idrogeno : dopo il preriscaldamento in scambiatori, a spese dell'effluente del reattore, i due circuiti entrano nel forno H701N ristrutturato su due passi simmetrici.

Alla uscita del forno i due circuiti si uniscono per entrare in due reattori in serie : R 752 (esistente) ed R 751N (nuovo), che sono riempiti di catalizzatore al Cobalto – Molibdeno, il quale ha la funzione di promuovere le reazioni di desolforazione.

Le molecole di idrocarburi combinate con Zolfo, liberano l'atomo di Zolfo che si combina con l'Idrogeno presente nel gas di trattamento formando Idrogeno Solforato ( $H_2S$ ), e lo sostituiscono con un atomo di Idrogeno che va a saturare il legame del Carbonio lasciato libero.

L'effluente reattore viene raffreddato nel treno di scambiatori di preriscaldamento della carica e poi con scambiatori ad aria ed acqua prima di entrare nel separatore di alta pressione V704, da dove la fase gassosa, costituita essenzialmente dal gas di trattamento arricchito di  $H_2S$ , viene inviata al lavatore amminico di alta pressione C 751 per adsorbire l' $H_2S$  prodotto nella reazione.

Dalla testa del C 751, il gas lavato passa in aspirazione al compressore di riciclo K 781 (nuova macchina che sostituisce i precedenti K 701-702-751), per essere rilanciato a monte del circuito di reazione.

Il liquido separato nel V 704 passa al separatore di bassa pressione V705 e quindi in carica alla colonna di stabilizzazione C 701, dopo essere stato preriscaldato dal prodotto di fondo della stessa torre.



Nel fondo della colonna C 701 viene immesso vapore di stripping, che elimina dal prodotto l'H<sub>2</sub>S residuo, i gas disciolti e le altre frazioni bassobollenti che devono essere separate dal gasolio finito.

La fase vapore di testa C 701 viene raffreddata dai condensatori di testa colonna e quindi separata in gas combustibile, idrocarburi liquidi (riprocessati al topping) ed acqua acida (inviata ai sistemi di collettamento carica al U 150, SWS).

Il gas combustibile viene lavato nell'adsorbitore a bassa pressione C752 per eliminare l'H<sub>2</sub>S prima di essere ricompresso da K752 ed immesso nella rete gas combustibile pulito di Raffineria.

Il prodotto di fondo dello stripper C 701 viene inviato alla colonna di essiccazione C753, che opera in depressione mediante l'azione di un sistema di eiettori.

Il prodotto di fondo di C753 è costituito da gasolio desolfurato ed essiccato, che viene inviato a stoccaggio.

### 3.2.2 Unità di Desolforazione Gasolio 3 (HDS3 – U1300)

Questa unità, di nuova installazione, sostituisce l'Unità U1700 (HDS2). In **Allegato 3/4** si riporta lo schema di flusso dell'Unità HDS3, mentre in **Allegato 3/5** vengono riportate la planimetria e le viste dell'impianto.

#### *Descrizione processo*

La carica ad HDS3 è costituita da kerosene Visbreaking e da gasolio di Topping, di Visbreaking, di Thermal Cracking e di Hydrocracking: le correnti provenienti dalle suddette unità vengono miscelate al limite di batteria e raccolte nell'accumulatore V 1301.

Le pompe prelevano la carica dal V 1301 e la inviano direttamente alla sezione di reazione: la carica liquida viene miscelata con gas di trattamento ricco di idrogeno proveniente dalla sezione di lavaggio del gas, preventivamente riscaldato nello scambiatore E 1302 (preriscaldamento treat Gas): la miscela di carica e gas viene quindi inviata allo scambiatore carica / effluente reattore, E 1301, costituito da quattro corpi in serie, dove la carica passa lato mantello e l'effluente reattore viene raffreddato passando lato tubi. La carica viene quindi inviata al Forno H 1301, dove viene portata fino alla temperatura richiesta dalla reazione: per evitare di sovradimensionare il forno, è stato fissato un limite di capacità quando l'impianto viene alimentato con carica fredda.

Il forno H 1301 sarà alimentato con fuel gas e scaricherà all'atmosfera mediante il nuovo punto di emissione E11.

Uscendo dal forno la carica entra nel Reattore R-1301, dove avvengono le reazioni di idrogenazione, con conseguente produzione di idrogeno solforato e ammoniacca, e conversione di parte del gasolio di carica in nafta e composti leggeri.

Il reattore è costituito da tre letti catalitici per mantenere una buona distribuzione radiale del flusso; per controllare la temperatura si prevede l'iniezione di treat gas di raffreddamento (quench) dopo il primo e dopo il secondo letto catalitico.



L'effluente reattore, raffreddato nello scambiatore E 1301, viene inviato al Separatore V 1302, nel quale si realizza una prima separazione tra fase liquida e fase vapore a 220 °C. La fase liquida è inviata alla sezione di strippaggio, mentre la fase vapore viene raffreddata nel lato mantello dello scambiatore di preriscaldamento del treat Gas E 1302.

A valle di tale scambiatore vengono iniettati 2.000 kg/h di acqua di lavaggio, necessaria a prevenire lo sporcamento degli scambiatori posti a valle, potenzialmente soggetti alla precipitazione di sali di ammonio : l'acqua di lavaggio è costituita dall'acqua acida condensata nell'accumulatore di testa dello Stripper C 1301 e riciclata (1.800 kg/h), con integrazione di BFW fresca per 200 kg/h .

Il raffreddamento della fase vapore viene completato in un refrigerante ad aria fino ad entrare nel V 1303 che opera alla temperatura di 40°C e alla pressione di circa 45 barg. Il gas recuperato da questo separatore viene utilizzato come gas di riciclo, mentre il liquido viene mandato alla C 1301, dove il gasolio viene separato dalla nafta, dai leggeri e dall'H<sub>2</sub>S disciolto, mediante strippaggio con vapore a media pressione iniettato sul fondo della colonna.

I vapori di testa dello stripper sono condensati in E 1304 (acqua circuito teleriscaldamento) e con aria: la miscela liquido vapore viene poi raccolta nell'accumulatore V 1304 e separata in nafta liquida, inviata al Topping per essere riprocessata, in condense acide, in parte inviate al SWS ed in parte riciclate come acque di lavaggio ed in off-gas mandato all'unità di lavaggio amminico

Il gasolio desolfurato in uscita dal fondo di C 1301 viene raffreddato ad una temperatura di circa 120°C, recuperando parte del calore sul circuito di teleriscaldamento (E1308), e poi inviato all'essiccamento nella sezione esistente per questo scopo nella unità 1500.

Il gas di riciclo recuperato nel V 1303, viene inviato nell'adsorbitore C 1302 per rimuovere l'H<sub>2</sub>S, lavandolo in controcorrente con una soluzione amminica (MDEA) inviata sul piatto di testa, prima di passarlo al compressore K 1301, formato da un corpo dedicato al gas di riciclo ed un corpo a due stadi con intercooler dedicato al gas di reintegro.

La soluzione di ammina povera utilizzata per il lavaggio viene prelevata dalla U 2800 e pompata alla C 1302, mentre la soluzione di ammina ricca è recuperata sul fondo della colonna di lavaggio e inviata alla rigenerazione nella stessa U 2800, Lavaggio Gas 3.

### 3.2.3 Unità di Lavaggio Gas 3 (U2800)

Questa unità, di nuova installazione, sostituisce l'Unità U800 (Lavaggio Gas 1 - ARU3). In **Allegato 3/6** si riporta lo schema di flusso, mentre in **Allegato 3/7** vengono riportate la planimetria e le viste dell'impianto.

#### *Descrizione processo*

Il gas da lavare (costituito da idrocarburi incondensabili contenenti idrogeno solforato) proveniente dalla rete che raccoglie i gas di bassa pressione prodotti dagli impianti, viene fatto confluire nella colonna di assorbimento C 2801 dove viene sottoposto a lavaggio in controcorrente con una soluzione amminica (MDEA), in grado di assorbire l'idrogeno solforato : il gas lavato, che esce dalla testa della colonna di assorbimento con tenore di H<sub>2</sub>S inferiore a 200 ppm, viene immesso nella rete Fuel Gas di Raffineria, previo passaggio nel separatore V 2801 (dotato di "demister"), per l'abbattimento dell'eventuale liquido trascinato.



La soluzione amminica arricchita di H<sub>2</sub>S che esce dal fondo di C 2801, viene convogliata al recipiente V 2803 (accumulatore della ammina ricca), dove confluiscono anche altre due correnti di ammina da rigenerare che provengono dall'adsorbitore di alta pressione di HDS3 (C 1302) e dall'adsorbitore di finitura del TGCU (C 3902).

Il V 2803 ha il compito di separare eventuali condense di idrocarburi trascinate con l'ammina circolante e di liberarla dal gas disciolto al fine di proteggere l'operazione della rigeneratrice C 2802 dalla presenza di idrocarburi, che andrebbero poi ad inquinare la carica all'impianto di recupero zolfo prodotta dalla colonna.

Il degassaggio delle correnti che arrivano dai lavatori ad alta pressione avviene per flash, dato che V 2803 opera ad 1.0 barg di pressione, mentre la separazione degli idrocarburi liquidi avviene per differenza di densità. Questi idrocarburi vengono inviati a slop, mentre il gas va al compressore di recupero K 103 sul blow down a monte della torcia, che lo rispedisce a monte dei lavatori di fuel gas.

La ammina ricca in uscita dal V 2803, viene pompata in carica al rigeneratore C 2802.

Prima di entrare in colonna, la ammina viene preriscaldata in scambiatori a piastre a spese della soluzione rigenerata che esce dal fondo della colonna.

La rigenerazione della ammina consiste nello spostamento di H<sub>2</sub>S in fase vapore tramite riscaldamento; il calore viene fornito alla colonna dal ribollitore a kettle E 2804 che funziona con vapore di bassa pressione prelevato dalla rete di Raffineria.

Dalla testa della colonna C 2802 escono vapor d'acqua e idrogeno solforato che, dopo condensazione, si separano nel V 2802: la condensa ritorna in colonna come riflusso, mentre l'idrogeno solforato concentrato viene mandato in carica all'impianto recupero zolfo SRU3.

La soluzione amminica rigenerata che esce dal fondo della colonna C 2802, dopo avere preriscaldato la soluzione ricca in carica, viene inviata alle colonne di adsorbimento.

Allo scopo di mantenere pulita la soluzione, la quale è soggetta a sporcamento per la formazione di solfuro di ferro, parte della soluzione in circolazione viene fatta passare su filtri a carboni attivi e a cartucce, che vengono periodicamente rigenerati.

Allo scopo di evitare drenaggi in fogna di soluzione amminica, sia durante il normale esercizio dell'impianto, che durante le operazioni di bonifica, è presente una vasca interrata (V 2805) predisposta per la raccolta del prodotto, dove sono convogliati tutti i punti di scarico o drenaggio del sistema ammine. Il prodotto raccolto viene poi ripompato nel serbatoio di accumulo T 2801, dal quale la soluzione viene immessa nell'impianto.

Allo scopo di evitare l'ossidazione del prodotto amminico il serbatoio è inertizzato con azoto.

### 3.2.4 Unità di Recupero Zolfo 3 (SRU3 - U2900)

Unità di nuova installazione che verrà utilizzata come unità principale di recupero zolfo della Raffineria. Le due unità esistenti, SRU1 (U900) ed SRU 2 (U1900), passeranno a riserva operativa a carico zero.

In **Allegato 3/8** si riporta lo schema di flusso dell'unità SRU3, mentre in **Allegato 3/9** vengono riportate la planimetria e le viste di tale unità e dell'impianto TGCU (U3900), di cui al Paragrafo seguente.



### *Descrizione processo*

L'impianto SRU 3 (Unità 2900) e' alimentato dalle seguenti correnti ricche in H<sub>2</sub>S :

- a. gas acidi prodotti dai Rigeneratori della Ammina C 2802, C 1802, C 1505 che confluiscono nel separatore di liquido V 2901 prima di passare al SRU 3;
- b. gas acido prodotto dalla testa della colonna di strippaggio acque acide C 151 che confluisce nel separatore di liquido V 2902 prima di passare al SRU 3.

Dato che questo impianto di recupero zolfo è integrato con l'impianto di finitura per ottenere un recupero complessivo superiore al 99,5 %, il processo è strutturato su uno stadi termico e due stadi catalitici in serie.

Lo stadio termico H 2901 del processo è diviso in due camere: nella prima si mantengono circa 1450°C, ottenuti operando con un eccesso di aria che viene poi compensato, rientrando nel limite teorico della reazione di Claus, aggiungendo gas acido nella seconda camera dove si mantengono 1300°C. Per questo motivo tutto il gas dal V 2902 viene alimentato alla prima camera assieme a tutta l'aria necessaria, che viene spinta dai compressori K 2901A/B, mentre il gas dal V 2901 viene suddiviso tra la prima e la seconda camera.

Il rapporto complessivo tra gas acido e aria di combustione viene ottimizzato con un sistema di controllo costituito da due valvole di regolazione, di cui una viene usata per impostare il rapporto tra aria e gas acidi e l'altra viene modulata con il segnale che viene dall'analizzatore H<sub>2</sub>S / SO<sub>2</sub> montato sulla linea di uscita della sezione Claus.

Il calore contenuto dal gas effluente dal combustore termico H 2901, viene utilizzato per generare vapore ad alta pressione (48 bar) in una caldaia a tubi di fumo E 2901, dove viene alimentata acqua demi lato mantello, sotto controllo di livello.

Il vapore estratto dal corpo cilindrico V 2904 viene in parte utilizzato all'interno dell'unità, mentre l'eccesso viene laminato con desurriscaldamento verso il collettore della rete di vapore di media pressione (13,5 b) della Raffineria.

Il gas di processo che lascia E 2901 contiene zolfo che viene condensato nei tubi del 1° passaggio del condensatore E 2902 e viene drenato tramite una guardia idraulica verso la vasca di raccolta dello zolfo. Tale gas di processo contiene una percentuale di H<sub>2</sub>S e SO<sub>2</sub> ancora rilevante, pertanto viene trattato in due stadi catalitici Claus in serie.

Il gas viene perciò riscaldato nel E 2903 fino alla temperatura ottimale per il primo stadio di reazione catalizzata, utilizzando il vapore a 48 bar saturo prodotto dal E 2901 e passato al primo reattore R 2901, dove la reazione continua sul catalizzatore a base di allumina fino a quando viene raggiunto l'equilibrio; il terzo inferiore del reattore R 2901 e' riempito con un catalizzatore che favorisce la reazione di idrolisi tra COS e CS<sub>2</sub>.

Il gas in uscita dal R 2901 entra nel 2° passaggio di E 2902, dove lo zolfo elementare viene condensato e drenato attraverso una guardia idraulica verso la vasca di raccolta dello zolfo.

Il gas in uscita dal 2° passaggio di E 2902 viene di nuovo riscaldato fino alla temperatura ottimale per il secondo stadio di reazione catalizzata in E 2904 (analogo a E 2903), prima di entrare nel reattore R 2902, caricato con catalizzatore a base di allumina.



Il gas in uscita da R 2902 entra nel 3° passaggio di E 2902, dove lo zolfo elementare viene condensato e drenato attraverso una guardia idraulica verso la vasca di raccolta dello zolfo.

Il gas in uscita dal 3° passaggio di E 2902 viene infine inviato alla sezione di trattamento del gas di coda passando attraverso il separatore a coalescenza V 2905.

Il condensatore E 2902 è costituito da tre fasci tubieri, dove passa il gas di processo, che hanno un mantello comune: il calore recuperato viene utilizzato per generare vapore a bassa pressione, introducendo acqua demineralizzata e la condensa che si genera nei due riscaldatori di interstadio, E 2903 / 2904, che utilizzano vapore ad alta pressione.

Il vapore a bassa pressione prodotto viene in parte consumato all'interno dell'unità per riscaldamento (tracciatura e incamicatura), mentre l'eccesso viene ceduto al collettore generale della rete vapore di bassa pressione (3 bar) della Raffineria.

Lo zolfo liquido drenato da E 2902 viene mandato alla vasca di raccolta TK 2901 dove è installata una colonna di degasaggio con aria per eliminare H<sub>2</sub>S residuo: la miscela viene aspirata con un eiettore a vapore, che mantiene in leggera depressione la vasca, e mandata al post combustore del gas di coda.

Lo zolfo degasato viene colato in una sezione di stoccaggio della vasca di raccolta, da dove una pompa di trasferimento manda il prodotto al nuovo serbatoio TK 2902 o alla nuova pensilina di carico su autobotte.

### 3.2.5 Unità di Trattamento Gas di Coda (TGPU - U3900)

Unità di nuova installazione integrata al Recupero Zolfo 3.

La purificazione del gas di coda dell'impianto di recupero zolfo SRU 3, ha l'obiettivo di portare il recupero oltre il 99,5 % (obiettivo 99,8 %) e prevede l'idrogenazione catalizzata della SO<sub>2</sub>, contenuta nel gas di coda di SRU 3, ad H<sub>2</sub>S ed il successivo adsorbimento del H<sub>2</sub>S con ammina fino ad abbassare il tenore complessivo di H<sub>2</sub>S a 0,07% mol nel gas che viene inviato al post combustore finale.

In **Allegato 3/10** si riporta lo schema di flusso dell'unità TGPU, mentre la planimetria e le viste sono riportate, come detto, in **Allegato 3/9**.

#### *Descrizione processo*

Il gas di coda proveniente dal V 2905 della sezione Claus, viene riscaldato fino a una temperatura di circa 240°C in E 3901, che utilizza vapore alta pressione, ed in E 3902 che è un riscaldatore elettrico; a questo punto viene aggiunto gas ricco di idrogeno e la miscela di gas entra nel reattore R 3901 che è caricato con un catalizzatore di idrolisi e idrogenazione.

Le reazioni di idrolisi e idrogenazione sono esotermiche, quindi la temperatura del gas aumenta nel reattore ed il calore contenuto nel gas di processo viene recuperato nella caldaia a recupero E 3903, producendo vapore destinato alla rete di bassa pressione di Raffineria.



Il gas entra poi nella torre di raffreddamento a piatti C 3901, dove viene in contatto in controcorrente con un flusso di acqua demineralizzata, mantenuta in circolazione chiusa con una pompa e raffreddata da un refrigerante ad aria (E 3904), in serie con un'altro ad acqua torre (E 3905); l'acqua circolante viene filtrata, mentre l'eccedenza viene inviata a Sour Water Stripper (U150) sotto controllo di livello. È previsto un analizzatore per il monitoraggio del contenuto di idrogeno nel gas che esce dalla testa della torre di quench.

Il gas raffreddato che esce dalla testa della C 3901 viene caricato alla colonna di assorbimento C 3902, dove viene fatta circolare ammina per recuperare l'H<sub>2</sub>S; la soluzione ricca che esce dal fondo dell'assorbitore viene inviata al rigeneratore della ammina C 2802 (U 2800).

Il gas lavato in uscita dalla C 3902 passa al post combustore H 3901 per la fase finale di ossidazione, che viene supportata con fuel gas di rete: la portata del fuel gas viene controllata in base alla temperatura della camera di combustione, mentre la portata dell'aria, fornita dalle soffianti K 3902 A/B viene regolata in funzione della portata di fuel gas. Nell'H 3901 vengono portati per combustione anche i vapori recuperati dall'eiettore della vasca di degasaggio zolfo liquido ed il gas di coda dello stripper delle acque ammoniacali C 151 quando questi non vengono caricati direttamente ad SRU 3 (è previsto un analizzatore d'ossigeno alla uscita della camera di combustione).

Il post combustore H 3901 sarà collocato a fianco dell'esistente post combustore H 1904 , che è collegato alle esistenti Unità 900 (SRU 1) e Unità 1900 (SRU 2), e scaricherà i fumi di combustione al punto di emissione esistente E 6 (camino di altezza 75 metri). L'utilizzazione dei due sistemi è alternativa, in quanto il sistema SRU1 / SRU2 / H1904 verrà utilizzato solo se il nuovo sistema SRU3 / TGCU / H3901 si trovasse per qualche motivo fermo mentre gli impianti produttori di H<sub>2</sub>S sono in moto.

### 3.2.6 Modifiche all'Unità di Strippaggio Acque Acide (SWS - U150)

#### *Descrizione processo*

Il processo rimane inalterato rispetto a quanto descritto nella situazione attuale.

Le modifiche riguardano attrezzature complementari al funzionamento della colonna C 151 esistente, che deve trattare una portata di acqua acida superiore alla attuale.

Infatti , la produzione di acqua acida aumenta di 3.736 kg/h , così riconciliata:

- 3.036 kg/h per effetto della condensazione dell'acqua contenuta nel tail gas di SRU (negli impianti senza TGCU, l'acqua che si forma nel Claus finisce nel gas di coda che viene mandato al post combustore)
- 700 kg/h per effetto del maggiore impiego di vapore nello stripper del HDS 3 rispetto a quello oggi impiegato nella HDS 2 (che viene fermata)

Dato il maggiore carico netto alla colonna , sale il consumo di vapore iniettato sul fondo colonna per realizzare lo strippaggio e quindi deve essere aumentata la capacità del condensatore di testa per bilanciare il carico termico.



Viene sostituito l'accumulatore di carica con in nuovo V151N: questo accumulatore è stato dimensionato in modo tale da fornire un adeguato tempo di stazionamento alle varie correnti e da separare l'eventuale olio trascinato, che viene inviato a slop.

Vengono sostituite le pompe di movimentazione dell'acqua.

### 3.2.7 Parco serbatoi atmosferici: demolizione serbatoi

Dal parco serbatoi vengono eliminati i serbatoi 11 – 12 – 21 – 73 – FO3, peraltro già da tempo fuori servizio, per recuperare l'area di costruzione dei nuovi impianti HDS3 – SRU3 e TGCU.

Tab. 3.2/2 - Caratteristiche dei serbatoi dismessi

Sigla Serbatoio	Tipo Serbatoio	Prodotto contenuto	Categoria Serbatoio	Diametro Serbatoio m	Altezza Serbatoio m	Capacità Serbatoio m <sup>3</sup>
11 (2)	TF	Slop, da demolire	A	12.290	9.14	1000
12 (2)	TF	Slop, da demolire	A	15.250	10.70	2000
21 (2)	TF	Slop, da demolire	A	12.290	9.14	1000
73 (1) (2)	TF	O.C., da demolire	C	8.00	10.00	500
FO3 (1) (2)	TF	O.C., da demolire	C	12.60	12.00	500

NOTE:

(1) = Serbatoi coibentati

(2) = Attualmente fuori servizio

### 3.2.8 Pensiline di carico autobotti: costruzione nuova baia di carico

In Raffineria sono presenti varie aree di carico per la spedizione dei prodotti.

Con la costruzione del SRU 3, viene costruita una nuova baia di carico per lo zolfo liquido nella area del nuovo impianto, che utilizza un braccio di carico rigido per il trasferimento dello zolfo fuso dallo stoccaggio all'autobotte.

Il prodotto caricato è degasato (specifica < 10 ppm H<sub>2</sub>S).

Il braccio di carico è attrezzato per la captazione dei vapori di spiazzamento in fase di riempimento.

I vapori collettati sono inviati al postcombustore H 3901 mediante un eiettore di spinta a vapore.



### 3.3 INTERFERENZE VERSO L'AMBIENTE

Nella presente sezione si riassumono le principali interferenze con l'ambiente, in termini di consumi di risorse ed emissioni, dovute alle sezioni impiantistiche modificate o di nuova realizzazione.

#### 3.3.1 Consumi risorse idriche

Limitatamente alle unità di nuova installazione od oggetto di modifica, gli utilizzi di acque di raffreddamento saranno i seguenti :

Tab. 3.3/1 - Acque di raffreddamento in circolo negli impianti in esame (situazione futura)

Impianto	portata (m <sup>3</sup> /ora)
HDS 1	134
HDS 3	109
Lavaggio Gas 3 (ARU3)	18
SWS	73
SRU 3	0
TGCU	0

Tali quantitativi rappresentano le portate di acqua in circolo ai fini degli scambi termici; i consumi effettivi sono dovuti alla quota di reintegro dell'acqua evaporata in corrispondenza delle torri di raffreddamento.

L'unità SRU 3 consuma 13.200 kg/h di acqua alimento caldaie (BFW) per produzione vapore nella caldaia a recupero.

Si registrerà inoltre un consumo di acqua demineralizzata in HDS3 (200 kg/h) per integrazione del circuito di lavaggio dei condensatori della sezione reattiva, necessario per prevenire il deposito di sali di ammonio, mentre nel lavaggio amminico ARU3 si prevede di usare 430 kg/h di acqua demineralizzata per bilanciare la perdita di acqua della soluzione amminica circolante e mantenere la giusta concentrazione di ammina.

Tab. 3.3/2 - Consumi di vapore del processo (situazione futura)

Impianto	consumo (kg/ora)
HDS 1	1.300
HDS 3	1.800
Lavaggio Gas 3 (ARU3)	15.120
SWS	12.600
SRU 3	0
TGCU	0

#### 3.3.2 Consumi energetici

Le potenze elettriche impegnate dalle unità di nuova installazione od oggetto di modifica saranno le seguenti:



Tab. 3.3/3 - Consumi energetici del processo (situazione futura)

Impianto	potenza (kW)
HDS 1	2104
HDS 3	2450
Lavaggio Gas 3 (ARU3)	170
SWS	76
SRU 3	475
TGCU	108

### 3.3.3 Consumi di combustibili

Come nella configurazione attuale nelle corrispondenti aree di processo, le unità di nuova installazione od oggetto di modifica utilizzeranno esclusivamente fuel gas nelle seguenti quantità massime :

Tab. 3.3/4 - Consumi di combustibili previsti (situazione futura)

Impianto	consumo (kg/ora)
HDS 1	397
HDS 3	489
Lavaggio Gas 3 (ARU3)	0
SWS	0
SRU 3	203
TGCU	0

### 3.3.4 Emissioni in atmosfera

Per quanto riguarda le emissioni principali il progetto prevede l'introduzione di un nuovo camino (E 11) a servizio del forno H1301 (Impianto HDS 3 - U1300).

Il camino E6 non riceverà più il contributo dal forno H1701 che verrà dimesso contestualmente a tutto l'impianto HDS2 (U1700).

Viene convogliato ad E6 il contributo del nuovo Postcombustore H3901, che va in sostituzione dell'attuale, H1904, mantenuto in riserva operativa a carico zero.

Tab. 3.3/5 - Caratteristiche e posizioni dei punti di emissione di Raffineria (situazione futura)

Punto di emissione	Impianti	Altezza (m)	Diametro (mm)	Coordinate metriche Gauss-Boaga	
				Lon. E	Lat. N
E1	Topping	51	2890	1 643 262	5 001 327
E2	Unifining	50	2400	1 643 173	5 001 234
	Hot Oil				
E3	Platforming	50	2100	1 643 160	5 001 216
E5	HDS1	31	1066	1 643 216	5 001 311



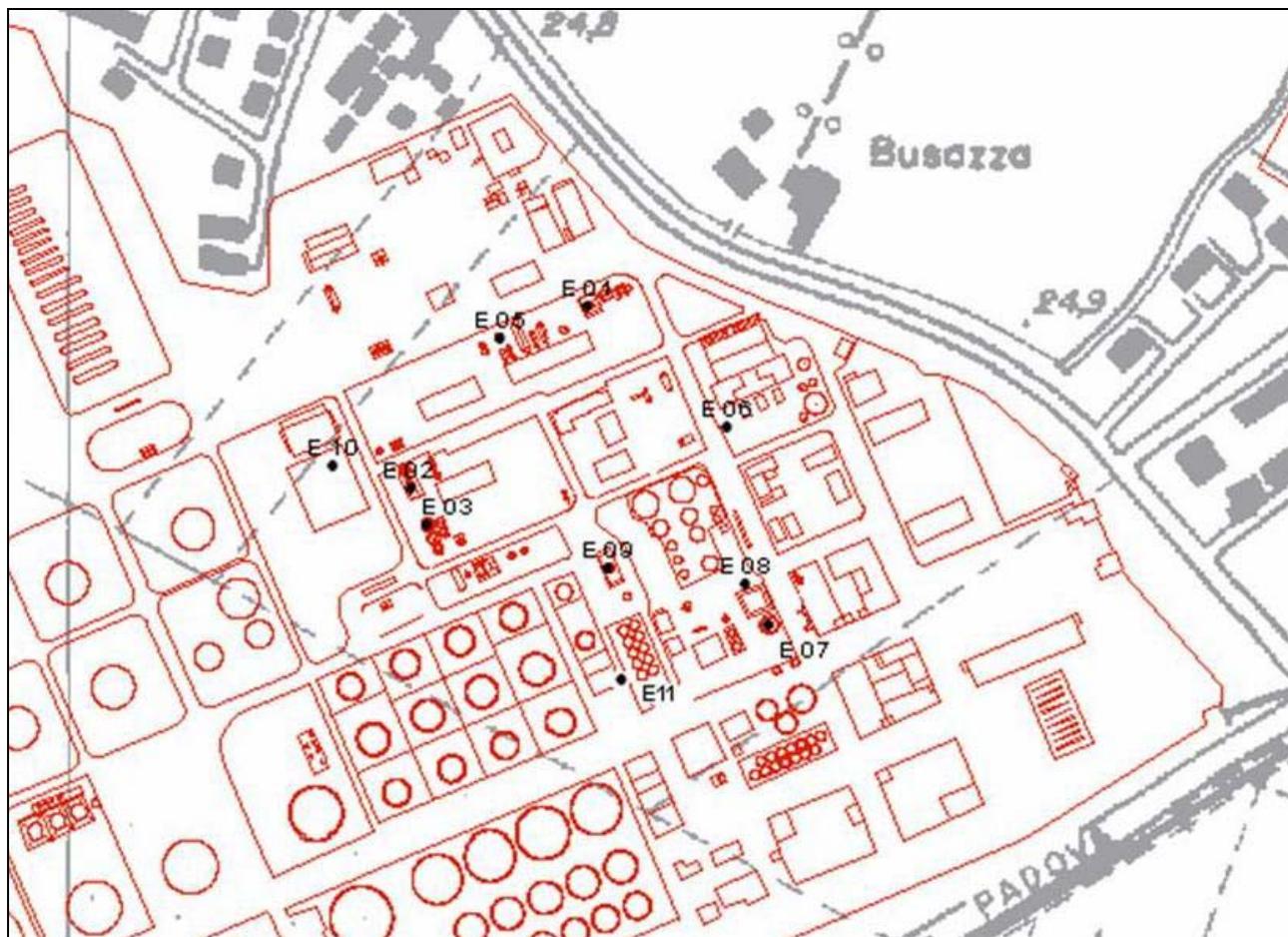
Punto di emissione	Impianti	Altezza	Diametro	Coordinate metriche Gauss-Boaga	
		(m)	(mm)	Lon. E	Lat. N
E6	CTE	75	1750	1 643 353	5 001 265
	Postcombustore di SRU 3 - TGCU				
E7	Visbreaking	51	2100	1 643 353	5 001 164
E8	Vacuum	37	1700	1 643 342	5 001 165
E9	Thermal Cracking	56	2000	1 643 272	5 001 193
E10	Mild Hydrocracking	50	1800	1 643 117	5 001 234
E11	HDS3	50	1070	1 643 300	5 001 130

Considerando un consumo di fuel gas in H1301 pari a 520 kg/h (fine ciclo), l'emissione massima da E11 sarà caratterizzata come segue:

Tab. 3.3/6 - Emissioni massime stimabili per il nuovo camino

Punto di emiss.	Portata (Nm <sup>3</sup> /h al 3% di O <sub>2</sub> secco)	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Concentrazione Max, mg/Nm <sup>3</sup>
E11	7.023	NOx	0,67	95
		SOx	0.21	30
		CO	0,37	53
		CO <sub>2</sub>	1.601	227.965
		PM	0,05	7

Fig. 3.3/1- Posizione dei punti di emissione di Raffineria (Situazione futura)



### 3.3.5 Effluenti liquidi

Le nuove sezioni impiantistiche, o le esistenti post modifica, produrranno reflui acidi che, analogamente a quanto avviene nella situazione attuale, saranno convogliate alla unità di strippaggio delle acque acide prima di essere scaricate all'Impianto di Trattamento acque reflue di Raffineria.

Tab. 3.3/7 - Quantitativi di acque acide prodotte dai nuovi impianti o da quelli soggetti a modifica (situazione futura)

Impianto	flussi (kg/ora)
HDS 1	1300
HDS 3	2000
Lavaggio Gas 3 (ARU3)	0
SRU 3	0
TGCU	3036

### 3.3.6 Rifiuti

I quantitativi annui previsti per la produzione di rifiuti tipici del processo effettuato nelle unità oggetto di studio sono riportati nel seguente prospetto.

Tab. 3.3/8 - Rifiuti tipici del processo (situazione futura)

Impianto	quantità (t/a)
HDS 1	11
HDS 3	23
Lavaggio Gas 3 (ARU3)	0.5
SWS	0
SRU 3	6
TGCU	0

### 3.3.7 Rumore

Le principali sorgenti di rumore sono identificate con le aree pompe e le aree compressori (si veda planimetrie specifiche in allegato) a servizio delle rispettive zone impiantistiche ed ubicate a livello terra, che vanno a costituire buona parte dell'emissione di fondo presente in Raffineria. Altri contributori rilevanti sono rappresentati dagli aircoolers.

Le apparecchiature di nuova installazione aventi le suddette caratteristiche sono le seguenti.

Tab. 3.3/9 - Identificazione delle apparecchiature rumorose di nuova installazione

Impianto	Id. Apparecchiatura (*)	Descrizione
HDS 1	Eliminati compressori K751, K701 A/B, K702	Per quanto riguarda le apparecchiature rumorose si prevede esclusivamente la sostituzione dei compressori esistenti (gas di riciclo) con un unico compressore
	Introdotta compressore K781	
HDS 3	P1301A/C	Pompe di carica
	P1302A/B	Pompe riflusso stripper
	P1303A/B	Pompe di carica ammina rigenerata
	P1304A/B	Pompe wash water
	P1305A/B	Pompe prodotto
	E1303	refrigerante ad aria vapori caldi
	E1305	condensatore ad aria vapori testa stripper
	E1309	refrigerante ad aria gasolio umido
	E13012	refrigerante ad aria gasolio prodotto
	K1301	compressore gas make up e gas ricircolo



Impianto	Id. Apparecchiatura (*)	Descrizione
<b>Lavaggio Gas 3 (ARU3)</b>	P2801A/B	Pompe ammina pulita
	P2802A/B	Pompe riflusso rigeneratore
	P2803	Pompa reintegro ammina
	P2804A/B	Pompe vasca ammina
	P2805A/B	Pompe di ricarica rigeneratrice
	E2801	refrigerante ad aria ammina rigenerata
	E2804	condensatore ad aria, rigeneratrice
<b>SRU 3</b>	K101A/B	Blowers aria comburente
	P101A/B	Pompe di trasferimento zolfo
	P102A/B	Pompe carico zolfo
	J101	Eiettore
<b>TGCU</b>	P201A/B	Pompe di ricircolo acqua di fondo colonna
	P202	Pompa del circuito di pumparound
	P203A/B	Pompa di rilancio ammina ricca
	K201	Compressore di ricircolo
	E203	refrigerante ad aria del circuito di pumparound
	P401A/B	Pompe BFW
	P402	Pompe trasf. ammina
<b>SWS</b>	Avviene una sostituzione delle apparecchiature rumorose obsolete	

**Note:** (\*) il codice di identificazione delle apparecchiature è provvisorio



### 3.4 MODALITÀ DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

A fronte degli impatti precedentemente individuati sono previsti i seguenti sistemi di monitoraggio ambientale.

#### 3.4.1 Sistemi e metodi di monitoraggio delle emissioni gassose

L'attività di monitoraggio delle emissioni in atmosfera standardizzata per l'intera Raffineria nel Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (S.M.E.) nel cui manuale

- vengono raccolte in modo sistematico le informazioni sullo stabilimento relative alle emissioni in atmosfera dagli impianti di combustione,
- vengono definite le attività di controllo e verifica sul sistema al fine di garantirne l'affidabilità nel tempo,
- vengono definite le attività da porre in essere nelle condizioni malfunzionamento del sistema di monitoraggio.

Le modalità di monitoraggio delle emissioni tengono conto delle BAT per il monitoraggio (direttiva IPPC) e sono basate contemporaneamente su:

- **calcolo delle emissioni di bolla** sulla base di bilanci di massa e fattori di emissione. E' il metodo che consente la verifica del rispetto dei limiti di emissione ad essa riferiti;
- **misura diretta di alcuni parametri mediante analizzatori in continuo**; consentono di verificare alcuni macroinquinanti rilevanti per alcuni punti di emissione.

#### A. Calcolo delle emissioni di bolla

Il calcolo delle emissioni di bolla viene condotto utilizzando:

- le quantità di combustibili accertati ed immessi al consumo, le quantità dei gas inviati ad abbattimento
- le qualità dei combustibili immessi al consumo o dei gas inviati ad abbattimento
- l'impiego di alcuni fattori di emissione per i contaminanti prodotti da reazioni di equilibrio (per esempio gli ossidi di zolfo) verificati periodicamente.

Il calcolo viene condotto su base temporale di riferimento pari al giorno o al mese a seconda delle unità di misura dei combustibili e sulla base delle istruzioni:

- **SME001 CALCOLO GIORNALIERO DELLE EMISSIONI** il cui scopo è quello di verificare giornalmente il rispetto dei limiti di emissione ed il rispetto dei parametri di funzionamento (quantitativi e qualitativi imposti dalla autorizzazione);
- **SME002 CALCOLO MENSILE DELLE EMISSIONI** il cui scopo è quello di predisporre il prospetto per gli enti di controllo su base mensile ed annuale.  
L'affidabilità dei dati impiegati per il calcolo è massima per il calcolo mensile.  
Vengono infatti utilizzati i valori accertati fiscalmente dei consumi dei combustibili anziché adottare valori istantanei di consumo che sono affetti da maggiori errori.
- **SME003 VERIFICA DEI PARAMETRI DI CALCOLO DELLE EMISSIONI** ha lo scopo di verificare periodicamente la validità dei coefficienti di emissione utilizzati ed eventualmente aggiornarne il valore con le modalità procedurali in essa previste.



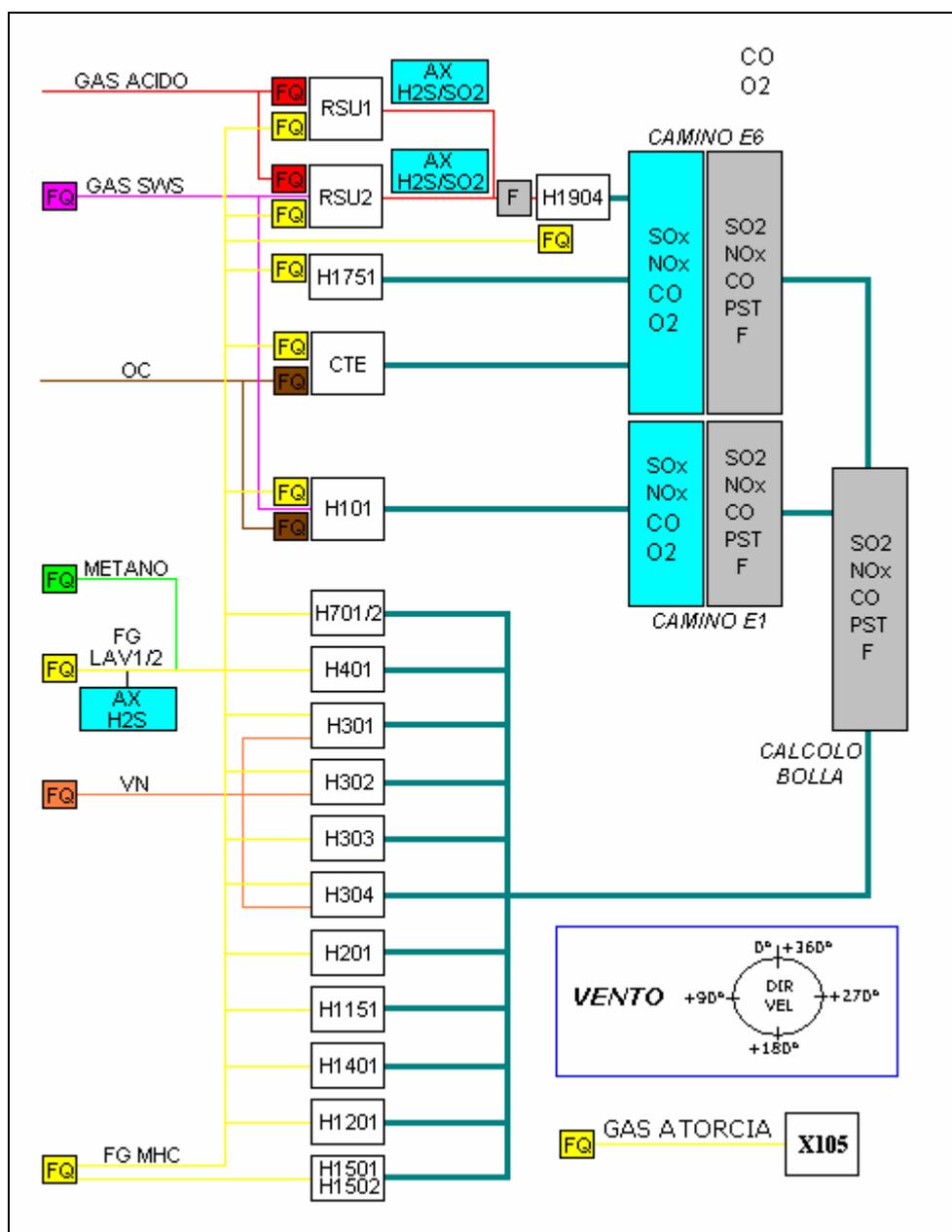
- **SME005 VERIFICHE PERIODICHE DELLO SME** che prescrive le modalità di attuazione delle verifiche periodiche.

## **B. Misura diretta di alcuni parametri mediante analizzatori in continuo**

### *Descrizione del sistema di acquisizione*

La figura seguente rappresenta lo schema riportato nella pagina di visualizzazione delle emissioni istantanee riportate nel sistema di controllo impianti (DCS). Lo stesso sistema provvede all'acquisizione e storicizzazione dei dati di campo. Gli analizzatori sono evidenziati su campo azzurro. Oltre ai dati degli analizzatori viene evidenziato il calcolo della bolla basato sui dati istantanei delle portate dei combustibili.

Fig. 3.4/1 - Schema del Sistema di Monitoraggio Emissioni



La precisione di questo calcolo è quindi ridotta dagli errori presenti nei misuratori di portata istantanea e non costituisce una verifica del rispetto dei limiti di emissione tuttavia è impiegata per evidenziare rapidamente possibili anomalie strumentali.

I dati impiegati per il calcolo sono relativi alle quantità di combustibili o gas ad abbattimento impiegati nell'arco di un ora.

I dati validi campionati vengono storicizzati *come media oraria aritmetica* e vengono mantenuti storicizzati per i due anni precedenti.

In **Allegato 3/11** si riportano dati storici di monitoraggio continuo relativi a periodi esemplificativi.



### 3.4.2 Monitoraggio delle emissioni in ambiente idrico

Il piano di monitoraggio delle emissioni in acqua prevede, sulle acque di scarico, i seguenti controlli eseguiti dal laboratorio chimico di stabilimento:

Tab. 3.4/1 - Piano di monitoraggio reflui per i parametri sottoposti a rilevamento giornaliero

Parametro	Metodica	Frequenza
Ph	IRSA Q100 M2080	LUN-VEN
NH4	MA9	OGNI GIORNO
NO2	MA11	LUN-VEN
NO3	MA7	LUN-VEN
COD	MA22	OGNI GIORNO
SOA	MA1	LUN-VEN
HC	IRSA Q59 4202	OGNI GIORNO
Fenoli	MA12	LUN-VEN

Dove con MA si intendono metodiche analitiche interne.

L'impianto è dotato inoltre di analizzatori in continuo con registrazione dei seguenti parametri:

- Analizzatore di ammoniaca in uscita ed ingresso
- Analizzatore TOC in uscita
- Ph e conducibilità in uscita.

Con periodicità trimestrale vengono poi effettuati il campionamento e l'analisi delle acque di scarico relativamente ai seguenti parametri (il campionamento e le analisi vengono effettuati dal laboratorio chimico esterno certificato).



Tab. 3.4/2 - Piano di monitoraggio reflui per i parametri sottoposti a "a campagne"

PARAMETRI ANALITICI	IDENTIFICAZIONE
Metalli e composti	
Alluminio	
Arsenico e composti	totale come As
Cadmio e composti	totale come Cd
Cromo	totale come Cr
Cromo VI	
Rame e composti	totale come Cu
Mercurio e composti	totale come Hg
Nichel e composti	totale come Ni
Piombo e composti	totale come Pb
Zinco e composti	totale come Zn
Selenio	totale come Se
Manganese	totale come Mn
Ferro	totale
Boro	
Sostanze organiche clorurate	
Clorometano	
Triclorometano	
Cloruro di vinile	
Dicloroetano-1,1	
Dicloroetano-1,2 (DCE)	totale
Diclorometano (DCM)	totale
Dicloroetilene-1,1	
Dicloroetilene-1,2	
Dicloropropano-1,2	
Tricloroetano-1,1,2	
Tricloroetilene	
Tricloropropano-1,2,3	
Tetracloroetano-1,1,2,2	
Tetracloroetilene	
Cloroalcani (C10-13)	totale
Esaclorobenzene (HCB)	totale
Esaclorobutabiene (HCBd)	totale
Esaclorocicloesano (HCH)	totale
Pentaclorobenzene	
Composti organici alogenati	totale come AOX
Composti organici clorurati	totale



STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Altri composti organici	
BTEX	totale
Idrocarburi totali	
Aromatici totali	come SOA
Benzene	
Etilbenzene	
Stirene	
Toluene	
para Xilene	
Cumene (isopropilbenzene)	
MTBE	
ETBE	
HC totali a catena lineare	
Difeniletere bromato	totale come Br
Composti organostannici	totale come Sn
IPA	somma 6 IPA di Borneff
Fenoli	totale come C
2-Clorofenolo	
2,4 Diclorofenolo	
2,4,6 Triclorofenolo	
Pentaclorofenolo	
Carbonio organico totale	
Altri composti	
Cloruri	totale come Cl
Cloro attivo libero	
Cianuri	totale come CN
Fluoruri	totale come F
Solfuri (come H <sub>2</sub> S)	
Solfiti (come SO <sub>3</sub> )	
Solfati	
Azoto	totale come N
Azoto ammoniacale	come NH <sub>4</sub>
Azoto nitroso	come N
Azoto nitrico	come N
COD	
Fosforo	totale come P
Altri parametri	
Ph	



### **3.4.3 Monitoraggio del rumore**

Il monitoraggio del clima acustico nell'intorno della Raffineria è finalizzato alla raccolta di dati per pervenire all'identificazione di situazioni di attenzione, in relazione alle quali programmare attività di verifica del contributo effettivo delle attività gestite.

A tal fine è stata effettuata un'attività preliminare di analisi del territorio circostante, con particolare riferimento allo stato attuale delle caratteristiche di utilizzo urbanistico e di azionamento acustico, finalizzata alla ricerca ed individuazione dei recettori significativi nell'area di studio.

Presso i recettori individuati è stata effettuata la valutazione del Clima Acustico attuale.

Le misure vengono effettuate con un fonometro integratore di classe 1 conforme al Decreto del Ministero dell'Ambiente 16/03/1998, con errore massimo <0,5 dB. Il fonometro viene tarato presso il centro di calibrazione accreditato SIT (Servizio di Taratura in Italia).

Nuove rilevazioni strumentali vengono effettuate ogni qualvolta sono apportate modifiche della situazione precedentemente analizzata, quali:

- introduzione di nuove macchine in prossimità dei limiti di proprietà
- significativo cambiamento di lay-out
- ampliamenti e ristrutturazioni
- variazione della zonizzazione acustica esterna
- mutamenti di utilizzi urbanistici del territorio.



### 3.5 PROCEDURA DI GESTIONE DELLE CRITICITÀ PER LE EMISSIONI CONVOGLIATE

Per quanto riguarda le modalità di gestione delle emissioni convogliate, la Raffineria IES di Mantova si attiene ai protocolli di seguito richiamati, che sono parte integrante di Delibere e Decreti emessi dalla Regione Lombardia e che comprendono le procedure da seguire nel caso di anomalie, emergenze o interruzioni di alcuni servizi.

I riferimenti normativi riportati sono quelli contenuti nel documento ufficiale.

#### ***Deliberazione Regione Lombardia n° 14912 del 19/11/1991***

Prescrive che la resa degli impianti zolfo sia portata al 97,5 % (modificare a tre stadi) con capacità 50 ton/giorno di carica.

#### *Modalità di gestione degli impianti di lavaggio gas acidi e recupero zolfo*

Devono essere considerati impianti di abbattimento delle emissioni dei composti solforati e pertanto devono essere gestiti in conformità all'art. 4 del D.P.R. 322/71, secondo le modalità stabilite dalla deliberazione n. 53939 del 02/07/1985 di seguito richiamate :

Nelle condizioni di normale esercizio il quantitativo di H<sub>2</sub>S prodotto a monte ed inviato al recupero non deve in nessun momento essere superiore alla capacità di assorbimento e trasformazione dello stesso zolfo.

Un'interruzione per guasti accidentali nell'esercizio di questi impianti deve comportare quanto segue :

- comunicazione immediata alle autorità preposte al controllo ed al Sindaco,
- ri-avviamento degli stessi impianti nei più brevi tempi tecnici possibili.

Se l'interruzione è inferiore alle 12 ore, a condizione che siano rispettati i valori limite di qualità dell'aria, nessun provvedimento deve essere preso sugli impianti che producono H<sub>2</sub>S.

Per interruzioni superiori alle 12 ore, la Ditta deve intervenire sugli impianti che producono H<sub>2</sub>S in modo che lo zolfo da essi prodotto e bruciato, sommato al contributo dello zolfo nel combustibile liquido bruciato ad integrazione del fuel gas e del metano resti nello stesso ordine di grandezza fissato per le emissioni totali di SO<sub>2</sub> della Raffineria, stabilite con deliberazione n. 21284 del 09/06/1987.

Ovviamente tali emissioni devono essere adeguate nei tempi previsti ai limiti fissati dal D.M. del 12/07/90.

Le emissioni totali di SO<sub>2</sub> della Raffineria non superino sensibilmente (+10% medio giornaliero) il valore autorizzato.

Anche una riduzione della capacità di questi impianti deve comportare un adeguamento degli impianti che producono H<sub>2</sub>S in modo che sia comunque rispettato il limite di S complessivamente bruciato.



In fase di avviamento o fermata programmata della Raffineria, il loro esercizio non condiziona quello degli impianti che producono H<sub>2</sub>S a condizione che la produzione dell'H<sub>2</sub>S stesso bruciata non superi la normale emissione a regime.

L'H<sub>2</sub>S prodotto nei periodi di disservizio degli impianti di lavaggio e recupero zolfo non deve essere bruciato in torcia ma nei forni.

In presenza di situazioni di emergenza, di criticità rispetto alla dispersione al fine di rispettare i limiti del D.P.C.M. 28/03/83, la Raffineria deve ridurre ulteriormente le emissioni in conformità a quanto prescritto nella Deliberazione n. 21284 del 09/06/1987.

### ***Deliberazione n. 21284 del 09/06/1987 (estratto)***

Limita l'utilizzo di olio combustibile alla sola CTE ed al forno dell'unità Topping (U100).

Quantitativo medio massimo di olio combustibile (OC) 6,7 t/h con il seguente contenuto di zolfo :

- dal 1 dicembre al 28 febbraio: max 1%, pari a circa 67 kg/h di zolfo;
- in marzo e novembre: max 2%, pari a circa 135 kg/h di zolfo;
- per il resto dell'anno: max 3% , pari a circa 200 kg/h di zolfo.

Ammette compensazione tra quantità e qualità del OC a pari zolfo bruciato.

### ***Decreto Regione Lombardia n° 17731 del 30/09/2002 (estratto)***

Aggiorna le modalità di gestione.

#### *Modalità di gestione degli impianti di lavaggio gas acidi e recupero zolfo*

Tali unità devono essere considerate impianti di abbattimento delle emissioni dei composti solforati e pertanto devono essere gestiti in conformità all'art. 4 DPR 322/71, secondo le modalità stabilite dalla Deliberazione n. 53939 del 02/07/1985 di seguito richiamate.

Nelle condizioni di normale esercizio il quantitativo di H<sub>2</sub>S prodotto a monte ed inviato al recupero non deve in nessun momento essere superiore alla capacità di assorbimento e trasformazione dello stesso zolfo.

Un'interruzione per guasti accidentali nell'esercizio di questi impianti deve comportare quanto segue :

- comunicazione immediata alle autorità preposte al controllo ed al Sindaco
- ri-avviamento degli stessi impianti nei più brevi tempi tecnici possibili

Se l'interruzione è inferiore alle 12 ore, a condizione che siano rispettati i valori limite di qualità dell'aria, nessun provvedimento deve essere preso sugli impianti che producono H<sub>2</sub>S.



Per interruzioni superiori alle 12 ore, la Ditta deve intervenire sugli impianti che producono H<sub>2</sub>S in modo che le emissioni totali di SO<sub>2</sub> della raffineria non superino sensibilmente (+10% medio giornaliero) il valore autorizzato.

Anche una riduzione della capacità di questi impianti deve comportare un adeguamento degli impianti che producono H<sub>2</sub>S in modo che sia comunque rispettato il limite di zolfo complessivamente bruciato.

In fase di avviamento o fermata programmata della Raffineria il loro esercizio non condiziona quello degli impianti che producono H<sub>2</sub>S, a condizione che la produzione dell'H<sub>2</sub>S stesso bruciata non superi la normale emissione a regime.

L'H<sub>2</sub>S prodotto nei periodi di disservizio degli impianti di lavaggio e recupero zolfo non deve essere bruciato in torcia ma nei forni.

I presenza di situazioni di emergenza, di criticità rispetto alla dispersione al fine di rispettare i valori limite di qualità dell'aria, la Raffineria deve ridurre ulteriormente le emissioni.

*Nuovo quadro di limite sul consumo di olio combustibile :*

Quantitativo medio massimo .

- dal 1 dicembre al 28 febbraio: max 6700 kg/h al 1%S, pari a circa 67 kg/h di zolfo;
- in marzo e novembre: max 6000 kg/h al 2% S, pari a circa 120 kg/h di zolfo;
- resto dell'anno: max 6000 kg/h al 2,2% S , pari a circa 132 kg/h di zolfo.



### **3.6 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO E ALTERNATIVE CONSIDERATE**

#### **3.6.1 Nuova unità desolforazione gasolio HDS3 e potenziamento HDS1**

La costruzione di una nuova unità di desolforazione (HDS3), che sostituisce l'unità HDS2, è motivata dal fatto che HDS2 ha una pressione massima di progetto della sezione reattiva troppo bassa (40 bar) per poter raggiungere i livelli di pressione parziale di idrogeno sufficienti ad ottenere un grado di desolforazione adeguato alla nuova specifica di 10 ppm di Zolfo nei gasoli auto trazione.

L'alternativa progettuale consisteva nell'eseguire un complesso ricondizionamento dell'unità HDS2 : tale opzione è tuttavia da considerarsi non praticabile dal punto di vista economico e tecnico (anche in relazione alla necessità di utilizzo delle migliori tecniche disponibili) in quanto l'unità è già stata a suo tempo costruita riutilizzando gran parte delle attrezzature di un vecchio impianto di Reforming Catalitico dismesso.

L'opzione di adattamento è invece risultata praticabile nel caso dell'altra unità di desolforazione, HDS1, dove il dimensionamento originale delle strutture della sezione reattiva, progettata per pressioni superiori a 70 barg, è adatto ad un ricondizionamento per ottenere severità di processo maggiori, mediante la sostituzione del reattore (aumento della massa catalitica al fine di diminuire la velocità spaziale in fase di reazione) e la sostituzione del compressore del gas di riciclo (aumento della portata di gas di trattamento al reattore per aumentare la pressione parziale di idrogeno).

I processi di desolforazione considerati dal documento di riferimento BAT europeo si differenziano essenzialmente sulla base delle tipologie di reattore utilizzato (*fixed bed, swing reactor, moving bed, ebullated bed*). La scelta della tecnologia a letto fisso (*fixed bed*), già utilizzata, risulta adeguata alle caratteristiche qualitative della carica.

Lo stesso documento individua inoltre la soglia di 10 ppm di zolfo nei gasoli come raggiungibile mediante l'applicazione della tecnica a *fixed bed* alta pressione utilizzata.

#### **3.6.2 Strippaggio delle acque acide**

Il limitato incremento della produzione di acqua acida può essere gestito dall'esistente impianto di SWS apportando modifiche minori alle attrezzature ausiliarie : viene infatti sostituito l'accumulatore di carica, incrementata la capacità del condensatore di testa colonna e sostituite le pompe di movimentazione acqua.

Con riferimento alle MTD specifiche si sottolinea che l'invio del gas acido prodotto dalla colonna di SWS agli impianti di recupero zolfo viene già attuato.

#### **3.6.3 Nuovo impianto recupero zolfo SRU3 integrato con Tail Gas Clean Up**

La scelta di procedere alla costruzione di una nuova unità di recupero Zolfo (SRU3) da 105 t/giorno di capacità, integrata con il purificatore del gas di coda (Tail Gas Clean Up - TGCU), tiene conto delle indicazioni sulla applicazione delle Migliori Tecnologie Disponibili, che permettono di portare il recupero zolfo ad una resa superiore al 99% per gli impianti Claus.



La stessa tecnologia non può essere applicata, per problemi di lay out, alle due unità di recupero zolfo esistenti, SRU 1 ed SRU 2.

Il nuovo impianto viene attrezzato con il purificatore del gas di coda per poter raggiungere un recupero superiore al 99,5 % dello Zolfo in carica.

Dopo la opportuna fase di allineamento e messa a punto della nuova unità SRU3, le due unità SRU1 e SRU2 verranno poste in condizione di riserva operativa a carica zero, mantenute calde con ricircolazione di aria dai compressori, ai fini di un avviamento rapido in caso di problemi sulla nuova unità principale.

In sintesi si richiamano i seguenti aspetti di aderenza alle Migliori Tecniche Disponibili.

Per l'assorbimento dell'Idrogeno Solforato prodotto dal TGCU, viene utilizzata Metildietanolamina (MDEA), particolarmente indicata per il trattamento dei gas provenienti da unità Claus, in quanto tende a non riciclare la CO<sub>2</sub> nell'unità Claus stessa.

Passando ad una efficienza di recupero maggiore del 99.5 %, contro la attuale di 97.6%, vengono ridotte drasticamente le emissioni di SO<sub>2</sub> dovute al ciclo di desolforazione dei prodotti.

### **3.6.4 Sostituzione di una unità di lavaggio amminico dei gas**

Una espansione della capacità di recupero di H<sub>2</sub>S con lavaggio amminico e della relativa capacità di rigenerazione è necessaria per bilanciare il carico che deriva dalla operazione della sezione di Tail Gas Clean Up, che lavora a condizioni più severe di quelle normalmente richieste sui trattamenti dei gas combustibili, sia per le maggiori portate di soluzione amminica impiegate, che per la purezza della ammina rigenerata che è richiesta all'ingresso della torre di lavaggio.

Inoltre la Raffineria desidera ampliare i margini sulla capacità di recupero H<sub>2</sub>S attuale in ottica di aumento della flessibilità nell'approvvigionamento dei grezzi.

La Raffineria di Mantova è infatti specializzata nella produzione di bitumi per applicazioni di pavimentazione stradale e per utilizzazione nelle industrie per la produzione di guaine impermeabili e di isolamento cavi: la gamma di grezzi adatti alla produzione di bitumi di qualità è abbastanza ristretta e gran parte di questi grezzi hanno un tenore di zolfo relativamente elevato.

La capacità del sistema di estrazione di Idrogeno Solforato dai gas, viene quindi bilanciato con la nuova sezione ARU 3 alla capacità del nuovo impianto di recupero zolfo SRU 3, assorbendo anche la capacità della Unità 800 (Lavaggio Gas 1), che viene fermata per ridurre il numero di impianti attivi sullo stesso servizio, con razionalizzazione dei sistemi di controllo e del numero di attrezzature operative.

La tecnologia è quella estesamente utilizzata per tale processo e descritta tra le MTD di settore: l'ammina impiegata è la MDEA, che è caratterizzata da una alta selettività per l'assorbimento di H<sub>2</sub>S anche in presenza di CO<sub>2</sub>.