



**ISTANZA DI AIA –
RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI**

di

ENI S.p.A.

Divisione Refining & Marketing

RAFFINERIA DI LIVORNO

INDICE

1. INTRODUZIONE	6
2. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA.....	8
2.1. DESCRIZIONE GENERALE DEL CICLO DI LAVORAZIONE	8
2.2. DESCRIZIONE STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE PRODOTTI.....	10
2.3. DESCRIZIONE SERVIZI AUSILIARI	12
2.4. SUDDIVISIONE IN FASI DEL PROCESSO	13
2.5. DESCRIZIONE SINTETICA DELLE UNITÀ DI RAFFINERIA	16
2.6. EVOLUZIONE STORICA DELLA RAFFINERIA	21
2.7. ATTIVITÀ DI SMANTELLAMENTO/ DECOMMISSIONING	22
2.8. MODALITÀ DI CONTROLLO DEL PROCESSO E SISTEMI DI SICUREZZA.....	22
3. BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA	24
3.1. FASE RAFFINAZIONE	25
3.2. FASE GESTIONE UTILITIES.....	26
3.3. FASE STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE	26
3.4. FASE TRATTAMENTO REFLUI	28
3.5. FASE GESTIONE RIFIUTI	29
3.6. INTERSCAMBI ENERGIA/MATERIA DELLA RAFFINERIA.....	30
4. CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE	32
4.1. QUADRO GENERALE.....	32
4.2. CARATTERIZZAZIONE QUANTITATIVA DELLE SOSTANZE INQUINANTI EMESSE	34
5. DESCRIZIONE FUNZIONAMENTO	39
5.1. DESCRIZIONE FERMATE PROGRAMMATE	39
5.2. DESCRIZIONE CARATTERISTICHE AVVIAMENTO E TRANSITORI	43
5.3. DESCRIZIONE CONDIZIONI ANOMALE	46
5.4. SISTEMA BLOW-DOWN E TORCE.....	47
6. ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI ED INCIDENTI AMBIENTALI...49	
6.1. ANALISI FERMATE NON PROGRAMMATE	49
6.2. ANALISI DELLA GESTIONE DEI MALFUNZIONAMENTI.....	51
7. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ.....	52
7.1. UNITÀ DISTILLAZIONE PRIMARIA	52
7.2. UNITÀ DI DESOLFORAZIONE BENZINE UNIFINING 1	53
7.3. UNITÀ DI DESOLFORAZIONE BENZINE UNIFINING 2	54
7.4. UNITÀ DI REFORMING CATALITICO PLATFORMER	55
7.5. UNITÀ DI DEAROMATIZZAZIONE DEA	56
7.6. UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLI HD 2	57
7.7. UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLI HD 3	58
7.8. UNITÀ DI DESOLFORAZIONE KEROSENE HSW	59
7.9. UNITÀ MEROX	60
7.10. UNITÀ DI STABILIZZAZIONE GPL.....	61
7.11. UNITÀ LAVAGGIO AMMINICO E RIGENERAZIONE MEA 1	62
7.12. 62	
7.13. UNITÀ LAVAGGIO AMMINICO E RIGENERAZIONE MEA 2	63

7.14. UNITÀ DI VACUUM PS	64
7.15. UNITÀ DI DEASPHALTING PDA	65
7.16. UNITÀ ESTRAZIONE AROMATICI CON SOLVENTE FT 1	66
7.17. UNITÀ ESTRAZIONE AROMATICI CON SOLVENTE FT 2	67
7.18. UNITÀ DI DE-PARAFFINAZIONE MEK 1	68
7.19. UNITÀ DI DE-PARAFFINAZIONE MEK 2	69
7.20. UNITÀ DI HYDROFINISHING HF 2.....	70
7.21. UNITÀ DI WAX VACUUM.....	71
7.22. UNITÀ DI HYDROFINISHING HF 3.....	72
7.23. UNITÀ DI RECUPERO ZOLFO CLAUS E SCOT.....	73
7.24. SISTEMI DI RAFFREDDAMENTO.....	74
7.25. SISTEMI DI PRODUZIONE ENERGIA	75
7.26. STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE PRODOTTI E SEMILAVORATI	76
7.27. UNITÀ DI TRATTAMENTO ACQUE ACIDE SWS	77
7.28. UNITÀ DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE.....	78
7.29. SISTEMA DI TORCIA.....	79

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Corrispondenza con Relazione APAT	7
Tabella 2 – Unità di Raffinazione.....	17
Tabella 3– Principali Impianti Ausiliari di Raffineria.....	19
Tabella 4 – Piani di smantellamento	22
Tabella 5 – Bilancio di materia ed energia fase di Raffinazione.....	25
Tabella 6 – Bilancio di materia ed energia fase di Gestione Utilities	26
Tabella 7 – Bilancio di materia ed energia fase di Stoccaggio e Movimentazione	27
Tabella 8 – Bilancio di materia ed energia fase di Trattamento Reflui	28
Tabella 9 – Bilancio di materia ed energia fase di Gestione Rifiuti	29
Tabella 10 – Bilancio di materia ed energia per gli interscambi	30
Tabella 11 – Analisi inquinanti significativi per unità	34
Tabella 12 – Caratteristiche funzionamento e transitori per le unità di raffinaria.....	44
Tabella 13 – Documenti di riferimento per la gestione in condizioni anomale	47
Tabella 14 – Fermate non programmate per l’anno 2005 in ore	50
Tabella 15 – Analisi malfunzionamenti significativi ed incidenti ambientali	51

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Planimetria della Raffineria	16
Figura 2 - Schema a blocchi del ciclo produttivo	17
Figura 3 – Diagramma temporale fermate 2006	39
Figura 4 – Diagramma temporale fermate 2007	40
Figura 5 – Diagramma temporale fermate 2008	40
Figura 6 – Diagramma temporale fermate 2009	41

1. INTRODUZIONE

La modulistica per la domanda di AIA predisposta dall'APAT, prevede la compilazione di una Relazione Tecnica dei Processi Produttivi. Le informazioni contenute nella domanda definite nell'ambito della modulistica APAT, nel dettaglio:

Descrivere in modo sintetico l'evoluzione nel tempo dell'impianto, sotto il profilo delle principali variazioni di localizzazione, attività e capacità produttiva e delle inerenti modifiche tecniche intervenute. Descrivere gli avvicendamenti delle produzioni nel sito.

Fornire una descrizione tecnica del ciclo produttivo, definendo tutte le fasi produttive e le operazioni effettuate per passare dalle materie in ingresso ai prodotti in uscita. In particolare riportare:

- capacità massima di produzione, quantità prodotta;
- le linee produttive, le apparecchiature, le loro condizioni di funzionamento e i relativi flussi di materia ed energia associati;
- dati quantitativi in ingresso ed in uscita di flussi di processo (materie prime, prodotti intermedi, finali, secondari, etc.), ausiliari, combustibili, fluidi termovettori, scarichi in aria e in acqua, rifiuti prodotti, specificando le fasi di provenienza e quelle di destinazione, e il bilancio di energia (termica ed elettrica) per ciascuna delle fasi rappresentate negli schemi a blocchi (allegato A.25); se i dati per la singola fase non sono disponibili fornire i dati relativi a più fasi o ad unità di processo significative;
- l'eventuale periodicità di funzionamento, i tempi di avvio e di arresto, la data di installazione ed il nome del costruttore-progettista, la vita residua;
- tipologia di sostanze inquinanti che possono generarsi nelle singole fasi produttive e durante i periodi di manutenzione, caratterizzandoli quantitativamente e qualitativamente;
- la periodicità, durata e modalità di manutenzione programmata;
- il numero di blocchi temporanei non programmati che si sono avuti nell'ultimo anno e una breve descrizione di tali eventi.

Fornire inoltre una descrizione di:

- logistica di approvvigionamento delle materie prime e di spedizione dei prodotti finiti (tipologia dei mezzi di trasporto, frequenza delle spedizioni, viabilità interna);
- sistemi di impianto ausiliari;
- sistemi di regolazione, controllo e sistemi di sicurezza, limitatamente agli scopi del procedimento;
- condizioni di avviamento e di transitorio.

Indicare se sono presenti apparecchiature o parti di impianto non in esercizio; riportare un elenco dei piani di smantellamento succedutisi negli anni ed eventuali bonifiche su parti di impianto effettuate o in atto.

Fornire un'analisi della gestione dei malfunzionamenti (prevenzione dei guasti all'impianto, sistemi di sicurezza e controllo per l'intero impianto, misure di prevenzione e lotta antincendio) e degli eventuali incidenti ambientali accaduti con i relativi interventi adottati e i risultati raggiunti.

Al fine di facilitare la lettura del presente documento, nella seguente tabella viene descritta la corrispondenza tra i punti richiesti dalla modulistica APAT nella Relazione dei Processi Produttivi e la struttura della presente Relazione.

Tabella 1 – Corrispondenza con Relazione APAT

Relazione Tecnica dei Processi Produttivi	Presente documento
Descrizione sintetica dell'evoluzione nel tempo dell'impianto, sotto il profilo delle principali variazioni di localizzazione, attività e capacità produttiva e delle inerenti modifiche tecniche intervenute.	<u>2.6 - Evoluzione storica della Raffineria</u>
Descrizione degli avvicendamenti delle produzioni nel sito	<u>2.6 - Evoluzione storica della Raffineria</u>
Descrizione tecnica del ciclo produttivo, definendo tutte le fasi produttive e le operazioni effettuate per passare dalle materie in ingresso ai prodotti in uscita. In particolare riportare: - capacità massima di produzione, quantità prodotta; - le linee produttive, le apparecchiature, le loro condizioni di funzionamento e i relativi flussi di materia ed energia associati;	<u>2.1 - Descrizione generale del ciclo di lavorazione</u> (semplificata) (dettagliata) I flussi di materia ed energia sono riassunti per fasi nel paragrafo <u>3 - Bilancio di materia ed energia</u>
Dati quantitativi in ingresso ed in uscita di flussi di processo (materie prime, prodotti intermedi, finali, secondari, etc.), ausiliari, combustibili, fluidi termovettori, scarichi in aria e in acqua, rifiuti prodotti, specificando le fasi di provenienza e quelle di destinazione, e il bilancio di energia (termica ed elettrica) per ciascuna delle fasi rappresentate negli schemi a blocchi.	<u>3 - Bilancio di materia ed energia</u>
Descrizione dell'eventuale periodicità di funzionamento, i tempi di avvio e di arresto, la data di installazione ed il nome del costruttore-progettista, la vita residua.	<u>5 - Descrizione funzionamento e 7 - Descrizione dettagliata delle unità</u>
Descrizione della tipologia di sostanze inquinanti che possono generarsi nelle singole fasi produttive e durante i periodi di manutenzione, caratterizzandoli quantitativamente e qualitativamente.	<u>4.2 - Caratterizzazione quantitativa delle sostanze inquinanti emesse</u>
Descrizione della periodicità, durata e modalità di manutenzione programmata.	<u>5.1 - Descrizione fermate programmate</u>
Descrizione del numero di blocchi temporanei non programmati che si sono avuti nell'ultimo anno e una breve descrizione di tali eventi.	<u>6.1 - Analisi fermate non programmate</u>
Descrizione della logistica di approvvigionamento delle materie prime e di spedizione dei prodotti finiti (tipologia dei mezzi di trasporto, frequenza delle spedizioni, viabilità interna).	<u>2.2 - Descrizione Stoccaggio e Movimentazione prodotti</u>
Descrizione dei sistemi di impianto ausiliari.	<u>2.3 - Descrizione Servizi Ausiliari</u>
Descrizione dei sistemi di regolazione, controllo e sistemi di sicurezza, limitatamente agli scopi del procedimento.	<u>2.8 - Modalità di controllo del processo e sistemi di sicurezza</u>
Descrizione delle condizioni di avviamento e di transitorio.	<u>5.2 - Descrizione caratteristiche avviamento e transitori</u>
Indicazione se sono presenti apparecchiature o parti di impianto non in esercizio.	<u>2.7 - Attività di smantellamento/ decommissioning</u>
Elenco dei piani di smantellamento succedutisi negli anni ed eventuali bonifiche su parti di impianto effettuate o in atto.	<u>2.7 - Attività di smantellamento/ decommissioning</u>
Analisi della gestione dei malfunzionamenti (prevenzione dei guasti all'impianto, sistemi di sicurezza e controllo per l'intero impianto, misure di prevenzione e lotta antincendio) e degli eventuali incidenti ambientali accaduti con i relativi interventi adottati e i risultati raggiunti.	<u>6.2 - Analisi della gestione dei malfunzionamenti</u>

2. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA

2.1. Descrizione generale del ciclo di lavorazione

La raffineria è un complesso industriale che ha come obiettivo la trasformazione del petrolio greggio nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio. La Raffineria ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 5,2 milioni di t/a. La Raffineria di Livorno si sviluppa su un'area di circa 15 ettari nella zona di confine tra i comuni di Livorno e Collesalveti, al limite dell'area portuale, in una favorevole posizione logistica e commerciale dal momento che rappresenta l'unica raffineria dell'alto Tirreno ed è dotata di funzionali collegamenti. Attualmente la struttura impiantistica della raffineria ENI R&M di Livorno è autorizzata per una capacità di lavorazione bilanciata del greggio pari a 5.2 milioni di tonnellate annue. La Raffineria assicura il rifornimento dei prodotti petroliferi, per usi industriali e civili, ad una vasta area, coprendo un hinterland commerciale che si estende nell'area del centro Italia.

La raffineria di Livorno è in grado di produrre a partire dalle materie prime i seguenti prodotti:

- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzine per autotrazione;
- Cariche solventi, ragia minerale (anche dearomatizzati);
- Lamium dearomatizzato;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- bitume per impiego stradale ed industriale, bitume modificato;
- basi lubrificanti;
- olio combustibile;
- paraffine e petrolati;
- estratti aromatici;
- zolfo liquido.

L'attuale ciclo produttivo, si realizza da una unità primaria nelle quale, attraverso il processo di distillazione, il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Naphta, Kerosene, Gasoli e Residuo.

L'unità primaria della Raffineria consiste in una unità di Distillazione Primaria, che provvede alla separazione del grezzo nei suoi componenti base per la formulazione di carburanti e combustibili, mediante apporto di calore e sfruttamento delle diverse volatilità relative dei vari componenti la miscela di idrocarburi.

I semilavorati prodotti dalle unità di distillazione rappresentano le cariche per le unità di conversione della Raffineria, in particolare:

- la benzina pesante e la nafta prodotte nell'impianti di distillazione primaria sono inviate all'impianto di Reforming Catalitico Platformer con lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche". La sezione di reforming produce H₂ puro al 85% circa e benzina riformata;

- la benzina leggera prodotta negli impianti di distillazione è sottoposta al processo che ne migliora le caratteristiche "ottaniche" nell'impianto di Isomerizzazione TIP.

Altre unità di trattamento dei distillati medi e leggeri derivanti dalla distillazione e di preparazione basi per prodotti finiti sono i seguenti:

- unità di Desolforazione benzine Unifing 1 e 2, che ha lo scopo di ridurre il contenuto di composti solforati nelle benzine che vengono rimossi sotto forma di idrogeno solforato per azione catalitica in ambiente ricco di H₂;
- unità di Desolforazione HD2 HD3 dei distillati intermedi (gasoli) provenienti dall'unità primaria, mediante riduzione del tenore complessivo di zolfo, azoto e composti poliaromatici;
- unità di Desolforazione kerosene HSW, che riduce il contenuto dei composti solforati del kerosene che vengono rimossi sotto forma di idrogeno solforato, formatosi nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno;
- unità di Dearomatizzazione DEA, con lo scopo di migliorare la qualità di alcuni prodotti, Virgin Naphta, Benzina leggera e Kerosene dall'unità di Distillazione Primaria riducendo il contenuto di aromatici per azione catalitica ricca di H₂;
- unità Merox, per la rimozione dei composti solforati dal GPL proveniente dall'unità di distillazione primaria;
- Unità di Stabilizzazione GPL, che riceve i gas provenienti dall'unità Merox, TIP, PLAT per il successivo frazionamento in etano, propano e butano.

L'idrogeno solforato e l'ammoniaca presenti nelle acque reflue (acque acide) dalle unità vengono strippati all'unità Sour Water Stripper.

Le correnti gassose ricche d'idrogeno solforato (H₂S) proveniente dagli impianti di desolforazione catalitica, così come gli stream gassosi che contengono apprezzabili quantità di H₂S vengono trattate mediante assorbimento con soluzioni amminiche per la rimozione dell' H₂S presente. L'H₂S viene successivamente recuperato, con rigenerazione della soluzione amminica, ed inviato ad un impianto di Recupero Zolfo che converte l'idrogeno solforato in zolfo destinabile ad usi commerciali.

A valle degli impianti di recupero zolfo, è inserito l'impianto di trattamento dei gas di coda (SCOT), che mediante riduzione catalitica della SO₂ a H₂S (che viene successivamente assorbito mediante lavaggio amminico) permette il recupero dei composti solforati residui presenti nei gas di coda nell'impianto di recupero Zolfo, altrimenti destinati a combustione, con efficienza complessiva del sistema di recupero superiore al 99,5 %.

La raffineria, oltre al ciclo per la produzione di carburanti, è dotata di un ciclo in grado di produrre basi lubrificanti grazie ad un sistema produttivo di tipo "Solvex".

Costituiscono il ciclo diverse unità produttive che operano i seguenti trattamenti:

- Frazionamento (impianto Vacuum VPS e Deasphalting PDA);
- De-Aromatizzazione (impianti Furfurolo FT 1 e FT 2);
- De-Paraffinazione (impianti MEK 1 e MEK 2);
- Finishing catalitico in ambiente ricco di H₂ (impianti HF 2 e HF 3);
- Trattamento paraffine (impianto Wax Vacuum);

2.2. Descrizione Stoccaggio e Movimentazione prodotti

La Raffineria viene attualmente approvvigionata mediante navi cisterna che ormeggiano alla Darsena Petroli e alla Darsena Ugione. Presso i pontili delle Darsene al servizio della Raffineria ENI R&M di Livorno si effettuano le seguenti attività:

- Accettazione e scarico di prodotti petroliferi in arrivo a mezzo nave.
- Carico e spedizione prodotti petroliferi finiti e lubrificanti in partenza a mezzo nave.

Il greggio e i prodotti sono trasferiti tramite oleodotti, collegati con il parco serbatoi. Il collegamento tra Raffineria e Darsena Petroli è realizzato mediante 6 oleodotti, lunghi ca. 6,5 km (ognuno dotato di 16 camerette per il sezionamento del circuito lungo il percorso); ulteriori 4 oleodotti, lunghi 2,5 km, collegano la Raffineria alla Darsena Ugione. Gli oleodotti si sviluppano in parte a cielo aperto ed in parte interrati, con opportuni aumenti di spessore in corrispondenza degli attraversamenti stradali.

Il parco serbatoi della Raffineria è notevole ed è costituito da 280 serbatoi per lo stoccaggio dei prodotti finiti e delle basi semilavorate e da 6 serbatoi per lo stoccaggio del grezzo per una capacità complessiva pari a 1.7 milioni di m³.

In particolare si possono distinguere quattro tipologie di stoccaggi, previsti dalla normativa vigente:

- serbatoi tumulati e sigari, destinati allo stoccaggio di GPL;
- serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità inferiore a 21°C (ad es.: grezzi, benzine, MTBE ecc);
- serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità compreso tra 21 e 65°C (ad es, Petroli, Kerosene ecc.);
- serbatoi di categoria C, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità superiore a 65°C (ad es. Gasoli, Oli combustibili, Bitumi, basi lubrificanti, ecc).

Le operazioni che si svolgono in questa area della Raffineria si possono sintetizzare in:

- Arrivo di prodotti petroliferi dal porto (scarica via mare)
- Alimentazione agli impianti di Raffineria (carburanti e lubrificanti)
- Colaggio dagli impianti di Raffineria ai serbatoi (carburanti e lubrificanti)
- Stoccaggio dei prodotti nei serbatoi
- Carico dei prodotti commerciali in autobotti
- Carica via mare
- Operazioni di blending
- Invio dei prodotti commerciali ai depositi esterni

La Raffineria dispone di n. 28 pensiline di carico come di seguito strutturate:

- pensiline di carico dei prodotti carburanti su Autobotti (ATB), che constano complessivamente di 21 baie, 15 per extra rete e 6 per rete) suddivise per i singoli prodotti. Ogni baia è dotata di più bracci di carico relativi a diversi prodotti;
- 2 pensiline ATB di carico dei bitumi modificati;
- 1 pensilina ATB di carico di zolfo liquido:

- 2 pensiline per il carico di Cat Feed e per lo scarico di oli combustibili su ferrocisterne (FFCC).
- 2 Pensiline di carico GPL

Allo scopo di abbattere i vapori di benzina e bitumi che si sviluppano durante il carico delle autobotti, le pensiline di carico dei prodotti carburanti, sono dotate di unità di recupero vapori, il cui funzionamento si basa su un processo di adsorbimento con carbone attivo ed assorbimento con lavaggio di benzina.

Sono presenti in Raffineria i terminali di oleodotti per:

- il trasferimento di prodotti finiti a depositi/stabilimenti Eni interni ed esterni;
- il trasferimento di prodotti finiti a depositi terzi esterni;
- la carica/discarica materie prime, prodotti finiti e semilavorati a/da navi cisterna (vd. Darsene);
- pensiline per carico estratti aromatici, paraffine e petrolati e basi Lube, gestite da STAP

In particolare, la principale struttura per il trasferimento dei prodotti è rappresentata da 2 oleodotti, lunghi circa 90 km, che collegano la Raffineria con il Deposito Eni R&M di Calenzano (FI), permettendo il trasferimento di oltre un milione di tonnellate annue di prodotti petroliferi, in gran parte benzine e gasoli.

La gestione di tali impianti è di competenza di una Società Terza, appartenente al Gruppo Eni (PRAOIL).

Sono presenti inoltre:

- un gasdotto che trasferisce il prodotto all'adiacente Stabilimento Eni GPL.
- un bitumedotto, che trasferisce il prodotto all'adiacente deposito Toscopetrol. Tramite tale struttura vengono effettuati caricazioni via terra (ATB) e/o via mare. Le attrezzature sono di proprietà e sono gestite dalla Società Toscopetrol, pertanto esulano dal campo di applicazione del SGA della Raffineria.

2.3. Descrizione Servizi Ausiliari

Energia elettrica, vapore e recupero calore

La Raffineria è servita da ENIPOWER per quanto riguarda i propri fabbisogni di elettricità, vapore, aria compressa e acqua demineralizzata. La Raffineria fornisce invece a ENIPOWER acqua grezza, acqua di torre e il servizio di trattamento effluenti. La Raffineria fornisce ad Enipower anche condense recuperate dai processi che impiegano vapore

ENIPOWER possiede e gestisce un moderno complesso per la produzione di energia elettrica (potenza elettrica totale 205 MW) e vapore, che assicura la copertura del fabbisogno di raffineria e permette di immettere in rete GRN ulteriore elettricità. La centrale è costituita da:

- gruppo turbogas, alimentato con gas di raffineria, collegato ad una caldaia a recupero dotata di postcombustione, avente potenza elettrica di 25 MW ed in grado di cogenerare 135 t/h di vapore a 80 bar;
- gruppo turbogas, alimentato con gas metano e gas di raffineria, collegato ad una caldaia a recupero, avente potenza elettrica di 149 MW ed in grado di cogenerare 175 t/h di vapore a 80 bar (di cui 90 consumati nella turbina a vapore a condensazione) e 38 t/h di vapore a 8 bar (inviati alla turbina a vapore);
- caldaia tradizionale alimentata con olio combustibile e fuel gas di produzione interna avente una potenzialità produttiva massima di 135 t/h di vapore a bar;
- tre turboalternatori a vapore a contropressione di potenza 28 MW, che utilizzano il vapore a 80 bar e sono provviste di spillamenti in grado di distribuire in Raffineria vapore a 40 bar, 8 bar, 2.5 bar.

Acqua demineralizzata

L'acqua demineralizzata viene approvvigionata da Enipower e distribuita tramite un sistema gestito dalla Raffineria.

Acqua di raffreddamento

La raffineria è dotata di sistemi di raffreddamento misti con air cooler e cooling water, raffreddata grazie a 11 torri di raffreddamento, gestite da Enipower.

L'acqua di raffreddamento viene approvvigionata da Enipower e distribuita tramite un sistema gestito dalla Raffineria.

L'acqua di reintegro delle torri è composta da una miscela di acqua industriale e da acqua proveniente dall'impianto di trattamento effluenti (TAE).

Le unità del ciclo lubrificanti sono inoltre servite da un sistema di raffreddamento per i prodotti semilavorati e prodotti finiti, prima dell'invio a stoccaggio. Il sistema prevede la circolazione di acqua calda (temperatura 60 °C) che viene distribuita dal serbatoio TK1 grazie a pompe e quindi raffreddata mediante banchi di air cooler.

Aria compressa

L'aria compressa viene approvvigionata da Enipower e distribuita tramite un sistema gestito dalla Raffineria.

Distribuzione Fuel Oil

La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel oil utilizzato come combustibile nei forni della Raffineria.

Distribuzione Fuel Gas

La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel gas autoprodotta utilizzato come combustibile ai forni e alle caldaie di raffineria.

La rete di fuel gas di raffineria è costituita da 2 collettori principali eserciti a circa 5-6 bar sui quali vengono raccolti i contributi di FG degli impianti MEA 1, HD 3, preventivamente sottoposti a lavaggio amminico, quando non già puliti (contributi Stabilizzazione GPL, Platforming, DEA, TIP). Anche l'impianto HF 3 immette una ridotta quota di FG sul collettore. In caso di sovrappressione, la rete può scaricare a blow-down.

Distribuzione Hot Oil

La raffineria impiega un sistema di distribuzione di Hot Oil prodotto dai forni F-1 e F-2. Il circuito serve la maggior parte delle unità del ciclo lubrificanti ed alcune unità carburanti. Inoltre si impiega Hot Oil per il riscaldamento degli stoccaggi Bitume.

Trattamento acque effluenti

La raffineria dispone di un impianto di Trattamento Acque Effluenti, denominato "TAE", che riceve tutte le acque di raffineria collettate mediante i seguenti collettori principali:

Collettore Carburanti: comprende gli impianti carburanti, le pensiline di carico, la Centrale Termoelettrica (EniPower), la sala A, la sala K ed il parco serbatoi lato mare e di "Paduletta";

Collettore Lubrificanti: comprende gli impianti lubrificanti con i loro serbatoi di competenza, l'infustaggio oli con i suoi serbatoi;

Collettore TAE: comprende gli impianti di trattamento acque effluenti ed affluenti.

Il TAE tratta inoltre acque proveniente dall'impianto SWS e le acque reflue di produzione "esterna" da STAP e Agip Gas.

L'impianto TAE ha una capacità massima continua di circa 400 m³/h ed è costituito da:

- sezione Fisico-chimica
- sezione biologica
- linea trattamento fanghi.

Per una descrizione dettagliata si rimanda al capitolo 0.

2.4. Suddivisione in fasi del processo

Ai soli fini della descrizione delle attività di raffineria in coerenza con quanto richiesto dalla modulistica APAT per la compilazione della domanda di AIA, il processo svolto presso lo stabilimento è stato schematizzato secondo alcune fasi principali, classificabili anche come macro-fasi, ovvero:

- Fase di Raffinazione;
- Fase di Gestione Utilities;
- Fase di Stoccaggio e Movimentazione;

- Fase di Trattamento Reflui;
- Fase di Gestione Rifiuti.

Fase Raffinazione

La fase di raffinazione comprende i processi di raffinazione che hanno luogo presso lo stabilimento e tutte le attività accessorie a servizio del processo di raffinazione. Dal punto di vista operativo/funzionale, la fase di raffinazione comprende tutti i processi svolti nelle seguenti unità, sinteticamente descritte nel paragrafo successivo:

- Distillazione primaria
- Desolforazione benzine Unifing 1
- Desolforazione benzine Unifing 2
- Reforming Catalitico Platformer
- Isomerizzazione TIP
- Dearomatizzazione DEA
- Desolforazione Gasoli HD2
- Desolforazione Gasoli HD3
- Desolforazione Kerosene HSW
- Desolforazione GPL - Merox
- Stabilizzazione GPL
- Lavaggio amminico e Rigenerazione MEA1- MEA2
- Recupero zolfo - Claus e SCOT
- Strippaggio acque acide - SWS1
- Torcia carburanti

La raffineria di Livorno è inoltre integrata del ciclo di produzione dei lubrificanti che consta dei seguenti impianti:

- Vacuum PS
- Deasphalting PDA
- Estrazione Aromatici con solvente FT1
- Estrazione Aromatici con solvente FT2
- De-Paraffinazione MEK1
- De-Paraffinazione MEK2
- Hydrofinishing HF2
- Hydrofinishing HF3
- Wax Vacuum
- Torcia lubrificanti

Fase Gestione Utilities

I servizi di utilities rappresentano una componente fondamentale a supporto della fase di raffinazione e comprende le seguenti unità:

- Distribuzione aria compressa;

- Distribuzione Fuel Oil e Fuel Gas;
- Distribuzione Hot oil.

Oltre a queste unità la fase utilities prevede anche la distribuzione dell'acqua per lo stabilimento (acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio), il sistema di recupero delle condense ed il sistema di distribuzione dei gas tecnici (principalmente azoto).

Fase Stoccaggio e Movimentazione

La fase di stoccaggio e movimentazione comprende tutte attività di stoccaggio prodotti idrocarburici, semilavorati, materie prime e di altre sostanze necessarie al processo di raffinazione.

Inoltre risultano comprese in questa fase tutte le attività di movimentazione a supporto della raffineria, ovvero via terra (principalmente per i prodotti), via oleodotto (petrolio greggio e prodotti finiti) e via nave (principalmente per le materie prime ed i semilavorati e basi lube).

Fase Trattamento Reflui

La fase di trattamento reflui comprende sia il sistema di raccolta dei reflui prodotti nell'ambito dello stabilimento che i sistemi di trattamento dei reflui prima dello scarico.

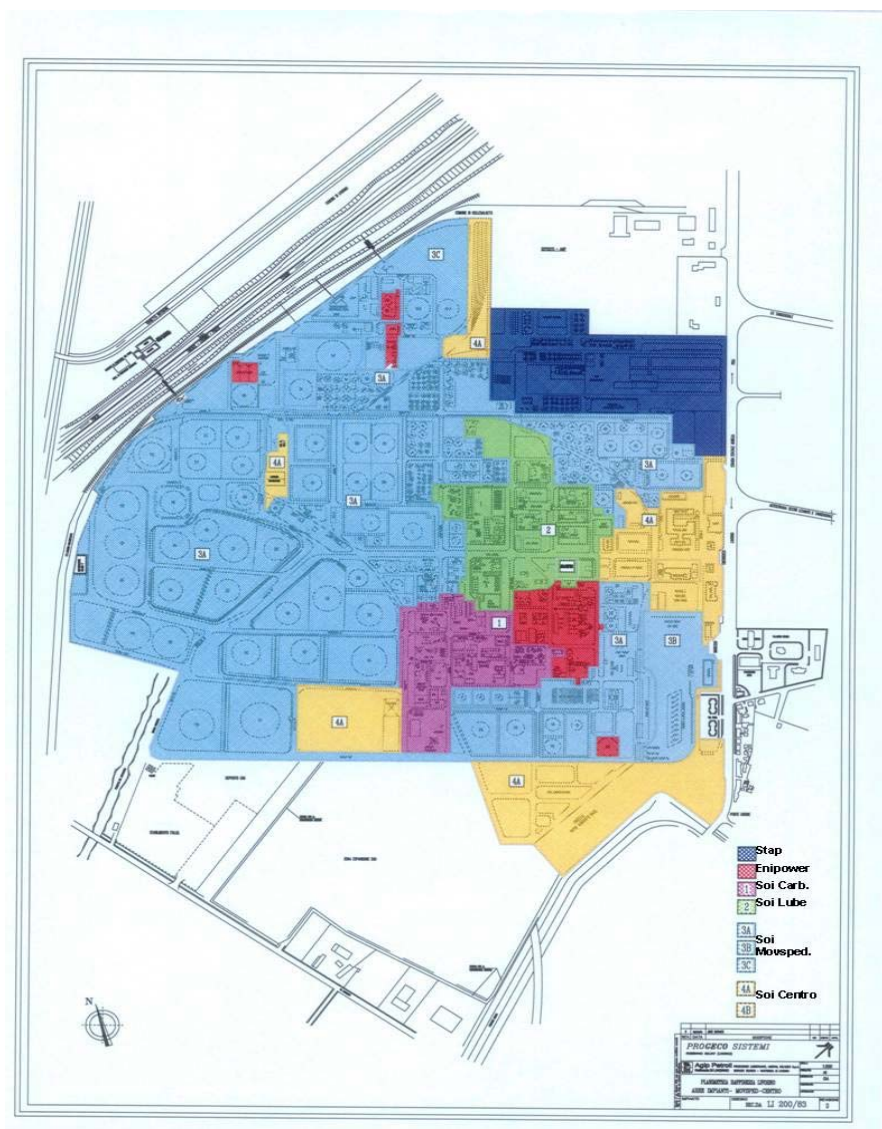
Fase Gestione Rifiuti

La fase di gestione rifiuti comprende tutte le attività di collettamento, deposito temporaneo e avvio a smaltimento dei rifiuti prodotti dallo stabilimento.

2.5. Descrizione sintetica delle unità di raffineria

La raffineria è idealmente suddivisa in unità di raffinazione vere e proprie, in servizi ausiliari ed in impianti ausiliari al processo. Inoltre la raffineria utilizza proprie infrastrutture portuali e di terra per mezzo delle quali il grezzo viene avviato alla lavorazione.

Figura 1: Planimetria della Raffineria



Con riferimento alla planimetria generale sopra riportata si identificano in Raffineria le seguenti Aree:

- Area impianti Carburanti: collocata nella parte sud della Raffineria, raggruppa gli impianti di produzione di GPL, benzina, cherosene e gasolio, oltre alle pensiline di carico dello zolfo liquido;
- Area impianti Lubrificanti: collocata nella parte centrale della Raffineria, raggruppa gli impianti di produzione oli lubrificanti, paraffine e bitumi modificati, oltre alle pensiline di carico dei bitumi modificati;
- Area Servizi: collocata nella parte periferica a nord della Raffineria, raggruppa gli impianti di trattamento dei reflui di Raffineria (TAE), oltre ai serbatoi di

accumulo delle acque fognarie;

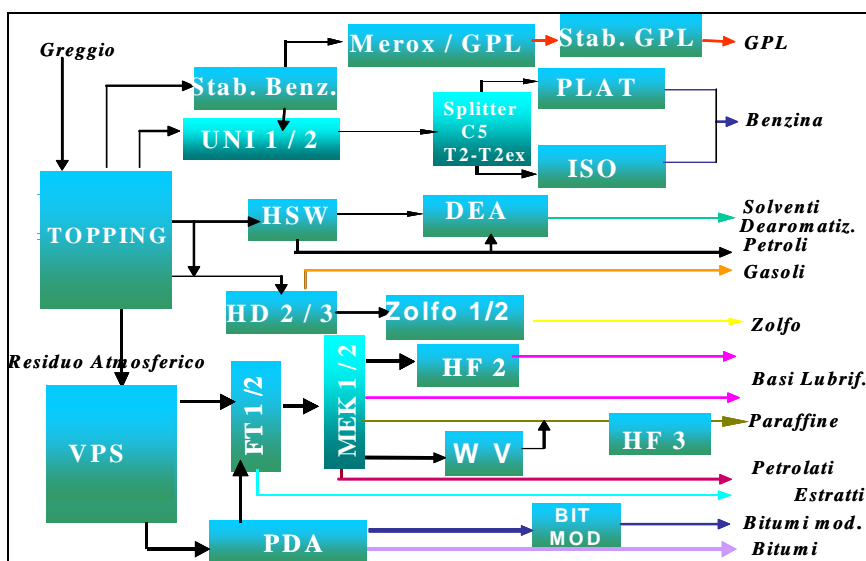
- Area Serbatoi: collocata sostanzialmente nella parte ovest e nord-ovest della Raffineria, raggruppa i serbatoi adibiti allo stoccaggio dei prodotti petroliferi finiti e semilavorati (greggio, benzine, petroli-cherosene, gasoli, oli combustibili, lubrificanti, paraffina, estratti aromatici, bitumi e GPL);
- Area Movimentazione: raggruppa le pensiline di carico dei prodotti carburanti a mezzo autobotti (ATB), collocate nella parte sud-est della Raffineria (in prossimità dell'ingresso principale), e le pensiline di carico ferrocisterne (FFCC), collocate nella parte nord del sito; inoltre, parte dei prodotti sono esitati via mare, attraverso la Darsena Ugione e la Darsena Petroli (esterne al perimetro di Raffineria, ma comprese nel campo di applicazione del SGA e del RAAI), e via oleodotto (di proprietà e gestione PRAOIL).

All'interno del perimetro della Raffineria, infine, risultano localizzati altri stabilimenti, alcuni di essi soggetti alla Direttiva IPPC:

- lo Stabilimento EniPower (CTE e strutture ausiliarie), stabilimento IPPC;
- lo Stabilimento Produzione Lubrificanti (STAP).

La successiva Figura 2 riporta uno schema a blocchi del ciclo produttivo della raffineria.

Figura 2 : Schema a blocchi del ciclo produttivo



La seguente tabella descrive sinteticamente le unità di raffinazione in esercizio presso lo stabilimento della Raffineria di Livorno:

Tabella 2 – Unità di Raffinazione

Impianti di Raffinazione	Descrizione
--------------------------	-------------

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Distillazione Primaria	<ul style="list-style-type: none"> Avviene la distillazione primaria del greggio con produzione di GPL, benzine, kerosene, gasoli e residuo.
Desolforazione GPL - Merox	<ul style="list-style-type: none"> Processo per ridurre il contenuto di zolfo nel GPL.
Isomerizzazione - TIP	<ul style="list-style-type: none"> Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della benzina leggera.
Reforming Catalitico Platformer	<ul style="list-style-type: none"> Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria.
Desolforazione benzine Unifing 1	<ul style="list-style-type: none"> Processo che riduce il contenuto di zolfo delle benzine ottenuti dal petrolio grezzo.
Desolforazione benzine Unifing 2	<ul style="list-style-type: none"> Processo che riduce il contenuto di zolfo delle benzine ottenute dal petrolio grezzo.
Dearomatizzazione DEA	<ul style="list-style-type: none"> Processo che riduce il contenuto di aromatici delle benzine ottenuti dal petrolio grezzo.
Desolforazione Gasoli HD2	<ul style="list-style-type: none"> Processo che riduce il contenuto di zolfo dei gasoli ottenuti dal petrolio grezzo.
Desolforazione Gasoli HD3	<ul style="list-style-type: none"> Processo che riduce il contenuto di zolfo dei gasoli ottenuti dal petrolio grezzo.
Desolforazione Kerosene HSW	<ul style="list-style-type: none"> Processo che riduce il contenuto di zolfo del kerosene ottenuto dal petrolio grezzo.
Stabilizzatrice GPL	<ul style="list-style-type: none"> Riceve i gas provenienti dall'unità Merox, TIP e Plat per il successivo frazionamento in etano, propano e butano.
Vacuum PS	<ul style="list-style-type: none"> Si realizza una distillazione sotto vuoto di parte del residuo del Topping
Deasphalting PDA	<ul style="list-style-type: none"> Processo per la produzione di olio deasfaltato (DAO) con utilizzo di solvente propano
Estrazione Aromatici con solvente FT1	<ul style="list-style-type: none"> Processo per l'eliminazione dei composti aromatici con basso indice di viscosità dalle distillazioni sottovuoto e DAO, per ottenere idrocarburi paraffinici
Estrazione Aromatici con solvente FT2	<ul style="list-style-type: none"> Processo per l'eliminazione dei composti aromatici con basso indice di viscosità dalle distillazioni sottovuoto e DAO, per ottenere idrocarburi paraffinici
De-Paraffinazione MEK1	<ul style="list-style-type: none"> Rimuove le n-paraffine da carica preventivamente De - aromatizzata
De-Paraffinazione MEK2	<ul style="list-style-type: none"> Rimuove le n-paraffine da carica preventivamente De - aromatizzata
Hydrofinishing HF2	<ul style="list-style-type: none"> Processo di idrogenazione che migliora alcune caratteristiche delle basi lubrificanti quali colore e stabilità all'ossidazione
Hydrofinishing HF3	<ul style="list-style-type: none"> Processo di idrogenazione che migliora alcune caratteristiche delle paraffine quali colore e stabilità all'ossidazione
Wax Vacuum	<ul style="list-style-type: none"> Impianto per il frazionamento degli idrocarburi paraffinici per l'eliminazione degli idrocarburi asfaltenici
Lavaggio amminico e Rigenerazione MEA1/MEA2	<ul style="list-style-type: none"> Sistema di lavaggio gas mediante la separazione dell'H₂S e successiva rigenerazione delle ammine ricche ottenute durante il processo
Recupero Zolfo – Claus e SCOT	<ul style="list-style-type: none"> Unità in cui il gas acido (H₂S) è convertito in zolfo liquido.

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Strippaggio Acque Acide – SWS	▪ Unità in cui le acque acide vengono pretrattate per la rimozione di H ₂ S, NH ₃ e idrocarburi con invio gas ad impianto Claus.
Trattamento Acque Reflue	▪ Unità a cui tutte le acque di impianto (acque meteoriche, civili, di processo) affluiscono mediante la rete fognaria e sono trattate prima di essere scaricate a mare.

Oltre agli impianti di processo esistono varie altre unità appartenenti ai Servizi Ausiliari o Utilities di raffineria finalizzati alla produzione e distribuzione di vapore, energia elettrica, acqua refrigerante e industriale, aria compressa, ecc. I servizi ausiliari o utilities principali sono riassunti nella seguente Tabella.

Tabella 3– Principali Impianti Ausiliari di Raffineria

Impianti Ausiliari	Descrizione
--------------------	-------------

Impianti Ausiliari	Descrizione
Blow-down e torcia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La raffineria è dotata di un sistema di blow-down collettato alla torcia carburanti e un sistema di blow-down collettato alla torcia lubrificanti.
Distribuzione aria compressa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essicata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti.
Distribuzione acque industriali e di refrigerazione	<ul style="list-style-type: none"> ▪ L'approvvigionamento e l'utilizzo di risorsa idrica in Raffineria avviene secondo le seguenti modalità: ▪ acqua potabile: fornita, attraverso la rete comunale pubblica dell'Acquedotto, dall'Azienda Servizi Ambientali di Livorno (ASA); ▪ acqua antincendio: prelievo da fonte esterna (Fosso Acque Chiare) esclusivamente in condizioni di emergenza; prelievo di acqua mare in Darsena Petroli e Darsena Ugione; ▪ acqua industriale: fornita da EniPower. L'acqua industriale viene impiegata per raffreddamento impianti, come acqua degasata e demineralizzata e come acqua servizi TAE e acqua darsene.
Impianto di depurazione reflui	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unità in cui viene depurata l'acqua reflua proveniente dai processi produttivi e dalle aree di raffineria attraverso una separazione primaria nelle vasche API separator, un primo processo chimico-fisico ed un successivo processo biologico
Distribuzione olio combustibile e gas combustibile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema di tubazioni, valvole, etc per la distribuzione del gas e dell'olio combustibile.
Distribuzione Hot Oil	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La raffineria impiega un sistema di distribuzione di Hot Oil prodotto dai forni F-1 e F-2. Il circuito serve la maggior parte delle unità del ciclo lubrificanti ed alcune unità carburanti. Inoltre si impiega Hot Oil per il riscaldamento degli stoccaggi Bitume.

2.6. Evoluzione storica della Raffineria

Il primo insediamento della Raffineria di Livorno risale al 1936, per iniziativa dell'A.N.I.C. (Associazione Nazionale Idrogenazione Combustibili), società sorta a compartecipazione statale (Agip, AIPA, F.F.S.S.) e privata (Montecatini) per la progettazione, la costruzione e la gestione di due grandi stabilimenti di lavorazione del greggio a Bari e Livorno, nell'ottica di affrancarsi sempre di più dall'importazione di prodotti petroliferi finiti dal mercato estero.

La Raffineria viene avviata e completata nel 1938-39, con una capacità di lavorazione di 360.000 t/anno di greggio, finalizzata alla produzione di carburanti combustibili (compresi gas liquidi), lubrificanti e paraffine.

A cavallo del secondo conflitto mondiale, nel 1940, le attività di lavorazione calano sensibilmente a causa della chiusura degli Stretti da parte degli Inglesi e del conseguente blocco di importazione del greggio messicano, principale fonte di provenienza della materia prima. La produzione è completamente interrotta nel 1943, a seguito dei frequenti attacchi aerei, che causano danni gravissimi e numerose perdite umane alla Raffineria. Dopo l'8 settembre, la Raffineria semi-distrutta viene occupata dai tedeschi in ritirata, che asportano le strutture rimanenti in Centro Europa, lasciando un sito praticamente inservibile.

Il Comando Alleato, infatti, all'occupazione della Raffineria ricostruisce soltanto una capacità di stoccaggio di circa 90.000 m³ per disporne come proprio deposito di prodotti petroliferi, destinati alla distribuzione anche per usi civili.

Una lenta, ma costante volontà di ripresa coinvolge l'ANIC, divenuta nel 1948 STANIC (a seguito di un accordo con ESSO, Standard Oil), e porta nel 1954 la Raffineria di Livorno a raggiungere una capacità di trattamento di 1,6 milioni di t/anno di greggi, finalizzata alla produzione di carburanti e lubrificanti.

La sempre maggiore richiesta commerciale di prodotti petroliferi, conseguente alla forte espansione del mercato dei consumi, favorisce negli anni '60-'70 una progressiva espansione ed ammodernamento strutturale della Raffineria, che nel 1971 raggiunge una capacità di lavorazione autorizzata pari a 5,2 milioni di t/anno di greggio.

Nel 1982 la quota azionaria e tutte le attività gestionali ed organizzative della ESSO vengono rilevate dall'AgipPetroli, che contribuisce negli anni successivi alla realizzazione di programmi di adeguamento del ciclo produttivo alle esigenze del mercato, con particolare attenzione e sensibilità ai vincoli di carattere ambientali imposti dalla normativa.

In particolare nel 1988, nell'ambito del riassetto complessivo dell'industria di raffinazione, viene costituita la società AgipPlas, destinata ad operare nel campo ad alto valore aggiunto delle "specialties", di cui la Raffineria costituisce il polo produttivo principale per quanto concerne basi lubrificanti e paraffine.

Dal 1994 la Raffineria è parte integrante del comparto industriale dell'AgipPetroli, divenuta dal 1° gennaio 2003 Eni – Divisione Refining & Marketing, conoscendo da allora modifiche impiantistiche ed organizzative che, tuttavia, non ne hanno alterato le caratteristiche del processo produttivo; in particolare dal 31 dicembre 2000, la Centrale TermoElettrica (CTE), operante all'interno del sito, è stata conferita alla Società EniPower (lo Stabilimento EniPower di Livorno è dotato di proprio SGA, Certificato ISO 14001, e non rientra nel campo di applicazione del SGA della Raffineria e, conseguentemente, del presente RAAI).

2.7. Attività di smantellamento/ decommissioning

Il settore della raffinazione è contraddistinto sicuramente da un elevato tasso di ammodernamento degli impianti per mantenere le proprie operazioni competitive ed adeguate al contesto normativo in cui opera.

Pertanto nell'arco degli anni sono state svolte diverse attività di installazione di nuovi impianti, revamping di impianti esistenti, messa fuori servizio e smantellamento di impianti esistenti, come di può intuire dall'analisi dell'evoluzione storica della raffineria.

Nella seguente tabella sono riassunti i piani di smantellamento svolti negli ultimi 15 anni, relativamente alle unità principali.

Tabella 4 – Piani di smantellamento

Anno inizio	Descrizione piano di smantellamento
1998-1999	Sfere 89-90
2001	Sfera 91
2002	Sala pompe C
2002	Impianto Hydrofinishing 1 (HF 1)
2002	Samatec
2003	Etilazione benzina
2005	Impianto Due Stadi
2005	Serbatoio 64

2.8. Modalità di controllo del processo e sistemi di sicurezza

Controllo del processo

La Raffineria di Livorno è dotata di differenti sistemi automatici di controllo, che consentono di monitorare in continuo le attività svolte sugli impianti, nonché provvedere a variare gli assetti produttivi in funzione delle condizioni di processo che si possono verificare.

I principali sistemi utilizzati sono:

- **DCS** - il controllo automatico degli impianti avviene tramite complessi e sofisticati sistemi ad alta affidabilità, chiamati DCS (Distributed Control System), che consentono il monitoraggio ed il controllo continuo di un elevatissimo numero di parametri operativi e la loro visualizzazione sulle Consolle operative in Sala Controllo di Reparto;
- **Controlli Avanzati di Processo (PLC e controlli multivariabile)** - i controlli avanzati consentono un complessivo miglioramento delle prestazioni degli impianti attraverso l'applicazione di particolari tecniche quali l'analisi inferenziale, le reti neurali, i controlli multivariabili ed i sistemi esperti; tali tipologie di controlli sono applicati su molti degli impianti di Raffineria al fine di migliorare la qualità dei prodotti finiti, di ridurre i consumi energetici e di predire parametri operativi altrimenti non misurabili;
- **Gestione Ottimizzata (SIPROD)** - il SIPROD, o Sistema Informativo di Produzione, è un sistema integrato per la raccolta, l'elaborazione e la distribuzione dei dati operativi di Raffineria. I dati, letti automaticamente sui DCS che controllano gli impianti, sono visualizzati su PC tramite un sistema chiamato bCimview. Questo è distribuito nelle Sale Controllo, negli uffici tecnici ed in direzione per consentire l'accesso in tempo reale ai dati; questi sono disponibili in forma grafica e tabellare sia come valori istantanei sia mediati nel tempo. I dati sono infine memorizzati in un sistema chiamato Core System, a

cui ha accesso un elevato numero di utenti per effettuare studi e ricerche. Sulla base dei dati SIPROD, vengono inoltre effettuati automaticamente complessi bilanci sugli impianti di Raffineria nonché la programmazione a breve e medio termine delle attività di produzione.

- **Blending dei prodotti** - la Raffineria dispone di blending per la miscelazione contemporanea in linea di prodotti semilavorati per la produzione di prodotti finiti:

- blender benzine finite;

Il blender è collegato e gestito da un sistema di controllo computerizzato dedicato alla miscelazione dei prodotti, alla gestione degli stoccaggi e dei trasferimenti dei prodotti finiti, utilizzando strumentazione specifica e analizzatori "on line" per il controllo in continuo delle preparazioni.

Sistemi di Gestione Ambientale

La Raffineria di Livorno è dotata di un Sistema di Gestione Ambientale. Obiettivo del Sistema di Gestione Ambientale è assicurare che gli aspetti/effetti ambientali di tutte le attività, i prodotti ed i servizi della Raffineria, siano conformi totalmente con le proprie Politiche/ Programmi ed Obiettivi ambientali, mediante il controllo e la sorveglianza di tutte le operazioni che hanno o possono avere un impatto sull'ambiente.

Il Sistema di Gestione Ambientale della Raffineria è documentato e copre vari aspetti:

- Politica ambientale;
- Analisi Ambientale Iniziale;
- Manuale del Sistema di Gestione Ambientale;
- Procedure Ambientali;
- Identificazione dei possibili aspetti/effetti ambientali derivanti dalle attività industriali del sito in condizioni normali, anomale e di emergenza, e la valutazione della loro significatività;
- Piano di Miglioramento Ambientale, con i relativi Programmi ed Obiettivi;
- Identificazione dei requisiti legislativi ambientali applicabili alle attività di raffineria;
- Organizzazione della raffineria, descrivente i mezzi, le attività, le responsabilità che riguardano la prevenzione, il miglioramento e la protezione ambientale;
- Pianificazione e modalità di controllo operativo e delle attività di monitoraggio e sorveglianza ambientale;
- Pianificazione e registrazione delle non conformità e delle eventuali azioni correttive/ preventive;
- Pianificazione e documentazione riguardante gli audit ambientali e la revisione periodica da parte della Direzione;

3. BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA

Nel presente capitolo sono descritti i bilanci di materia ed energia, relativi all'anno di riferimento (2005), per ognuna delle fasi del processo identificate nell'ambito della domanda, ovvero:

- Fase di Raffinazione;
- Fase di Gestione Utilities;
- Fase di Stoccaggio e Movimentazione;
- Fase di Trattamento Reflui;
- Fase di Gestione Rifiuti;
- Interscambi energia/materia della Raffineria.

3.1. Fase Raffinazione

La fase di raffinazione comprende i processi di raffinazione che hanno luogo presso lo stabilimento e tutte le attività accessorie a servizio del processo di raffinazione. Essa interagisce con le altre fasi individuate con le seguenti modalità:

- **Fase di Stoccaggio e Movimentazione** – scambio materie prime, semilavorati e prodotti;
- **Fase Gestione Utilities** – ricevimento dei servizi di utilities prodotti (combustibili, elettricità, vapore, aria compressa, acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio, condense, gas tecnici, etc.);
- **Fase Trattamento Reflui** – invio, mediante il sistema fognario di raffineria, di tutti i reflui prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di raffinazione) per il trattamento dei reflui mediante l'unità specifica di raffineria prima dello scarico complessivo dei reflui mediante il punto di scarico esistente;
- **Fase Gestione Rifiuti** – comprende le attività di collettamento, deposito temporaneo, e avvio a smaltimento/recupero dei rifiuti prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di raffinazione).

Tabella 5 – Bilancio di materia ed energia fase di Raffinazione

	IN	OUT
Bilancio materie prime/prodotti finiti	Grezzi: 4314610 t Semilavorati: 1035837 t Additivi: 2135 t Combustibili: 186801 t	GPL: 71937 t Benzina aut.: 1107014 t Kerosene: 166430 t Gasolio aut.: 1210293 t Gasolio risc.: 82622 t OC ATZ: 1184929 t OC BTZ: 80247 t Bitumi: 388292 t Tot. basi lubr.: 566442 t Petrolati, Estratti, Soft Wax, Paraffine: 115382 t Zolfo: 17.560 t Combustibili a C.I.: 186801 t Fuel Gas ad EP: 14617 t Altri: 142966 t Perdite: 15434 t
Utilities	Vapore HS: 670460 t Vapore MS: 754561 t Vapore LS: 886321 t Elettricità: 201766452 kWh Acqua Demi: 56624 mc Acqua degasata: 109411 mc Acqua di raffreddamento: 66359690 mc Aria compressa: 42940883 mc	Vapore MS: 288022 Vapore LS: 763978 Recupero condense: 317.414 mc
Emissioni in atmosfera	Nessuno	SO ₂ : 3735 t Nox: 666 t PST: 246 t CO: 207 t CO ₂ : 574105 t VOC: 1036 t
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	<i>Compresi negli scarichi idrici della fase di Trattamento Reflui</i>
Rifiuti	Nessuno	<i>Compresi nella fase Gestione Rifiuti</i>

N.B: Le emissioni in atmosfera, esclusi i VOC, sono comprensive anche della fase Gestione Utilities

3.2. Fase Gestione Utilities

I servizi di utilities rappresentano una componente fondamentale a supporto della fase di raffinazione e comprende le seguenti unità, individuate in precedenza:

- Unità di distribuzione elettricità e vapore;
- Unità di distribuzione aria compressa;
- Unità di distribuzione fuel oil e fuel gas;
- Unità di distribuzione Hot Oil

Oltre a queste unità la fase utilities prevede anche il prelievo e la distribuzione dell'acqua per lo stabilimento (acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio), il sistema di recupero condense ed il sistema di distribuzione dei gas tecnici (principalmente azoto).

La fase di gestione utilities interagisce con le altre fasi individuate con le seguenti modalità:

- **Fase di Raffinazione** – fornitura di tutti i servizi di utilities prodotti nell'ambito di questa fase, principalmente combustibili, elettricità, vapore, aria compressa, acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio, condense, gas tecnici;
- **Fase di Stoccaggio e Movimentazione** – fornitura di tutti i servizi di utilities;
- **Fase Trattamento Reflui** – fornitura di tutti i servizi di utilities ed invio, mediante il sistema fognario di raffineria, di tutti i reflui prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di gestione utilities);
- **Fase Gestione Rifiuti** – comprende le attività di collettamento, deposito temporaneo, e avvio a smaltimento/recupero dei rifiuti prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di gestione utilities).

Tabella 6 – Bilancio di materia ed energia fase di Gestione Utilities

	IN	OUT
Bilancio materie prime/prodotti finiti		
Utilities	Vapore HS: 670460 t Vapore MS: 786861 t Vapore LS: 363943 t Elettricità: 230525440 kWh Acqua Demi: 56624 mc Acqua degasata: 109411 mc Acqua chiarificata: 19846 mc Acqua Raffreddamento: 66418803 mc Aria compressa: 62824188 mc	Vapore HS: 670460 t Vapore MS: 786861 t Vapore LS: 363943 t Elettricità: 225343274 kWh Acqua Demi: 56624 mc Acqua degasata: 109411 mc Acqua chiarificata: 19846 mc Acqua Raffreddamento: 66418803 mc Aria compressa: 61656915 mc
Emissioni in atmosfera	Nessuno	<i>Compresi nelle emissioni della fase di Raffinazione</i>
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	<i>Compresi negli scarichi idrici della fase di Trattamento Reflui</i>
Rifiuti	Nessuno	<i>Compresi nella fase Gestione Rifiuti</i>

3.3. Fase Stoccaggio e Movimentazione

La fase di stoccaggio e movimentazione comprende tutte attività di stoccaggio

prodotti idrocarburici, semilavorati, materie prime e di altre sostanze necessarie al processo di raffinazione.

Inoltre risultano ricomprese in questa fase tutte le attività di movimentazione a supporto della raffineria, ovvero via terra (principalmente per i prodotti) e via nave (principalmente per le materie prime ed i semilavorati).

La fase di stoccaggio e movimentazione interagisce con le altre fasi individuate con le seguenti modalità:

- **Fase di Raffinazione** – garantisce la fornitura e la ricezione di materie prime, semilavorati e prodotti;
- **Fase di Gestione Utilities** – ricevimento di tutti i servizi di utilities necessari al funzionamento;
- **Fase Trattamento Reflui** – invio, mediante il sistema fognario di raffineria, di tutti i reflui prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase stoccaggio e movimentazione);
- **Fase Gestione Rifiuti** – comprende le attività di collettamento, deposito temporaneo e avvio a smaltimento dei rifiuti prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di produzione stoccaggio e movimentazione).

Tabella 7 – Bilancio di materia ed energia fase di Stoccaggio e Movimentazione

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Grezzi: 4314610 t Semilavorati: 1035837 t Additivi: 2135 t	GPL: 71937 t Benzina aut.: 1107014 t Kerosene: 166430 t Gasolio aut.: 1210293 t Gasolio risc.: 82622 t OC ATZ: 1184929 t OC BTZ: 28444 t Bitumi: 388292 t Tot. basi lubr.: 566442 t Petrolati, Estratti, Soft Wax, Paraffine: 115382 t Zolfo: 17.560 t Combustibili C.I.: 186801 t Combustibili a EP: 66420 t Altri: 142966 t
Utilities	Vapore MS: 310380 t Vapore LS: 210799 t Elettricità: 15242253 kWh Acqua di raffreddamento: 59113 mc Aria compressa: 6382309 mc	
Emissioni in atmosfera	Nessuno	VOC: 314 t
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	<i>Compresi negli scarichi idrici della fase di Trattamento Reflui</i>
Rifiuti	Nessuno	<i>Compresi nella fase Gestione Rifiuti</i>

Si osservi che le informazioni quantitative relative allo stoccaggio sono descritte in dettaglio nella *scheda B.13 "Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi"* della domanda.

3.4. Fase Trattamento Reflui

La fase di trattamento reflui comprende sia il sistema di raccolta dei reflui prodotti nell'ambito dello stabilimento che i sistemi di trattamento dei reflui prima dello scarico complessivo dei reflui mediante il punto di scarico esistente.

La presente fase interagisce con le altre fasi individuate in precedenza con le seguenti modalità:

- **Fase di Raffinazione** – ricezione dei reflui prodotti nell'ambito della fase;
- **Fase di Gestione Utilities** – ricezione dei reflui prodotti nell'ambito della fase e delle utilities necessari al funzionamento;
- **Fase Stoccaggio e Movimentazione** – ricezione dei reflui prodotti nell'ambito della fase.

Tabella 8 – Bilancio di materia ed energia fase di Trattamento Reflui

	IN	OUT
Bilancio materie prime/prodotti finiti	Reflui da trattare (da raffineria e terzi): 5589289 mc	Reflui trattati a scarico in acque superficiali: 3226981 mc Reflui trattati a reintegro circuito antincendio: 393501 mc Reflui trattati a reintegro circuito acqua di raffreddamento (EniPower): 1817464 mc
Utilities	Vapore MS: 3943,6 t Vapore LS: 5345,6 t Elettricità: 2270273 kWh Aria compressa: 865717 mc	
Emissioni in atmosfera	Nessuno	VOC: 139 t
Scarichi idrici ed emissioni in acqua		COD: 216,2 t BOD ₅ : 49,7 t HC: 8,4 t Ammoniaca: 4,4 t Azoto nitrico: 6,6 t Azoto nitroso: 0,1 t Fosforo totale: 5,8 t Solidi sospesi: 61,4 t
Rifiuti	Nessuno	<i>Compresi nella fase gestione Rifiuti</i>

Si osservi che le informazioni quantitative relative alla produzione di rifiuti complessiva dello stabilimento sono descritte in dettaglio nelle *schede B.9 "Emissioni in acqua"*.

3.5. Fase Gestione Rifiuti

La fase di gestione rifiuti comprende le attività di collettamento, deposito temporaneo e avvio a smaltimento dei rifiuti prodotti dallo stabilimento.

La presente fase interagisce con le altre fasi individuate in precedenza con le seguenti modalità:

- **Fase di Raffinazione** – ricezione dei rifiuti prodotti nell’ambito della fase;
- **Fase di Gestione Utilities** – ricezione dei rifiuti prodotti nell’ambito della fase;
- **Fase Stoccaggio e Movimentazione** – ricezione dei rifiuti prodotti nell’ambito della fase;
- **Fase Trattamento reflui** – ricezione dei rifiuti prodotti nell’ambito della fase.

Tabella 9 – Bilancio di materia ed energia fase di Gestione Rifiuti

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Rifiuti a smaltimento/recupero: 28392 t	Rifiuti smaltiti/recuperati: 28392 t
Utilities	Nessuno	
Emissioni in atmosfera	Nessuno	
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	
Rifiuti	Nessuno	

Si osservi che le informazioni quantitative relative alla produzione di rifiuti complessiva dello stabilimento sono descritte in dettaglio nella *scheda B.11 "Produzione di rifiuti"* della domanda.

3.6. Interscambi energia/materia della Raffineria

La raffineria nell'ambito del proprio funzionamento interagisce in maniera significativa con impianti operanti nel Distretto di Livorno.

All'interno del perimetro della Raffineria sono presenti le seguenti strutture:

- Stabilimento EniPower, che comprende la Centrale Termo Elettrica (CTE) e le correlate strutture ausiliarie, fino al 2000 gestite direttamente dalla Raffineria;
- Deposito STAP, per lo stoccaggio di oli lubrificanti. Le acque reflue dello stabilimento sono inviate all'impianto di trattamento di raffineria;

Sono collegati alla Raffineria:

- Stabilimento Eni GPL, per l'invio tramite gasdotto, di GPL. Le acque reflue dello stabilimento sono inviate all'impianto di trattamento di raffineria;
- Deposito Toscopetrol, per l'invio tramite bitumedotte, di bitume;
- Deposito Eni di Calenzano (FI), per di prodotti di Raffineria;
- Rete comunale pubblica dell'Acquedotto, dall'Azienda Servizi Ambientali di Livorno (ASA), che fornisce l'acqua potabile;

Nella seguente tabella è illustrato il bilancio di materia ed energia dovuto al contributo descritto in precedenza:

Tabella 10 – Bilancio di materia ed energia per gli interscambi

	IN (dalla raffineria)	OUT (verso la raffineria)
EniPower	Fuel Oil: 50558 t Fuel Gas: 14617 t GPL: 26509 t Recupero condense: 475304 mc Reintegro circuito acqua di raffreddamento: 1817464 mc Acqua potabile: ND Acqua di raffreddamento circolata: 66418803 mc	Elettricità: 230525440 kWh Vapore HS: 670460 t Vapore MS: 786861 t Vapore LS: 363943 t Acqua demi: 56624 mc Acqua degasata: 109411 mc Acqua chiarificata: 19846 mc Acqua di raffreddamento circolata: 66418803 mc Aria compressa: 62824188 mc Acque reflue: 38000 mc (1)
Deposito Eni STAP	Basi lubrificanti: 100488 t Vapore MS: 6006 t Vapore LS: 25455 t Aria compressa: 11868005 mc Elettricità: 6063896 kWh Acqua potabile: ND	Acque reflue: 110000 mc (1) Recupero condense: 15901 mc
Deposito Eni GPL	GPL: 0 t (2)	Acque reflue: 65000 mc (1)
Deposito Costieri D' Alesio	Benzine: 85948 t Gasoli: 92986 t O.C. ATZ: 478285 t O.C. BTZ: 1859 t	
Deposito Eni Calenzano	Benzine: 322794 t JP1-Kero: 96054 t Gasoli: 761986 t	
Deposito Toscopetrol	Bitume: 208992 t	
Impianto di inertizzazione Ecotec interno raffineria	Rifiuti: 6634 t Vengono forniti anche elettricità ed acqua che sono compresi nei consumi dell'impianto di trattamento acque reflue	
Acquedotto ad uso potabile		Acqua potabile: 157222 mc

Note

1 - valori stimati ma non misurati

2 - impianto non attivo nel 2005 per disservizio tumulati GPL

E' opportuno sottolineare che l'interconnessione funzionale tra la Centrale Termoelettrica e la Raffineria è ulteriormente rafforzata dal fatto che per entrambi gli assetti impiantistici è stata richiesta un'unica autorizzazione alla continuazione delle emissioni per impianti esistenti ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs 203/88. Pertanto, fino al rilascio dell' Autorizzazione Integrata Ambientale, la Centrale Termoelettrica e la Raffineria vengono considerati un unico stabilimento a cui applicare i valori limite di emissione complessivi di Bolla per gli impianti esistenti.

4. CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE

4.1. Quadro generale

Consumi di energia ed acqua

La raffineria è un impianto ad alta intensità energetica, che utilizza però principalmente combustibili prodotti internamente dai processi di raffinazione come gas combustibile (fuel gas) e combustibili liquidi (fuel oil).

I combustibili vengono utilizzati per alimentare i forni di raffineria.

Inoltre i fabbisogni energetici della raffineria vengono soddisfatti mediante l'importazione di elettricità grazie al collegamento alla rete di trasmissione nazionale GRTN e mediante l'importazione di vapore e elettricità dalla Centrale EniPower.

La raffineria inoltre impiega quantitativi di acqua potabile prelevata dall'acquedotto comunale.

La raffineria inoltre impiega quantitativi di acqua demi, di raffreddamento e vapore da Enipower.

Emissioni in atmosfera

I forni degli impianti di processo sono le unità di una raffineria dove si originano le maggiori emissioni in atmosfera di CO, NO_x, CO₂, particolato, SO_x. Anche le unità di recupero zolfo e le torce rappresentano una fonte emissiva.

I composti organici volatili (VOC) si originano principalmente dallo stoccaggio, dal caricamento e movimentazione prodotti, dalle operazioni di separazione olio/acqua (presso l'impianto di trattamento reflui) e dalle apparecchiature e componenti (flange, valvole, tenute, drenaggi, etc.).

Altre emissioni in atmosfera comprendono H₂S, NH₃, BTX, CS₂ Mercaptani e Metalli (principalmente Ni e V) presenti nel particolato.

Emissioni in acqua

Le acque di processo, il vapore e le acque di lavaggio che sono state in contatto con i fluidi di processo contengono, oltre ad idrocarburi, anche H₂S e NH₃. Analogamente le acque di raffreddamento, sebbene non siano in contatto con i fluidi di processo, possono contenere inquinanti in basse concentrazioni. Anche le acque meteoriche di dilavamento delle aree produttive possono contenere idrocarburi presenti in superficie; esse devono quindi essere trattate prima dello scarico nei corpi idrici recettori.

Gli inquinanti presenti nelle acque di processo, derivano principalmente dalle sezioni di desalting, di distillazione, dalle unità di desolfurazione e dalle varie unità ausiliarie della raffineria.

In particolare le unità di distillazione principali prevedono uno strippaggio in corrente di vapore con conseguente produzione di acque acide con significanti concentrazioni di ammoniaca, idrogeno solforato ed idrocarburi. Queste acque vengono sottoposte ad un preventivo trattamento di strippaggio SWS prima di essere avviate all'impianto di trattamento acque reflue.

Le acque sono trattate in un impianto di trattamento reflui dedicato prima dello

scarico finale nel corpo idrico recettore.

Produzione di rifiuti

La produzione di rifiuti dello stabilimento è principalmente costituita da fanghi da trattamento di depurazione delle acque, catalizzatori esausti, terreni contaminati, vari rifiuti oleosi e morchie ed infine ridotti quantitativi di rifiuti solidi urbani ed assimilati.

In occasione delle attività di manutenzione e miglioramento delle strutture impiantistiche vengono inoltre prodotti rifiuti da demolizione e rottami metallici.

Inquinamento del suolo e della falda

La peculiarità dei processi di raffineria può essere fonte potenziale di inquinamento a carico della matrice suolo per accidentali sversamenti di prodotti contenenti idrocarburi. Tuttavia sono poste in essere particolari cautele quali il contenimento delle superfici pavimentate ed il collettamento delle stesse al sistema fognario, l'adozione di doppi fondi nei serbatoi di stoccaggio dei prodotti più leggeri (greggi, benzine, gasoli) e la verifica periodica del sistema di monitoraggio della falda mediante freatimetrie e campionamenti delle acque.

Altre problematiche ambientali

Odori e rumori possono costituire in alcune situazioni contingenti delle addizionali problematiche ambientali e per questo viene posta grande attenzione alla progettazione di controllo delle emissioni gassose ed al funzionamento delle torce, dei compressori, degli air cooler e delle turbine a gas e a vapore.

Un ulteriore elemento di possibile criticità potrebbe essere costituito dall'inquinamento luminoso notturno della fiaccola della torcia che tuttavia viene pressoché completamente contenuto mediante la minimizzazione dello scarico dei gas idrocarburi in torcia.

4.2. Caratterizzazione quantitativa delle sostanze inquinanti emesse

Nella seguente tabella sono identificate le sostanze inquinanti¹ che possono generarsi nelle singole fasi produttive nei vari comparti ambientali (emissioni in atmosfera, emissioni in acqua e produzione di rifiuti). Tale caratterizzazione descrive sia le caratteristiche in condizioni di funzionamento normale (ciclo continuo) che le variazioni qualitative di inquinanti che si possono avere in condizioni di funzionamento non standard, ovvero condizioni di avviamento e spegnimento, di upset ed emergenza e di manutenzione².

Per la quantificazione delle emissioni delle sostanze descritte si faccia riferimento al capitolo precedente, che illustra il bilancio di massa per le singole fasi della raffineria.

Tabella 11 – Analisi inquinanti significativi per unità

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
Forni di processo a Fuel Gas	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO e VOC			Normali, avviamento, spegnimento	
	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO e VOC			Upset ed emergenza	
			Materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Forni di processo a Fuel Oil	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO, H ₂ S, NH ₃ , IPA, Metalli e loro composti e VOC			Normali, avviamento, spegnimento	
	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO, H ₂ S, NH ₃ , IPA, Metalli e loro composti e VOC			Upset ed emergenza	
			Materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Unità di distillazione atmosferica	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, Sali clorurati, solfuri e solfati, carbonati, ossidi di ferro, sabbia da Desalter; Reflui contenenti HC, H ₂ S e NH ₃	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS; le acque del separatore testa colonna sono utilizzate come acque di desalting

¹ Per la quantificazione delle emissioni delle sostanze descritte si faccia riferimento al capitolo precedente **Bilancio di materia ed energia**, che illustra il bilancio di massa per le singole fasi della raffineria

² Per una descrizione dettagliata delle condizioni di funzionamento delle singole unità si faccia riferimento al capitolo successivo

4 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown. Per la colonna di distillazione sono collettate all'atmosfera.
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Vacuum PS e Wax Vacuum	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, H ₂ S e NH ₃	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS; le acque del separatore testa colonna sono utilizzate come acque di desalting (Topping)
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown
Unifing 1 e2			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, H ₂ S NH ₃	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS;
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown
HD2 e HD3			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione Catalizzatore esausto inviato a recupero metalli e successivo smaltimento	Manutenzione	
	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, H ₂ S e NH ₃	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS;
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown

4 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione Catalizzatore esausto inviato a recupero metalli e successivo smaltimento	Manutenzione	
HSW	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, H ₂ S e NH ₃	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS;
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione Catalizzatore esausto inviato a recupero metalli e successivo smaltimento	Manutenzione	
Platformer	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti TSS, COD, H ₂ S, Cl, NH ₃ , Mercaptani, Benzene	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
	Potenziale formazione di vapore d'acqua con tracce di HCl in fase di rigenerazione catalizzatore			Rigenerazione catalizzatore	
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione Catalizzatore esausto inviato a recupero metalli e successivo smaltimento	Manutenzione	
Merox	Emissioni di VOC (fuggitive) Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV)	Potenziati rilasci di HC nei reflui di lavaggi e soda esausta dal sistema di lavaggio		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le PSV sono collegate a Blow-down

4 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
TIP	Emissioni di VOC (fuggitive) Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV)			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le PSV sono collegate a Blow-down
			Catalizzatori esausti e resine non rigenerabili; materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Ciclo lubrificanti	Emissioni di SO ₂ , Nox, CO, H ₂ S. Potenziali emissioni fuggitive di H ₂ S e VOC	Presenza di idrocarburi e solventi		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV)				Le PSV prodotti leggeri sono collegate a Blow-down ed per i prodotti pesanti all'atmosfera
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	
Lavaggio amminico e rigenerazione MEA1/MEA2	Emissioni di VOC (fuggitive)	Potenziale presenza di ammina esausta nei reflui dell'unità		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Al fine di massimizzare il recupero ed il riuso dell'ammina, le unità sono dotate di serbatoi di accumulo ammina
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	
Claus e SCOT	Emissioni di SO ₂ , Nox, CO, H ₂ S. Potenziali emissioni fuggitive di H ₂ S e VOC	Reflui provenienti dal trattamento gas di coda	Eventuali sversamenti di zolfo solido durante le operazioni di carico.	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	I reflui sono inviati a trattamento presso le unità SWS
			Catalizzatori esausti. Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	
SWS	Gas acidi (H ₂ S, NH ₃) inviati per trattamento alle unità di recupero zolfo	Reflui contenenti COD, NH ₃ e H ₂ S oltre i valori nominali previsti		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Si consideri che i gas acidi (H ₂ S, NH ₃) sono inviati per trattamento alle unità di recupero zolfo

4 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
TAE	Emissioni di VOC (fuggitive), H ₂ S, NH ₃ , Mercaptani in alcune sezioni dell'impianto	Reflui dal trattamento eseguito presso le varie sezioni dell'unità	Fanghi da depurazione: - da <u>API</u> – fanghi contenenti metalli e oli; - da <u>precipitatori</u> – fanghi contenenti coagulanti chimici e oli; - da <u>flottatori</u> – fanghi contenenti oli; - da <u>biologico</u> – fanghi contenenti metalli, solidi sospesi e oli; Carboni attivi esausti.	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
BD e Torce	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO, tracce di H ₂ S e VOC non combustibili	Dreni di reflui contenenti HC		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	La torcia ha essenzialmente una funzione di organo di sicurezza per le operazioni di raffineria
			Materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Stoccaggio	Emissioni di VOC			Normali	
	Emissioni di VOC		Morchie e fondami	Manutenzione	
Caricamento	Emissioni di VOC	Eventuali sversamenti di HC in fogna		Normali	
			Carboni attivi esausti. Materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	
Sistema raffreddamento	Emissioni di VOC	Reflui contenenti HC		Upset ed emergenza	
			Materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	

5. DESCRIZIONE FUNZIONAMENTO

Le unità principali di raffineria operano con funzionamento continuo (24 ore al giorno, 7 giorni alla settimana) su base annuale.

Il funzionamento caratteristico, continuo, viene alternato con periodi di fermata che possono essere sia programmate che non programmate.

5.1. Descrizione fermate programmate

Le fermate programmate possono riguardare sia specifiche apparecchiature, porzioni di impianto, unità complete o gruppi di unità, ed in alcuni casi anche l'intera raffineria. Le fermate programmate possono avvenire per:

- manutenzione ordinaria;
- manutenzione e verifiche di legge;
- fermata generale di manutenzione;
- pianificazione produttiva.

Nella seguenti figure viene illustrato il piano di fermate per manutenzione previsto per il quadriennio 2006-2009 da parte della raffineria.

Figura 3: Diagramma temporale fermate anno 2006

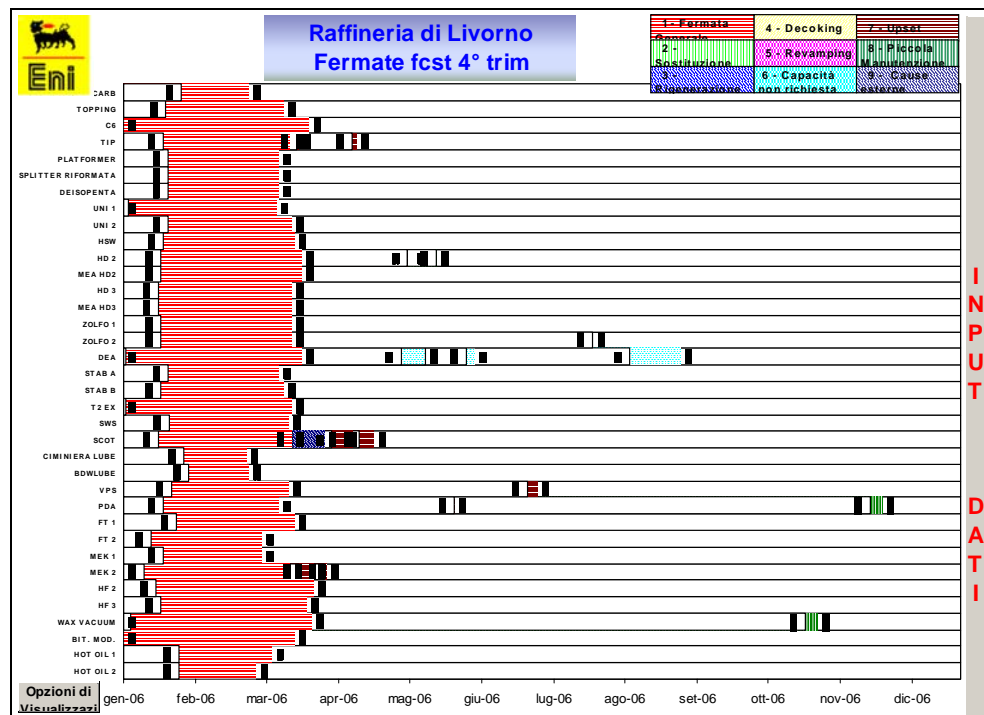


Figura 4: Diagramma temporale fermate anno 2007

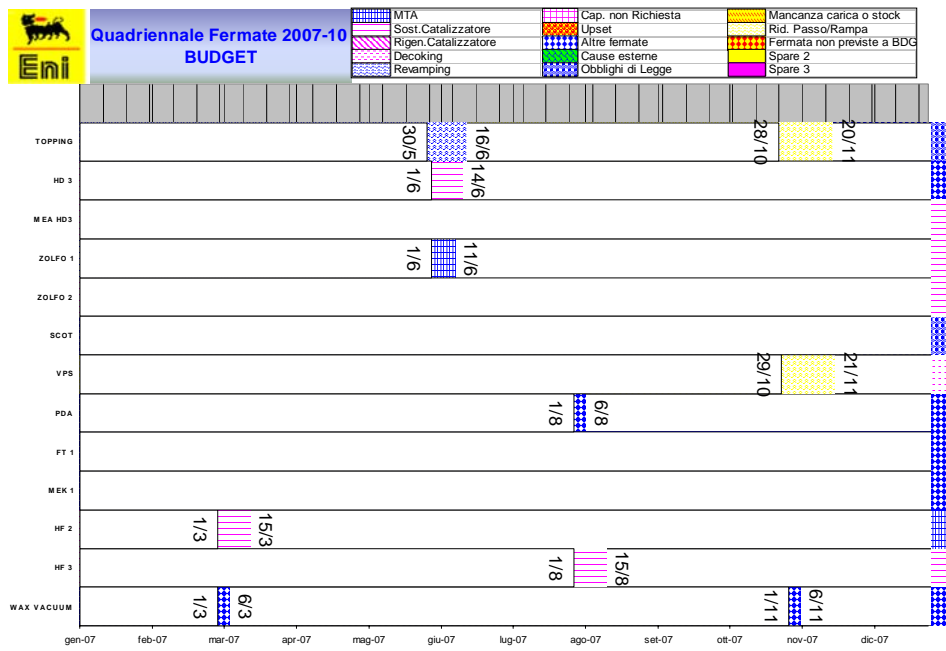


Figura 5: Diagramma temporale fermate anno 2008

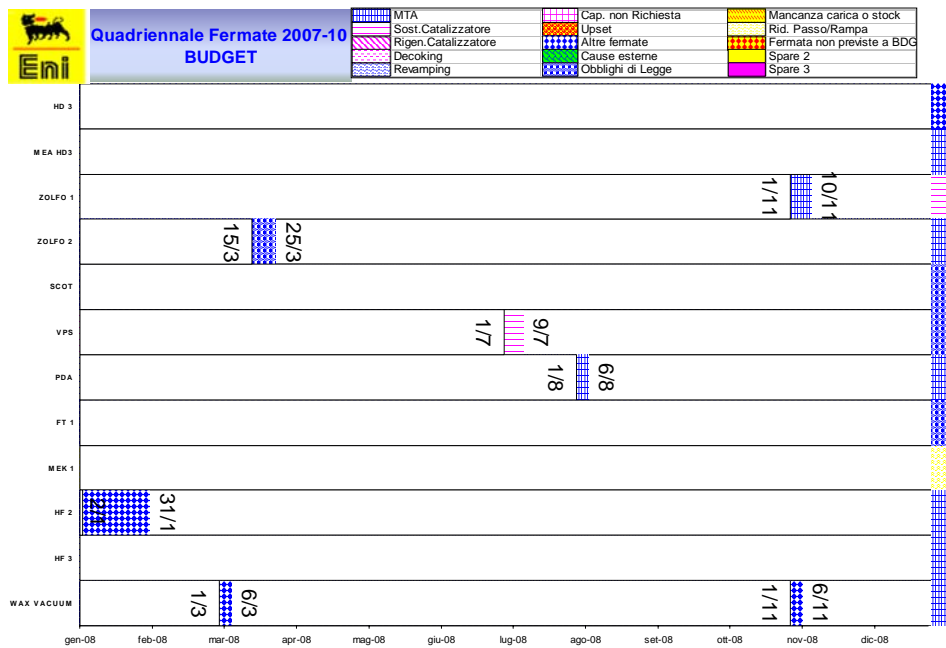
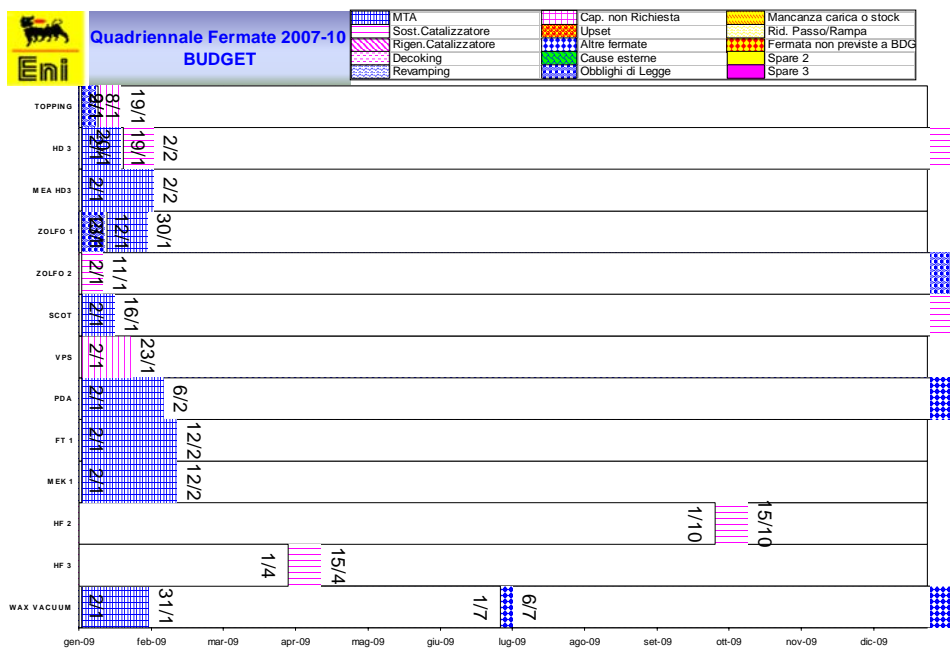


Figura 6: Diagramma temporale fermate anno 2009



Le attività previste durante le fasi di manutenzione dipendono dallo scopo della fermata e dalla tipologia di unità e sono definite da specifiche procedure ed istruzioni operative, che definiscono inoltre le modalità con cui fermare le varie apparecchiature in modo che le operazioni avvengano in condizioni di sicurezza e di controllo dell'eventuale impatto ambientale.

Per quanto riguarda le operazioni di fermata impianti si possono individuare due distinte tipologie:

- **fermata con impianti pronti per ripartenza** – ovvero lasciati in pressione e con i livelli di idrocarburi nelle varie apparecchiature, che accade in concomitanza con interventi di manutenzione su apparecchiature sezionabili rispetto al resto dell'unità e comunque per interventi che non richiedano l'ingresso in apparecchiature, non comportando significativi rilasci verso i circuiti chiusi di recupero (pump-out e blow-down);
- **fermata prolungata per interventi di notevole entità** – per riparazione e manutenzioni in corrispondenza di fermata generale della Raffineria e/o condizioni particolari, che comporta la depressurizzazione e lo svuotamento totale delle apparecchiature verso i circuiti chiusi di recupero pump-out (correnti liquidi) e/o blow-down (correnti gassose);

In generale le attività di manutenzione possono riguardare:

- pulizia forni e bruciatori;
- sostituzione catalizzatori;
- lavaggio scambiatori e linee;
- pulizia colonne;
- sostituzione di apparecchiature e componenti;
- Verifica funzionamento e taratura strumentazione;
- Verifica funzionamento delle sicurezze elementari delle macchine-apparecchiature;
- Verifica funzionamento dei sistemi di messa in sicurezza impianti oltre che eventuali attività di miglioramento delle unità.

Tipicamente le attività di manutenzione vengono affidate in subappalto a ditte esterne le quali sono tuttavia tenute al rispetto delle procedure di Raffineria di Livorno, in particolare per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza e di protezione ambientale. Ogni attività viene comunque supervisionata da uno specifico referente di commessa di Raffineria di Livorno, il quale si occupa di garantire che le attività vengano svolte nel rispetto delle procedure previste.

La Raffineria di Livorno, nell'ambito della propria politica ambientale prevede specifiche procedure per evitare:

- emissioni incontrollate in atmosfera durante le fasi di svuotamento apparecchiature;
- spandimento di idrocarburi sul terreno durante le operazioni di svuotamento delle apparecchiature – oltre al collettamento mediante apposito circuito, generalmente le aree di impianto sono pavimentate, con opportune pendenze, al fine di convogliare gli spandimenti verso i pozzetti del sistema fognario per il recapito al sistema di trattamento reflui;
- sversamento incontrollato di idrocarburi in fogna durante le operazioni di svuotamento delle apparecchiature – qualora presente è previsto il collettamento al sistema di pump-out della raffineria (che recapita in apposito

serbatoio di slop) oppure il collettamento avviene mediante l'allestimento di circuiti dedicati o solamente nell'ultima fase è previsto il collettamento a fogna;

- emissioni di polverino di carbone a seguito di decoking termico – la raffineria predilige il decoking meccanico grazie all'ausilio di pig;
- emissioni acustiche incontrollate.

E' inoltre previsto:

- la gestione di eventuali scarichi gassosi di emergenza o sovrappressione da parte di varie apparecchiature mediante collettamento al circuito di blow down e successiva combustione mediante le torce di stabilimento;
- un collettamento temporaneo al circuito di blow-down durante tali attività;
- classificazione e separazione dei rifiuti al fine di garantire, ove possibile, una raccolta differenziata degli stessi ed avviarli ad un idoneo smaltimento.

Infine alcune unità prevedono fermate specifiche per il ripristino dell'efficienza produttiva mediante la sostituzione del catalizzatore impiegato o rimozione del coke formatosi all'interno dei serpentini dei forni dell'unità. La frequenza di esecuzione delle attività descritte è variabile, generalmente biennale.

5.2. Descrizione caratteristiche avviamento e transitori

Nella seguente tabella sono descritte le caratteristiche di funzionamento e dei transitori (caratteristici di fermate per manutenzione programmata) delle principali unità di raffineria. Sono inoltre descritti gli aspetti ambientali che possono subire variazioni significative rispetto ai parametri ambientali in condizioni operative normali.

Tabella 12 – Caratteristiche funzionamento e transitori per le unità di raffineria

Unità	Funzionamento	Tempo avvio	Tempo arresto	Aspetti ambientali significativi
Distillazione primaria	Continuo	4	5	Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Desolforazione Unifing 1	Continuo	2	2	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Desolforazione Unifing 2	Continuo	2	2	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Desolforazione HD 2 (compreso MEA 1)	Continuo	2	3	Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Desolforazione HD 3 (compreso MEA 2)	Continuo	2	3	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Desolforazione HSW	Continuo	2	2	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Reforming Platformer	Continuo	7	4	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Isomerizzazione TIP	Continuo	3	4	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Merox	Continuo	3	4	Possibili variazioni per scarichi alla torcia

5 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Unità	Funzionamento	Tempo avvio	Tempo arresto	Aspetti significativi ambientali
Dearomatizzazione DEA	Continuo	3	4	Forno Hot Oil: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Vacuum PS	Continuo	5	6	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
Deasphalting PDA	Continuo	6	7	Forno Hot Oil: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Estrazione Aromatici FT1 e FT2	Continuo	6	7	Forni unità e forni circuito Hot Oil: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
De paraffinazione MEK 1 e 2	Continuo	9	10	Forni circuito Hot Oil: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Hydrofinishing HF3	Continuo	5	5	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Wax Vacuum	Continuo	5	5	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
Hydrofinishing HF2	Continuo	5	5	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia

Unità	Funzionamento	Tempo avvio	Tempo arresto	Aspetti significativi ambientali
Sezioni lavaggio amminico	Continuo	2	3	Possibili variazioni per scarichi alla torcia
SWS	Continuo	2	2	Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Claus e SCOT	Continuo	5	4	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni SO ₂) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
TAE	Continuo	NA	NA	

5.3. Descrizione condizioni anomale

Oltre a fermate programmate, sinteticamente descritte in precedenza, il regime di funzionamento tipico delle operazioni di raffineria, continuo, può venir alterato in seguito a:

- Condizioni anomale e di emergenza;
- Fermate per manutenzione straordinaria;
- Marcia in assetto non standard per esigenze contingenti.

In tali eventi non è possibile definire a priori caratteristiche di funzionamento dato che queste dipendono dalle condizioni contingenti in cui le unità potrebbero trovarsi ad operare. Tuttavia anche nei casi sopra descritti, i potenziali impatti ambientali che possono derivare sono legati alle seguenti attività:

- interventi di manutenzione, messa in sicurezza e/o bonifica delle apparecchiature – gli aspetti ambientali rilevanti di tale situazione sono già descritti in precedenza;
- mancanza di alimentazione utilities/servizi ausiliari (energia elettrica, vapore, aria strumenti, acqua di raffreddamento) – la probabilità di accadimento è molto bassa data la diversificazione delle fonti energetiche di vapore ed elettricità e gli aspetti ambientali di tale situazione sono riconducibili al potenziale rilascio di idrocarburi verso la torcia, dovuta all'intervento delle valvole di sicurezza degli impianti;
- avviamento e fermata impianti.

In questo ambito va sottolineato che la Raffineria di Livorno ha promosso costanti sforzi organizzativi e gestionali per la prevenzione dei rischi di incidenti correlati alle proprie attività, raggiungendo rilevanti margini di sicurezza operativa.

Si sottolinea, comunque, che tali situazioni risultano disciplinate da specifiche procedure ed istruzioni operative, con particolare riferimento ai Manuali Operativi degli impianti, finalizzate a garantire che tutte le unità operino in condizioni di sicurezza e che permettano un adeguato controllo dell'eventuale impatto ambientale.

Tabella 13 – Documenti di riferimento per la gestione in condizioni anomale

Codice Documento	Titolo	Rev. N°	Aggiornamento
Vari per ogni impianto	Manuali Operativi di impianto		Minimo ogni 3 anni
Varie per ogni impianto	Procedure Operative		Minimo ogni 3 anni
	Piano di Emergenza Interno	Rev1	Giugno 2006
Varie per ogni impianto	Piano di Emergenza di Impianto	/	Agosto 2006
PAMB 20	Procedure SGA	Ed 05 Rev0	Giugno 2005
	Analisi dei pericoli e valutazione dei rischi di incidente rilevante.		Ottobre 2005

5.4. Sistema blow-down e torce

Le strutture operative della Raffineria che contengono sostanze infiammabili (HC, H₂) o tossiche (H₂S) non risultano essere soggette a rilasci nell'ambiente esterno, sotto forma di liquido e/o di gas, in condizione di normale funzionamento o durante gli avviamenti e le fermate.

Per garantire la massima sicurezza operativa degli impianti, tutti i recipienti che lavorano sotto pressione sono dotati di valvole di scarico automatiche, secondo le norme di legge (valvole di sicurezza, valvole di depressurizzazione rapida, etc.).

Tutti gli scarichi funzionali degli impianti (sia di tipo gassoso che liquido) sono convogliati attraverso i collettori di blow-down al "Sistema Torcia"; tutta la rete è realizzata in pendenza per evitare ristagno di liquido. I collettori di raccolta confluiscono in appositi recipienti (knock-out drum) per la separazione ed il recupero di idrocarburi liquidi (slop). In condizioni anomale per scarichi di sicurezza i gas in surplus attraverso una tenuta idraulica di sicurezza, vengono bruciati in quota attraverso le torce di Raffineria. La presenza ed il funzionamento della torcia costituisce a tutti gli effetti un mezzo per la riduzione degli inquinanti: le reazioni di combustione sono tali da trasformare gli idrocarburi in anidride carbonica ed acqua e da convertire i limitati quantitativi di idrogeno solforato in ossidi di zolfo; il sistema è dimensionato in modo tale da consentire lo scarico contemporaneo e la combustione completa di tutti i vapori e gas provenienti dagli impianti di Raffineria per il caso considerato dimensionante.

La raffineria è dotata di 2 collettori di blowdown, per gli impianti afferenti al ciclo Carburanti e al ciclo Lubrificanti, attraverso i quali sono convogliati i flussi gassosi. Sulle linee sono installati dei separatori dove si ha la separazione degli eventuali liquidi e la condensazione di parte dei vapori scaricati; i gas ed i vapori non condensati vengono inviati direttamente a due torce (tip a circa 120 m di altezza), alla cui base è presente una guardia idraulica per evitare ritorni di fiamma. Ogni fiaccola è dotata di bruciatore pilota sempre accesa in prossimità del terminale di uscita, che garantisce la combustione dei gas scaricati. I bruciatori sono dotati di termocoppia per segnalare mediante allarme l'eventuale mancanza di fiamma.

In merito alla rilevanza ambientale del sistema di blow-down e torcia, si osserva come le quantità di idrocarburi scaricate in torcia non siano quantificabili a priori perché dipendono dalla durata dell'emergenza. La documentazione di supporto (Manuali Operativi) disposta dalla Raffineria in tale ambito risulta, comunque, estremamente dettagliata ed in grado di determinare le caratteristiche dei flussi scaricati in torcia dagli impianti connessi a blow-down (portata, potere calorifico, composizione chimica), dimensionati in caso di mancanza di energia elettrica (condizione di progettazione). Uno strumento di misura della portata e del peso molecolare del gas scaricato è installato sui tratti terminali dei collettori di blowdown carburanti e lubrificanti.

Anche in condizioni anomale di processo, grazie al funzionamento del Sistema blow-bown e della Torcia, risulta contenuta e relativamente sotto controllo l'emissione in atmosfera di sostanze tossiche e/o infiammabili, che si può pertanto circoscrivere solo in corrispondenza di eventi accidentali rilevanti. In particolare, la produzione dei maggiori quantitativi di SO₂ (da combustione di H₂S) è correlata a specifiche condizioni operative.

6. ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI ED INCIDENTI AMBIENTALI

6.1. Analisi fermate non programmate

La raffineria è dotata di un sistema di controllo operativo, regolato da specifiche procedure, che prevede la registrazione di tutti gli eventi in cui avviene una fermata delle varie unità, la durata della fermata e la causa della fermata.

In particolare vengono registrate le fermate classificandole secondo le seguenti categorie:

- fermate per manutenzione programmata di Turnaround (MTA);
- altre fermate per manutenzione programmata sia dovuti all'unità, che indotti da altre unità;
- fermate di esercizio programmate sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate programmate per miglioramento unità a seguito progetti di investimento;
- fermate per upset tecnici sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per upset di esercizio sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per altre cause di esercizio;
- fermate per programmazione operativa;
- fermate per altre cause esterne o per avverse condizioni meteo.

La seguente tabella riassume i dati rilevanti dei blocchi temporanei non programmati occorsi nell'ultimo anno, fornendo anche una descrizione di tali eventi. Con riferimento alla classificazione sopra descritta, sono riportati:

- fermate per upset tecnici sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per upset di esercizio sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per altre cause di esercizio;
- fermate per altre cause esterne o per avverse condizioni meteo.

Tabella 14 – Fermate non programmate per l'anno 2005 in ore

Unità	Upset tecnici	Upset esercizio	Cause esterne Meteo	Descrizione
VPS	204 h	0	0	Fermata impianto per ripristino/sostituzione supporti forno F201 e F202 e ripristino refrattario.
PLAT	135 h	0	0	Blocco per rottura palettatura ultimo stadio della turbina del compressore K52.
PDA	312 h	0	0	Fermata impianto per interventi di modifica assetto piatti RDC.
UNI2	168 h	0	0	Fermata impianto per pulizia treno di scambio E101 e reattore R102 a causa di alto Δp e diminuzione temperatura d'ingresso reattore R102.
ZOLFO 2	140 h	0	0	Fermata impianto per foratura del tubo focolare dell'F231.
WAX VACUUM	168 h	0	0	Impianto fermo per impaccamento linea di smaltimento prodotto dal V1104.

I tempi riportati nella tabella sono comprensivi delle attività di manutenzione necessarie per il ripristino del funzionamento.

6.2. Analisi della gestione dei malfunzionamenti

Come già descritto in precedenza la raffineria è dotata di un sistema di gestione per la sicurezza (SGS) e per l'ambiente (SGA). Nell'ambito dei sistemi sono formalizzate delle specifiche procedure per la registrazione e l'analisi di eventuali malfunzionamenti della raffineria che possono comportare delle ripercussioni sulla sicurezza degli operatori e/o impatti sull'ambiente.

La raffineria, in base alla procedura di cui sopra, per ogni malfunzionamento significativo, svolge un'analisi del malfunzionamento al fine di indentificare eventuali azioni correttive.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi dei malfunzionamenti occorsi nel 2005.

Tabella 15 – Analisi malfunzionamenti significativi ed incidenti ambientali

Data	Impianto	Breve descrizione	Causa del disservizio	Effetto	Azioni immediate	Azione correttiva
13-06-2005	D2 Topping	Formazione di carbone	Intasamento testina bruciatore	Fuoriuscita olio combustibile con incendio	Intercettata linea e messa in sicurezza del sistema	Modifica canalizzazione aria per evitare il ripetersi del fenomeno.
14-11-2005	Darsena Petroli percorso oleodotti Cameretta n° 15 Oleodotto Benzine	Trafilamento di benzina	Apertura dolosa dreno spurgo per tentativo di furto prodotto	Sviluppo vapori di benzina	Intercettata linea e messa in sicurezza del sistema	Intensificazione dei controlli con intensificazione ed incremento delle attività di security già esistenti

7. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ

7.1. Unità Distillazione primaria

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1981
Capacità di trattamento: 13.850 t/d di greggio

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di Distillazione Atmosferica esplica la funzione di frazionare il greggio, separando i distillati leggeri e medi dal residuo, ed ha una capacità di lavorazione pari a 13.850 t/d di greggio. L'unità prevede le sezioni di desalting, preflash, distillazione atmosferica e stabilizzazione benzine.

La carica, dopo un primo treno di preriscaldamento perviene al desalter. Il desalter è di tipo elettrostatico monostadio ed utilizza una quota parte delle acque scaricate dall'unità SWS. La carica prosegue il suo treno di preriscaldamento e viene successivamente alimentata alla colonna di preflash C-101 dove si separa parte dei vapori (inviati direttamente in colonna di distillazione) dalla carica liquida che subisce un ulteriore riscaldamento nel forno F-2 prima di pervenire alla colonna di distillazione atmosferica C-1.

La colonna prevede 4 tagli laterali (BAP, KERO, GAL e GAP). Attualmente vengono utilizzati solamente i due tagli intermedi che, previo strippaggio con vapore, vengono inviati ai successivi processi di miglioramento qualitativo (upgrading). Il residuo di fondo colonna, prima di essere alimentato alla colonna Vacuum o inviato a stoccaggio, viene utilizzato nel treno di preriscaldamento carica e per ribollire la colonna di stabilizzazione delle benzine C-4.

La frazione di testa della colonna di distillazione atmosferica, mediante due vapor line, viene raffreddata con air cooler e trim cooler e successivamente raccolta in un accumulatore. Nell'accumulatore viene separata la fase gassosa, inviata ai compressori di recontacting, per essere ricontattata con la fase liquida proveniente dall'accumulatore o inviata direttamente in colonna C1, dalla fase liquida che, una volta ricontattata viene inviata in parte alla preflash, alla colonna di distillazione primaria ed in parte alla sezione di stabilizzazione benzine.

La sezione di stabilizzazione benzine è costituita essenzialmente dalla colonna C-4 e tratta la benzina dal circuito di testa (BAL) della colonna atmosferica per separare il fondo, inviato a stoccaggio, dalla testa che, grazie ad un sistema di riflusso a sua volta separa GPL, inviato all'unità Merox, da FG che viene inviato alla sezione di lavaggio amminico o, in casi particolari alla rete FG di raffineria.

Il camino 1 dei forni del Topping è unico e convoglia anche i fumi dell'unità HD3.

Principali interventi di modifica

1980 Installazione sezione di Desalting
1989 Installazione sezione di Preflash
1995 Revamping del forno F-2 con inserimento sistema ad aria forzata ed aumento numeri bruciatori; dismissione del preesistente forno F-1
2006 Revamping per capacità massima 700 m3/h con modifiche interni colonna, nuovi scambiatori e potenziamento F2 con nuova sezione convettiva

7.2. Unità di Desolforazione benzine Unifining 1

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1971
Capacità di trattamento: 1741 t/d di greggio

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità Unifining 1 ha lo scopo di ridurre il contenuto di composti solforati nelle benzine che vengono rimossi sotto forma di idrogeno solforato formatosi per azione catalitica nel reattore in ambiente ricco di idrogeno, in pressione ($\approx 35 \text{ Kg/m}^2$) e ad elevata temperatura. La capacità dell'unità Unifining 1 è di 1741 t/d.

La carica in ingresso all'unità viene miscelata con H₂ di make-up dalla rete. La carica combinata viene preriscaldata con effluente reattore e quindi riscaldata nel forno F-1 prima di essere inviata al reattore R-1 (operante a 35 kg/m²).

L'effluente reattore viene raffreddato ed inviato al separatore V-103 in cui si separa la fase gassosa, inviata in rete H₂. Il prodotto liquido dal separatore viene invece inviato allo stripper C-1 previo riscaldamento con l'effluente stripper.

La colonna C-1 è ribollita sul fondo grazie alle sezioni convettive dei forni F-51 e F-52 del Platforming mentre il forno F-2, dedicato all'unità, è esercito secondo necessità. La fase gassosa dallo stripper viene accumulata in V-2 per il riflusso di testa e la fase gassosa viene inviata al trattamento di lavaggio amminico presso l'unità MEA 1. La fase liquida in uscita dallo stripper, dopo il treno di scambio, viene inviata all'accumulatore V-101 di carica alle colonne C-5, T-2 T-2 EX o destinata a stoccaggio.

Il camino 4 dei forni dell'unità Unifining 1 è unico, centralizzato e convoglia anche i fumi delle unità Platforming, HD2, HSW ed SRU.

Principali interventi di modifica

A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi.

7.3. Unità di Desolforazione benzine Unifining 2

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1971
Capacità di trattamento: 900 t/d di benzina prodotta

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità Unifining 2 ha lo scopo di ridurre il contenuto di composti solforati nelle benzine che vengono rimossi sotto forma di idrogeno solforato formatosi per azione catalitica nel reattore in ambiente ricco di idrogeno, in pressione ($\approx 35 \text{ Kg/m}^2$) e ad elevata temperatura. La capacità dell'unità Unifining 2 è di 900 t/d di benzina prodotta in raffineria o importata da esterno.

La carica in ingresso viene miscelata con H₂ di make-up dalla rete. La carica combinata viene preriscaldata con effluente reattore, attraversa il primo reattore R102 e quindi viene riscaldata nel forno F-101 prima di essere inviata al secondo reattore R-101 (operante a 35 kg/m²).

L'effluente reattore viene raffreddato nei treni di preriscaldamento carica ed inviato al separatore V-103 in cui si separa la fase gassosa, inviata in rete H₂. Il prodotto liquido dal separatore viene invece inviato allo stripper C-104 previo riscaldamento con l'effluente stripper.

La colonna C-104 è ribollita sul fondo grazie al forno F-102. La fase gassosa dallo stripper viene raffreddata ed accumulata in V-105 per il riflusso di testa e la fase gassosa viene inviata al trattamento di lavaggio amminico presso l'unità MEA 1. La fase liquida in uscita dallo stripper, dopo il treno di scambio, viene inviata all'accumulatore V-101 di carica alle colonne C-5, T-2 T-2 EX o destinata a stoccaggio. Il camino 5 dei forni dell'unità Unifining 2 è unico, centralizzato e convoglia anche i fumi dell'unità TIP.

Principali interventi di modifica

2000 Rifacimento platea e muffole bruciatori per forno F-101
2002 Revamping forno F-101 con sostituzione convettiva.
2004 Inserimento di un reattore di idrogenazione a bassa T per l'eliminazione di composti ossigenati e olefine a metà del treno di scambio della carica, prima dell'ingresso al forno R101.

7.4. Unità di Reforming Catalitico Platformer

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1970

Capacità di trattamento: 1.800 t/giorno di benzina pesante

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di Reforming Catalitico ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante. La sezione di Reforming produce addizionalmente Idrogeno utilizzata poi in diversi processi catalitici di raffineria.

La carica alla sezione di Platforming viene ottenuta grazie ad un sistema di colonne di frazionamento aventi carica dalle unità Unifining 1 e Unifining 2, tramite il serbatoio polmone V-101. La benzina unificata può essere inviata alle colonne C-5, T-2 e T-2 EX. La benzina leggera ottenuta nelle teste colonne viene inviata all'unità di Isomerizzazione TIP mentre la benzina pesante di fondo colonne viene inviata all'unità di Reforming PLAT. Inoltre la colonna T-2 EX predispone la carica all'unità di Dearomatizzazione DEA. La carica al PLAT è costituita anche dal taglio di testa della colonna C-6 che tratta Kerosene desolfurato dall'unità HSW e fraziona in benzina pesante, carica al PLAT, benzina BAP venduta tal quale e Kero-Lamium, che una volta dearomatizzato all'unità DEA, viene venduto come fluido lubrificante per applicazioni speciali.

L'unità ha una capacità di trattamento di 1800 t/d di benzina pesante, proveniente sia da Topping 1 che da stoccaggio ed è composto dalle seguenti sezioni:

- Sezione di Reforming;
- Sezione di Recontacting;
- Sezione di Stabilizzazione;
- Sezione di Rigenerazione catalizzatore;

La benzina pesante, proveniente dall'accumulatore V-150, viene miscelata con gas di riciclo compresso attraverso il compressore K-52 e quindi inviata allo scambiatore PackInox carica/effluente. In seguito la carica viene inviata nei tre reattori in serie (R-51, R-52, R-53) preventivamente riscaldata da altrettanti forni (F-51, F-3, F-52). La reazione avviene su un catalizzatore Pt/Re che viene rigenerato in continuo (processo CCR).

L'effluente del reattore finale perviene al separatore V-3 dove la miscela idrocarburica liquida viene separata dal gas ricco in H₂, che a sua volta è riciclato parte in alimentazione del compressore K-52 e in parte inviata alla sezione di Recontacting o, in casi particolari, sfiorato in rete fuel gas. L'effluente liquido da V-3 viene inviato alla sezione di Recontacting, costituita dai separatori V-51 e V-52, in cui avviene il ricontatto con la frazione gassosa separata in V-3 e ricompressa mediante K-51 (compressore a tre stadi). Dalla sezione si ottiene come fase gassosa una corrente di Idrogeno (puro al 70-80%) immessa in rete gas di trattamento e la miscela liquida che viene inviata alla sezione di stabilizzazione (colonna T-102).

La colonna T-102, ribollita mediante il forno F-101, separa la benzina platformata destinata a stoccaggio, dalla frazione gassosa raccolta nell'accumulatore di testa D-102 per il riflusso della colonna, preventivamente trattata con guardia al cloro. Il gas ottenuto in testa a D-102 viene inviato alla rete FG della raffineria mentre il fondo, costituito da GPL, viene inviato a stoccaggio o riflussato. Il fondo della colonna costituito da benzina riformata viene invece inviato a stoccaggio oppure in carica alla colonna T103 per il controllo del contenuto di aromatici.

L'unità comprende inoltre una sezione di rigenerazione del catalizzatore dove il catalizzatore viene rigenerato in continuo per combustione del coke depositato.

Il camino 4 dei forni dell'unità PLAT è unico, centralizzato e convoglia anche i fumi delle unità Unifining 1, HD2, HSW e SRU.

Principali interventi di modifica

1995 Inserimento scambiatori ad alta efficienza tra effluente reattore e carica combinata del tipo Packinox per l'incremento della capacità impianto

7.5. Unità di Dearomatizzazione DEA

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1990

Capacità di trattamento: 260 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di Dearomatizzazione DEA ha lo scopo di migliorare la qualità di alcuni prodotti (Virgin Naphta da T-2 EX, Benzina pesante da C6 e kerosene da C6). L'impianto ha una capacità di trattamento variabile da 200 a 260 t/d in funzione del tipo di carica e lavora a batch.

La carica, preriscaldata con effluente reattore e tramite il circuito Hot Oil, viene miscelata con Idrogeno di make-up prelevato dalla rete Idrogeno di raffineria, a sua volta preriscaldata. La miscela combinata perviene al reattore R1 caricato con catalizzatore al Ni. L'effluente, previo raffreddamento, viene inviato a due separatori in serie operanti ad alta e bassa temperatura rispettivamente (LC-105 e LC-106), dove la frazione gassosa ricca in idrogeno, successivamente immessa in rete idrogeno, viene separata dalla miscela liquida idrocarburica in parte ricircolata al reattore ed in parte inviata allo stripper C-11.

La colonna C-11 è ribollita grazie al circuito Hot Oil e consente di separare in testa, mediante il circuito di riflusso con raffreddatori e l'accumulatore V-14, la frazione gassosa, immessa in rete FG, la benzina leggera, separata nell'accumulatore V-14, inviata all'unità di isomerizzazione TIP o Topping per rilavorazione e la frazione liquida ottenuta dal fondo stripper che costituisce il prodotto dearomatizzato invitato allo stoccaggio.

Si osservi che attualmente, nelle marce a kerosene, la pressione operativa di V-14 non consente di poter inviare il FG prodotto in rete e che pertanto viene compresso con apparecchiatura dedicata.

Principali interventi di modifica

2006 Installazione di un compressore per inviare il gas alla rete FG nella marcia a kero.

7.6. Unità di Desolforazione Gasoli HD 2

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1981
Capacità di trattamento: 1220 t/d di gasolio e kerosene

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto HD 2 ha lo scopo di ridurre il contenuto di composti solforati nei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene rimosso sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (≈ 30 Kg/m²) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatori al CoMo e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 350 ppm e fino a 10 ppm. L'impianto ha una capacità di trattamento di circa 1220 t/d di gasolio e kerosene proveniente dal Topping e da stoccaggi.

La carica viene preventivamente miscelata con idrogeno di make-up (proveniente dalla rete) e gas di riciclo (compressore mediante i compressori K-1A o K-1B). Quindi la carica viene preriscaldata con l'effluente reattore e successivamente perviene al forno F-1 prima del reattore R-1/R-2 (due Rx in serie) in cui avviene la reazione. Il prodotto, dopo scambio termico carica/effluente e raffreddamento, viene inviato al separatore caldo V-1 e la frazione gassosa separata, ulteriormente raffreddata, perviene al separatore freddo V-2 che a sua volta separa la frazione gassosa ricca in Idrogeno e costituente il gas di riciclo, inviata a lavaggio amminico nella colonna V-10/C-2, prima del riciclo o dell'eventuale immissione in rete Idrogeno. L'ammina viene distribuita dall'unità MEA 1 e viene rigenerata presso la stessa unità.

Le frazioni liquide separate sul fondo dei due separatori V-1 e V-2 vengono inviate alla colonna di strippaggio C-1 in cui avviene lo strippaggio del prodotto grazie all'immissione di vapore surriscaldato nel forno F-1 dell'unità stessa; la colonna è servita da un circuito di testa costituito dall'accumulatore V-4 e separa una frazione gassosa, inviata a lavaggio amminico presso l'unità MEA 1, una frazione liquida da V-4, inviata al Topping, e il prodotto di fondo, desolforata, inviato a stoccaggio previo filtro coalescer.

Il camino 4 dei forni dell'unità HD 2 è unico e convoglia anche i fumi dei forni delle unità Platforming, Unifining 1, HSW e SRU.

Principali interventi di modifica

2004 Revamping complessivo unità per specifiche 10 ppm con:-
 - Inserimento di un secondo reattore in serie a quello già esistente e aumento pressione operativa
 - Revamping forno con inserimento di un soffiatore di fuliggine e analizzatori di ossigeno;
 - Sostituzione del filtro coalescer con colonna dryer di essiccazione con eiettori per operare in sottovuoto;

7.7. Unità di Desolforazione Gasoli HD 3

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1986
Capacità di trattamento: 2500 t/d di gasolio

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto HD 3 ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal frazionamento del Topping: i composti solforati vengono rimossi sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione ($\approx 68 \text{ kg/m}^2$) e ad elevata temperatura. Il processo prevede l'impiego di catalizzatori CoMo e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto di 10 ppm. L'impianto ha una capacità di trattamento di circa 2500 t/d di gasolio proveniente da Topping e da Vacuum, semilavorati LCO ed estratti aromatici. La carica, splittata in due linee fra loro in parallelo, viene miscelata con Idrogeno di riciclo (compressore mediante K-502/A/B) e di make-up da rete (compressore mediante K-501/A/B) e preriscaldata prima mediante scambiatori di calore e in seguito nel forno F-501. La carica perviene quindi ai due reattori in parallelo R-502 e R-551 (operanti a 68 kg/m^2) a doppio letto con quench intermedio con idrogeno. L'effluente, dopo scambio termico con carica reattori e carica strippers e raffreddamento, perviene al separatore ad AP V-503 che separa i gas dalla frazione liquida. La frazione gassosa, ricca in Idrogeno, è inviata al lavaggio amminico AP (colonna C-502) prima dell'invio al compressore dei gas di riciclo, o immesso direttamente in rete idrogeno. Il prodotto liquido da V-503 viene invece inviato al separatore a BP V-504 che separa a sua volta una fase gassosa, inviata a lavaggio amminico BP (colonna C-503) e quindi immessa in rete FG, dalla frazione liquida inviata al trattamento di strippaggio (colonna C-501) previo treno di scambio termico carica/effluente colonna.

Lo stripper, operante con vapore MP, è servito da un circuito di testa costituito dall'accumulatore V-506 che separa una frazione gassosa e una frazione liquida, inviate ad una sezione di recontacting e il prodotto di fondo, gasolio desolforato, inviato ad un circuito di essiccazione a vuoto con eiettori a vapore (2 stadi) e quindi a stoccaggio.

Il recontacting tra la fase gassosa e liquida dal separatore V-506 permette di ottenere una fase gassosa, a lavaggio amminico presso C-503, e naphtha, inviata invece a stoccaggio o a slop. Presso l'unità è inoltre operativa la colonna C-221 di rigenerazione dell'ammina ricca dalle colonne di lavaggio C-502 e C-503, ribollita con vapore MP sul fondo e che invia l'H₂S ottenuta alle unità di recupero zolfo. Il camino 1 dei forni dell'unità HD 3 è unico e convoglia anche i fumi dei forni dell'unità Topping.

Principali interventi di modifica

1997 Istallazione secondo reattore operante in parallelo con il primo reattore.

7.8. Unità di Desolforazione Kerosene HSW

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1971
Capacità di trattamento: 1140 t/d di kerosene

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto Hydrosweeting ha lo scopo di ridurre il contenuto di composti solforati del kerosene che vengono rimossi sotto forma di idrogeno solforato, formatosi nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione ($\approx 20 \text{ Kg/m}^2$) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatore CoMo e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto di 1 ppm.

L'impianto ha una capacità di trattamento di circa 1140 t/d di kerosene proveniente da Topping o da stoccaggio.

La carica, dopo un treno di preriscaldamento con l'effluente reattore, viene miscelata con idrogeno di make-up dalla rete idrogeno. La carica combinata viene immessa nel forno F-1 in due rami paralleli e successivamente alimentata nel reattore catalitico R-1. L'effluente reattore, dopo scambio termico con la carica, viene raccolto nel separatore caldo D-1 dove si separa una fase gassosa, raffreddata ed inviata al separatore freddo D-2, e una fase liquida. La fase gassosa separata in D-2 è inviata a lavaggio amminico presso l'unità MEA 1 mentre il kerosene liquido ottenuto sul fondo di entrambi i separatori viene inviato alla colonna di stripping.

Lo stripper C-1, operante con vapore MP, è servito da un circuito di testa costituito dall'accumulatore D-3 che separa una frazione gassosa, immessa in rete FG, una frazione liquida, parte reflussata in colonna e parte inviata a stoccaggio e il prodotto di fondo, kerosene desolforato, inviato a stoccaggio o alla colonna C-6 per ulteriore lavorazione pro solventi. Il camino 4 dei forni dell'unità HSW è unico e convoglia anche i fumi dei forni delle unità Platforming, Unifining 1, HD 2 e SRU.

Principali interventi di modifica

2001 Sostituzione bruciatori FG ed installazione bruciatori Low NOx

7.9. Unità Merox

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1967
Capacità di trattamento: 160 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità MEROX ha lo scopo di rimuovere i composti solforati (mercaptani e H₂S) dal GPL ottenuto in testa alla colonna di stabilizzazione delle benzine (colonna C-4) dell'unità Topping. La carica di GPL viene preventivamente sottoposta ad un trattamento di lavaggio amminico nella colonna V-406 e quindi alimentato al separatore V-407 per eliminare eventuali trasporti di MDEA. L'ammina ricca viene inviata a rigenerazione presso l'unità MEA 1. Il GPL ottenuto in testa perviene a due vessel per un prelavaggio con soda (V-401A e V-401B) essendo fatto gorgogliare in una soluzione acquosa di soda caustica. Successivamente il GPL è alimentata alla colonna V-402 per il lavaggio con soda al fine di rimuovere i mercaptani. Il GPL prima dell'invio alla sezione di stabilizzazione GPL viene inviato in due filtri a sabbia per eliminare trascinalenti di soda (V-403 e V-410). La rigenerazione della soda alimentata alla colonna V-402 avviene per ossidazione dei mercaptani a disolfuri e successiva rimozione nel separatore V-113 con invio dei disolfuri a slop e riciclo della soda rigenerata alla colonna V-402.

Principali interventi di modifica

1980 Variato assetto operativo con la sola possibilità di trattamento GPL.

7.10. Unità di Stabilizzazione GPL

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1993
Potenzialità: 260 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di Stabilizzazione GPL riceve i gas provenienti dall'unità MEROX, TIP e Plat per il successivo frazionamento in etano, propano e butano.

La corrente in carica viene distribuita dal polmone di accumulo V-1 e quindi, previo preriscaldamento, alla colonna De-Etanizzatrice C-1, ribollita a vapore MP. La colonna è servita da un circuito di testa costituito dall'accumulatore V-2 che permette di separare etano, inviato a rete FG, dal prodotto di fondo colonna che viene inviato alla successiva colonna De-Propanizzatrice C-2, anch'essa ribollita a vapore MP.

La colonna C-2 è servita da un circuito di testa costituito dall'accumulatore V-3 che permette di separare propano, inviato a stoccaggio separato, dal prodotto di fondo colonna, butano, inviato a stoccaggio dopo raffreddamento.

Principali interventi di modifica

Dalla costruzione non sono stati eseguiti significativi revamping

7.11. Unità Lavaggio Amminico e Rigenerazione MEA 1

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: MEA 1: 1972
Potenzialità: 630 t /d di gas

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità MEA 1 tratta i gas combustibili provenienti dalle unità Unifining 1 (testa stripper), unità Unifining 2 (testa stripper), HSW (separatori D-2 e D-3), HD 2 (separatore V-4) mediante lavaggio amminico nella colonna C-201. La fase gassosa viene poi immessa nella rete FG di raffineria.

L'ammina ricca in uscita dalla colonna viene inviata a rigenerare nella colonna rigeneratrice C-202, unitamente all'ammina ricca proveniente da HD 2 (colonna C-2) e MEROX (colonna V-406). La colonna è ribollita a vapore e separa la fase gassosa, ricca in H₂S, inviata a trattamento presso le unità di recupero zolfo. L'ammina povera prima di essere nuovamente distribuita viene filtrata grazie ai filtri PK-1 e PK-2 (filtri a carboni attivi e filtri a cartucce filtranti).

Principali interventi di modifica

2006 Inserito polmone Flash-drum V151 dell'ammina ricca.

7.12. Unità Lavaggio Amminico e Rigenerazione MEA 2

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: MEA 2:1986

Potenzialità: 320 t/d gas

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità MEA 2 tratta il gas ricco di H₂ e il gas combustibile provenienti dall'unità HD 3 mediante lavaggio amminico nella colonna C-502, la cui fase gassosa viene immessa nella rete gas di trattamento (ricca di H₂) e mediante lavaggio amminico nella colonna C503 la cui fase gassosa viene immessa nella rete FG di raffineria.

L'ammina ricca in uscita dalle colonne viene inviata a rigenerare nella colonna rigeneratrice C-221, unitamente all'ammina ricca proveniente da unità SCOT (colonna C-6802). La colonna è ribollita a vapore e separa la fase gassosa, ricca in H₂S, inviata a trattamento presso le unità di recupero zolfo.

L'ammina povera viene nuovamente distribuita agli assorbitori.

Principali interventi di modifica

Dalla fase costruzione non sono state effettuate alcune modifiche

7.13. Unità di Vacuum PS

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1974

Potenzialità: 6700 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di distillazione sottovuoto a servizio del ciclo lubrificanti tratta residuo atmosferico dall'unità Topping o alternativamente residuo atmosferico di importazione o carica costituita dal fondo dell'unità HDC della raffineria di Sannazzaro. La capacità media dell'impianto è di circa 6700 t/d.

La carica all'unità viene prelevata dall'accumulatore V-203, quindi alimentata in due rami paralleli ai treni di preriscaldamento operanti sulla carica e su pumparound ed infine alimentata ai forni F-201 e F-202 rispettivamente. La carica viene quindi inviata alla colonna di vuoto C-201 per il processo di distillazione sottovuoto.

La colonna è dotata di 2 tagli laterali (LVGO, HVGO), inviati direttamente a stoccaggio per il successivo trattamento nel ciclo carburanti o impiegati come flussanti per FO e 4 tagli laterali (A, B, C, D) che vengono strippati con vapore (colonne C-202 A, B, C, D) e quindi, dopo aver ceduto calore inviati a stoccaggio per il successivo trattamento come basi lubrificanti. Il residuo di fondo colonna viene infine inviato all'unità di Deasphalting per il successivo trattamento o a stoccaggio per la produzione di bitumi o policombustibile. La colonna è inoltre dotata di 4 pumparound per il preriscaldamento della carica.

Il vuoto in colonna è ottenuto mediante un gruppo di eiettori azionati da vapore MP e serviti da condensatori ad acqua di torre. Parte dei vapori di testa colonna vengono riciclati su fondo colonna con opportuno eiettore azionato da vapore MP. Il condensato viene raccolto nel polmone V-202 che separa gli slop (gasolio) inviato a stoccaggio dall'acqua acida che viene inviata all'unità SWS. Gli off-gas vengono inviati a combustione nei forni a servizio dell'unità.

Il camino 7 dei forni dell'unità Vacuum è unico e convoglia anche i fumi dei forni dell'unità FT 1 e del circuito Hot Oil.

Principali interventi di modifica

1999 Revamping bruciatori dei forni.

2003 Revamping bruciatori in collaborazione con ENEL.

2006 Per ottimizzazione frazionamento e recupero energetico inserimento nuova sezione convettiva in F202, modificati parte degli interni colonna e inserimento eiettori di ricircolo parziale dei vapori di testa colonna C201

7.14. Unità di Deasphalting PDA

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1974

Potenzialità: 2600 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità PDA ha lo scopo di ottenere un olio deasfaltato (DAO) da trattare ulteriormente per ottenere basi lubrificanti più pesanti (Bright Stocks), eliminando asfalto e resine dal residuo vacuum. Il processo di estrazione avviene grazie a propano liquido che agisce come solvente e solubilizza tutti gli idrocarburi esclusi gli asfalteni. La capacità di lavorazione dell'unità è di 2600 t/d.

Il residuo da Vacuum (RVC) viene inviato alle colonne C-601/A e /B in testa, mentre il propano liquido viene immesso nelle colonne dal fondo. Dalla testa colonna viene quindi prelevato la miscela DAO/propano mentre l'asfalto, più pesante, precipita sul fondo. La miscela uscente di testa è inviata, previo riscaldamento, alla colonna di separazione C-608 dove avviene la separazione in condizioni "supercritiche" di pressione e temperatura tra propano e DAO. Il propano viene direttamente riciclato alle colonne di estrazione dopo raffreddamento. L'olio ottenuto sul fondo contenente una ridotta quota di solvente è inviato alla sezione di recupero (colonne C-602/603/604), previo riscaldamento. In questa sezione il propano rimasto è separato dall'olio per evaporazione, raccolto in V-601 e successivamente riportato in carica alle colonne di estrazione.

Similmente l'asfalto dalle colonne di estrazione contiene tracce di propano e viene inviato alla sezione di recupero (colonne C-605/606/607), dove, per evaporazione, avviene la separazione. Anche il propano ricavato in questa unità viene accumulato in V-601 e riciclato in alimentazione. L'asfalto così ottenuto viene utilizzato nella preparazione dei bitumi stradali e modificati o in alternativa di olio combustibile.

Principali interventi di modifica

1985 Inserimento sezione ROSE per la separazione del propano in fase supercritica (inserimento colonna C608). Eliminazione forno e sostituzione con sistema hot-oil

2004 Revamping con rifacimento interni delle colonne per ottimizzazione resa capacità impianto

7.15. Unità Estrazione Aromatici con solvente FT 1

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1974
Potenzialità: 2500 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità FT 1 tratta cariche costituite dalle frazioni laterali della distillazione sottovuoto e DAO al fine di eliminare i composti con basso indice di viscosità, e quindi cattive proprietà lubrificanti, costituiti essenzialmente da idrocarburi aromatici, naftenici, ossigenati e da prodotti resinosi, mediante estrazione con solvente Furfurolo. Il prodotto ottenuto sono idrocarburi paraffinici. L'unità ha una capacità di lavorazione di circa 2500 t/d.

La carica, prelevata dai serbatoi di stoccaggio è inviata nella colonna sottovuoto C-701, dove la carica viene resa anidra per evitare l'ossidazione del furfurolo. In seguito la carica viene alimentata nella parte bassa delle colonne di estrazione C-702/A e C-702/B a dischi. Il solvente furfurolo è aspirato dalla colonna di rettifica C-706 ed inviato nella parte alta delle colonne C-702/A e C-702/B. I due liquidi sono posti in intimo contatto, grazie alla particolare geometria interna delle due colonne, dando luogo al processo di estrazione.

La miscela costituita da prodotto raffinato e solvente furfurolo esce dalla testa delle colonne di estrazione ed è inviata alle colonne di recupero solvente C-705/A e C-705/B, dopo riscaldamento, dove il solvente furfurolo viene recuperato per evaporazione e successivamente alimentato nell'accumulatore C-706 dove avviene la rettifica del furfurolo dall'acqua. La miscela costituita dall'estratto aromatico e furfurolo, ottenuto sul fondo delle colonne C-702/A e C-702/B e contenente la quasi totalità del solvente in carica, è inviata, previo riscaldamento nel forno F-701, alla sezione di recupero a triplo effetto (colonne C-704/D, C-703, C-704/C, C-704/A e C-704/B), dove il furfurolo è fatto evaporare per essere raccolto nell'accumulatore C-706 e successivamente riciclato in carica. Nell'accumulatore C-706 avviene la separazione finale dell'acqua dal solvente prima del riciclo in alimentazione.

Il camino 7 dei forni dell'unità FT 1 è unico e convoglia anche i fumi dei forni dell'unità Vacuum PS e del sistema Hot Oil.

Principali interventi di modifica

A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi

7.16. Unità Estrazione Aromatici con solvente FT 2

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1982
Capacità di trattamento: 1400 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità FT 2, analogamente all'unità FT 1, tratta cariche costituite dalle frazioni laterali della distillazione sottovuoto e DAO al fine di eliminare i composti con basso indice di viscosità, e quindi cattive proprietà lubrificanti, costituiti essenzialmente da idrocarburi aromatici, naftenici, ossigenati e da prodotti resinosi, mediante estrazione con solvente Furfurolo. Il prodotto ottenuto sono idrocarburi paraffinici. L'unità ha una capacità di lavorazione di circa 1400 t/d.

La carica, prelevata dai serbatoi di stoccaggio è inviata nella colonna sottovuoto C-1701, dove la carica viene resa anidra per evitare l'ossidazione del furfurolo. In seguito la carica viene alimentata nella parte bassa della colonna di estrazione C-1702 a dischi. Il solvente furfurolo è aspirato dalla colonna di rettifica C-1706 ed inviato nella parte alta della colonna C-1702. I due liquidi sono posti in intimo contatto, grazie alla particolare geometria interna della colonna, dando luogo al processo di estrazione.

La miscela costituita da prodotto raffinato e solvente furfurolo esce dalla testa della colonna di estrazione ed è inviata alle colonne di recupero solvente C-1705/A e C-1705/B, dopo riscaldamento, dove il solvente furfurolo viene recuperato per evaporazione e successivamente alimentato nell'accumulatore C-1706 dove avviene la rettifica del furfurolo dall'acqua.

La miscela costituita dall'estratto aromatico e furfurolo, ottenuto sul fondo della colonna C-1702 e contenente la quasi totalità del solvente in carica, è inviata, previo riscaldamento con Hot Oil, alla sezione di recupero a doppio effetto (colonne C-1703, C-1704/A/B/C/D), dove il furfurolo è fatto evaporare per essere raccolto nell'accumulatore C-1706 e successivamente riciclato in carica. Nell'accumulatore C-1706 avviene la separazione finale dell'acqua dal solvente prima del riciclo in alimentazione

Principali interventi di modifica

A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi

7.17. Unità di De-Paraffinazione MEK 1

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1974

Capacità di trattamento: 1100 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di De-Paraffinazione MEK 1 tratta una carica preventivamente De-aromatizzata proveniente dalle unità FT 1 e FT 2 con lo scopo di rimuovere le n-paraffine, separando per filtrazione la paraffina dall'olio dopo cristallizzazione condotta a bassa temperatura ed in presenza di solvente, costituito da una miscela di Toluolo e MEK in parti uguali. La bassa temperatura viene ottenuta inizialmente mediante scambio termico con i prodotti freddi e successivamente impiegando un ciclo frigorifero a propano. La totalità delle paraffine separate dall'olio è successivamente frazionata in paraffina dura (hard wax) e paraffina molle (soft wax).

La capacità di trattamento dell'unità è di 1100 t/d. La carica viene miscelata con solvente e quindi raffreddata fino alla temperatura di solidificazione per la filtrazione a due stadi (dewaxin e repulping) in filtri rotativi operanti sottovuoto. L'olio viene separato dalla paraffina ed inviato, dopo opportuno riscaldamento, alla successiva sezione di recupero olio a quattro stadi (colonne C-801, C-802, C-803 A/B) dove il solvente contenuto è fatto evaporare e riciclato in alimentazione. L'olio deparaffinato e privo di solvente è poi inviato ai serbatoi di stoccaggio.

La paraffina uscente dai filtri di repulping è inviata al terzo stadio di filtrazione, dopo essere stata riscaldata per una parziale rifusione, dove viene frazionata in hard wax e soft wax. La hard wax che rimane sulle tele dei filtri di frazionamento FT-803/A/B è inviata, dopo opportuno riscaldamento, alle colonne di recupero C-807 e C-808 dove il solvente contenuto è evaporato e riciclato in alimentazione. La soft wax che passa dalle tele dei filtri FT-803/A/B e che si raccoglie nel polmone V-807 è inviata alle colonne di recupero (C-804, C-805, C-805/B e C-806) dove il solvente contenuto è evaporato e anch'esso riciclato. L'unità permette pertanto di ottenere tre tipi di prodotto: olio deparaffinato (utilizzato come base lubrificante), hard wax (paraffina dura semilavorata) e soft wax (utilizzata nella produzione di combustibili).

Principali interventi di modifica

A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi

7.18. Unità di De-Paraffinazione MEK 2

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1982
Capacità di trattamento: 860 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di De-Paraffinazione MEK 2 tratta una carica preventivamente De-aromatizzata proveniente dalle unità FT 1 e FT 2 con lo scopo di rimuovere le n-paraffine, separando per filtrazione la paraffina dall'olio dopo cristallizzazione condotta a bassa temperatura ed in presenza di solvente, costituito da una miscela di Toluolo e MEK in parti uguali. La bassa temperatura viene ottenuta inizialmente mediante scambio termico con i prodotti freddi e successivamente impiegando un ciclo frigorifero a propano. La capacità di trattamento dell'unità è di 860 t/d.

La carica viene miscelata con solvente e quindi raffreddata fino alla temperatura di solidificazione per la filtrazione a due stadi (dewaxin e repulping) in filtri rotativi operanti sottovuoto. L'olio viene separato dalla paraffina ed inviato, dopo opportuno riscaldamento, alla successiva sezione di recupero olio a tre stadi (colonne C-1801, C-1802, C-1803) dove il solvente contenuto è fatto evaporare e riciclato in alimentazione. L'olio deparaffinato e privo di solvente è poi inviato ai serbatoi di stoccaggio.

La paraffina uscente dai filtri di repulping è inviata, dopo opportuno riscaldamento, alle colonne di recupero C-1804, C-1805 e C-1806 dove il solvente contenuto è evaporato e riciclato in alimentazione.

L'unità permette pertanto di ottenere tre tipi di prodotto: olio deparaffinato (utilizzato come base lubrificante) e slack wax (paraffina semilavorata).

Principali interventi di modifica

1990 Incremento capacità con inserimento di due nuovi filtri.
1996 Incremento capacità con inserimento di due nuovi filtri.

7.19. Unità di Hydrofinishing HF 2

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1974
Capacità di trattamento: 380 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità ha lo scopo di migliorare alcune caratteristiche delle basi lubrificanti quali colore e stabilità all'ossidazione, mediante idrogenazione su catalizzatori NiMo-CoMo.

La capacità dell'unità è di 380 t/d. La carica (olio de-paraffinato dagli impianti MEK 1 e MEK 2) viene miscelata con idrogeno dalla rete di raffineria (compressore con il compressore alternativo K-901) e quindi preriscaldata con l'effluente reattore prima dell'invio al forno F-901, prima dell'invio al reattore R-901, dove avvengono le reazioni di idrogenazione.

L'effluente reattore, dopo scambio termico con la carica, è inviato in un separatore caldo V-103 dove si separa una frazione gassosa, ricca in idrogeno che viene in parte riciclato in alimentazione, previa compressione con K-901, ed in parte in parte inviato a rete gas di trattamento.

L'olio è inviato alle colonne sottovuoto di strippaggio (C-901/A e C-901/B), dove le ultime tracce di gas e prodotti leggeri vengono rimosse. Gli in condensabili vengono inviati al forno dell'unità per la combustione. Il prodotto è inviato ai serbatoi di stoccaggio. Il camino 9 dei forni dell'unità HF 2 è unico e convoglia solo i fumi dell'unità stessa.

Principali interventi di modifica

2006 Inserimento convettiva F901; recupero acque acide per successivo trattamento all'unità SWS, modifica del sistema di recupero in condensabili per invio gas al forno per sola differenza di pressione.

7.20. Unità di Wax Vacuum

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1974
Capacità di trattamento: 85 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto fraziona gli idrocarburi paraffinici con punto di fusione superiore a 145°C, provenienti dai trattamenti condotti sulla frazione C del frazionamento all'unità Vacuum, con lo scopo di preparare una carica priva di idrocarburi asfaltenici da processare nell'impianto HF 3. La capacità dell'unità è di 85 t/d.

La carica dai serbatoi viene inviata agli scambiatori di preriscaldamento e successivamente al forno F-1102, dove raggiunge la temperatura necessaria al processo. In uscita dal forno il prodotto entra nel separatore V-1104 dove il residuo liquido viene separato dai vapori idrocarburici, alimentati alla colonna di distillazione sottovuoto C-1101.

La colonna è dotata di 3 tagli laterali: "taglio leggero", "taglio medio" e "taglio pesante". Nel caso della lavorazione della paraffina, il taglio medio e il taglio pesante sono riuniti per formare la carica paraffinica destinata all'unità HF 3. Il "taglio leggero" ed il residuo di fondo vengono invece utilizzati per la preparazione di combustibili. L'impianto tratta anche la carica costituita dal fondo dell'unità HDC della Raffineria di Sannazzaro per ottenere due tagli laterali (taglio pesante e taglio medio) destinati al successivo trattamento per la preparazione di basi lubrificanti di alta qualità (basi gruppo 2). In questa marcia la capacità è di circa 150 t/d. Il camino 11 dei forni dell'unità Wax Vacuum è unico e convoglia solo i fumi di questa unità.

Principali interventi di modifica

2006 Inserimento convettiva F1102

7.21. Unità di Hydrofinishing HF 3

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1974
Capacità di trattamento: 140 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità ha lo scopo di migliorare alcune caratteristiche delle paraffine dure mediante idrogenazione su catalizzatori NiW e NiMo. La capacità dell'unità è di 140 t/d.

La carica (hard wax dagli impianti MEK 1 e Wax Vacuum) viene miscelata con idrogeno dalla rete di raffineria e di make-up (compressore con il compressore K-1001) e quindi preriscaldata con l'effluente reattori e successivamente con un fluido diatermico interno impianto riscaldato nel forno F-1101, prima dell'invio ai reattori R-1001/A e R-1001/B, dove avvengono le reazioni di idrogenazione.

L'effluente reattore, dopo scambio termico con la carica, è inviato al separatore V-1003 grazie al quale viene separata la frazione gassosa, ricca in idrogeno, che viene in parte riciclata in alimentazione, previa compressione, ed in parte inviata alla rete FG di raffineria.

La paraffina liquida è inviata alle colonne sottovuoto di strippaggio (C-1001/A e C-1001/B), dove le ultime tracce di gas vengono rimosse. Il prodotto è inviato ai serbatoi di stoccaggio. Il camino 10 dei forni dell'unità HF 3 è unico e convoglia solo i fumi di questa unità.

Principali interventi di modifica

1988 Collettamento dei gas in condensati del sistema di vuoto per l'invio al forno dell'unità
2006 Inserimento convettiva F1101 e modifica circuito acqua acida con invio ad unità SWS.

7.22. Unità di Recupero Zolfo Claus e SCOT

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: Claus 231 e Claus 202:1986 Claus 201 e Claus 232:1995 SCOT:1995

Capacità di trattamento: vedi descrizione del processo

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria è dotata di 2 linee di recupero zolfo, costituite a loro volta da 2 unità di recupero zolfo, che consentono di trasformare l'H₂S, proveniente dalle colonne rigeneratrici delle ammine e dai SWS, in zolfo elementare secondo il processo Claus. I gas di coda in uscita dalle unità Claus vengono collettate ed inviate all'unità SCOT per un successivo trattamento e quindi alle linee di incenerimento termico (inceneritori termici I-201 e I-231).

Le unità Claus 231 e 202 hanno una capacità unitaria di produzione zolfo di 15 t/d, mentre le unità 201 e 232 hanno una capacità unitaria di produzione zolfo di 23 t/d, funzionando ad aria arricchita e potendo quindi trattare anche gas ammoniacali provenienti dal SWS. Lo schema delle unità Claus è simile per tutte le unità ed è costituito da un impianto a 3 stadi con rispettivi reattori catalitici e serbatoi di raccolta zolfo liquido.

L'accoppiamento forno/ reattore è il seguente:-

- Claus 201: forno F-201, reattori R-201/A e R-201/B;
- Claus 202: forno F-202, reattori R-202/A e R-202/B;
- Claus 231: forno F-231, reattori R-231/A e R-231/B;
- Claus 232: forno F-232, reattori R-232/A e R-232/B;

Il sistema di recupero zolfo è inoltre dotato di un sistema di trattamento dei tail gas prodotti dalle unità Claus, costituito da un impianto SCOT. Lo SCOT effettua una riduzione catalitica S₂ e SO₂ per mezzo di H₂ formando H₂S nel reattore R-6801. L'H₂S prodotto viene poi selettivamente assorbito nella sezione di lavaggio amminico (colonna assorbitrice C-6802) previo quench con acqua nella colonna C-6801. Parte dell'acqua acida ottenuta nella colonna C-6801 viene ricircolata in colonna e la rimanente inviata a trattamento all'unità SWS. Il gas lavato nella colonna C-6801 viene invece inviato agli inceneritori termici I-231 o I-201 dove le ultime tracce di H₂S vengono ossidate a SO₂ e scaricate in atmosfera tramite il camino 4, unico per tutte le unità.

Lo zolfo liquido prodotto viene scaricato mediante guardie idrauliche e raccolto nel serbatoio D-205.

Principali interventi di modifica

1995 Inserimento nuova linea di recupero zolfo (Claus 201 e Claus 232) con unità di trattamento tail gas (SCOT)

2006 Inserimento colonna di degasaggio finale dello zolfo liquido e inserimento serbatoio di stoccaggio a monte della pensilina di carico.

7.23. Sistemi di Raffreddamento

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: -
Capacità di trattamento: -

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria è dotata di sistemi di raffreddamento misti con air cooler e cooling water, approvvigionata da EniPower e raffreddata grazie a 11 torri di raffreddamento evaporative a tiraggio forzato. La gestione delle torri di raffreddamento è affidata a EniPower.

L'acqua di reintegro delle torri è composta da una miscela di acqua industriale e da acqua proveniente dall'impianto di trattamento effluenti (TAE).

Gli impianti HF2, HF3 e Wax Vacuum sono serviti da acqua di raffreddamento proveniente da un circuito dedicato con una torre evaporativa a tiraggio forzato, utilizzato in alternativa all'acqua del circuito di raffineria.

Le unità del ciclo lubrificanti sono inoltre servite da un sistema di raffreddamento dedicato per i prodotti semilavorati e prodotti finiti, prima dell'invio a stoccaggio. Il sistema prevede la circolazione di acqua calda (temperatura 60 °C) che viene distribuita dal serbatoio TK1 grazie a pompe di circolazione e quindi raffreddata mediante banchi di air cooler.

7.24. Sistemi di produzione energia

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: -
Capacità di trattamento: -

Descrizione processo e principali apparecchiature

La Raffineria è servita da ENIPOWER per quanto riguarda i propri fabbisogni di elettricità, vapore, aria compressa e acqua demineralizzata. La raffineria fornisce invece a ENIPOWER acqua grezza, acqua di reintegro alle torri e il servizio di trattamento effluenti. ENIPOWER possiede e gestisce un moderno complesso per la produzione di energia elettrica (potenza elettrica totale 205 MW) e vapore, che assicura la copertura del fabbisogno di raffineria e permette di immettere in rete GRTN ulteriore elettricità.

La centrale è costituita da:

- gruppo turbogas, alimentato con gas di raffineria, collegato ad una caldaia a recupero dotata di postcombustione, avente potenza elettrica di 25 MW ed in grado di cogenerare 135 t/h di vapore a 80 bar;
- gruppo turbogas, alimentato con gas metano e gas di raffineria, collegato ad una caldaia a recupero avente potenza elettrica di 149 MW ed in grado di cogenerare 175 t/h di vapore a 80 bar (di cui 90 consumati nella turbina a vapore a condensazione) e 38 t/h di vapore a 8 bar (inviati alla turbina a vapore);
- caldaia tradizionale alimentata con olio combustibile e fuel gas di produzione interna avente una potenzialità produttiva massima di 135 t/h di vapore a bar;
- tre turboalternatori a vapore a contropressione di potenza 28 MW, che utilizzano il vapore a 80 bar e sono provviste di spillamenti in grado di distribuire in Raffineria vapore a 40 bar, 8 bar, 2.5 bar.

La rete di fuel gas di raffineria è costituita da 2 collettori principali eserciti a circa 5-6 bar sui quali vengono raccolti i contributi di FG degli impianti MEA 1, HD 3, preventivamente sottoposti a lavaggio amminico, quando non già puliti (contributi Stabilizzazione GPL, Platforming, DEA, TIP). Anche l'impianto HF 3 immette una ridotta quota di FG sul collettore, non sottoponendolo a lavaggio amminico. In caso di sovrappressione, la rete può scaricare a blow-down.

La raffineria è inoltre servita da un sistema di distribuzione di Hot Oil prodotto mediante i forni F-1 e F-2. Il circuito serve la maggior parte delle unità del ciclo lubrificanti e alcuni del ciclo carburanti oltre agli stoccaggi dei bitumi.

7.25. Stoccaggio e Movimentazione prodotti e semilavorati

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: -
Capacità di trattamento: -

Descrizione processo e principali apparecchiature

Per la movimentazione di prodotti via mare la Raffineria è collegata tramite oleodotti, ai terminali marittimi della Darsena Petroli (pontili 10 e 11), situata nell'area portuale di Livorno a ridosso della diga del Marzocco, e della Darsena Ugione (pontile 36A), ubicata sul canale industriale.

Il collegamento tra Raffineria e Darsena Petroli è realizzato mediante 6 oleodotti, lunghi ca. 6,5 km; ulteriori 4 oleodotti lunghi ca. 2,5 km collegano la Raffineria alla Darsena Ugione. Le attività di movimentazione via mare avvengono in ottemperanza alle disposizioni del "Regolamento della Capitaneria di Porto" per l'accesso ai pontili. Il pontile 10 in Darsena Petroli è dotato del maggior pescaggio (attualmente può accogliere navi di lunghezza massima fino a 300 m e con pescaggio massimo di 11,35 m) ed è utilizzato per il carico/scarica di greggio, gasoli, benzine e petroli. Il pontile 11 in Darsena Petroli è utilizzato per la ricezione e scarico di olio combustibile, benzine, petroli e gasoli e lubrificanti.

Il pontile 36A in Darsena Ugione è utilizzato per la movimentazione di vari prodotti petroliferi quali MTBE, Ragia, Biodiesel, benzine, gasoli, petroli e basi LUBE.

La movimentazione e la distribuzione dei prodotti finiti prevedono oltre alla spedizione via navi cisterna, autobotti e ferrocisterne, il collegamento della Raffineria con altre strutture ENI R&M (deposito di Calenzano/Firenze e stabilimento GPL), con 2 depositi di operatori terzi (Toscopetrol e Costieri D'Alesio), con uno stabilimento di confezionamento oli e con la centrale termoelettrica di Livorno.

La dotazione di serbatoi di stoccaggio presso la raffineria ammonta ad una capacità geometrica complessiva pari a circa 1.7 milioni di m³. Nel dettaglio sono presenti:

- 6 serbatoi per lo stoccaggio del greggio;
- 25 serbatoi per lo stoccaggio dei distillati leggeri;
- 25 serbatoi per lo stoccaggio dei distillati medi;
- 199 serbatoi per lo stoccaggio dei distillati pesanti;
- 21 serbatoi per altri prodotti (slop, additivi di processo, fondami, zolfo, acque reflue, ecc).

Ad essi si devono aggiungere 10 serbatoi per lo stoccaggio di GPL (sigari) e 3 serbatoi "tumulati", che non superano i 3500 m³ di capacità totale.

7.26. Unità di Trattamento Acque Acide SWS

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1996
Capacità di trattamento: 25 t/h

Descrizione processo e principali apparecchiature

La Raffineria è dotata di un'unità SWS, dedicata allo strippaggio dell'ammoniaca e dell'acido solfidrico dalle acque di processo provenienti dalle unità Vacuum VPS, Unifining 1, Unifining 2, HD 2, HD 3 e HSW. Le acque da trattare sono raccolte in un ricevitore dove eventuali trascinati di idrocarburi sono separati per differenza di densità ed inviati a serbatoi di slop tramite pompa mentre la fase acquosa viene mandata nella colonna di strippaggio C-6501 dopo essersi riscaldata in scambiatori con effluente colonna. La colonna viene ribollita grazie ad un circuito a vapore e viene fatta un'iniezione di soda al fine di rimuovere i composti ammoniacali. L'acqua scaricata viene inviata al desalter o alternativamente inviata all'impianto di trattamento acque. La fase gassosa strippata invece viene inviata alle unità di recupero zolfo.

Principali interventi di modifica

A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi

7.27. Unità di Trattamento Acque Reflue

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1996

Capacità di trattamento: -

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria dispone di un impianto di Trattamento Acque Effluenti, denominato "TAE", che riceve tutte le acque di raffineria collettate mediante i seguenti collettori principali:

- Collettore Carburanti: comprende gli impianti carburanti, le pensiline di carico, la Centrale Termoelettrica (EniPower), la sala A, la sala K ed il parco serbatoi lato mare e di "Paduletta";
- Collettore Lubrificanti: comprende gli impianti lubrificanti con i loro serbatoi di competenza, l'infustaggio oli con i suoi serbatoi;
- Collettore Acque Acide: in passato raccoglieva tutti gli scarichi contenenti acque acide di processo provenienti dagli impianti carburanti e lubrificanti. Attualmente questi scarichi (ad eccezione, al momento, di quelli provenienti dall'Unità di WaxVacuum) sono pre-trattati allo stripper acque acide (SWS) e solo in seguito inviati al collettore;
- Collettore TAE: comprende gli impianti di trattamento acque effluenti ed affluenti.

Il TAE tratta inoltre acque reflue di produzione "esterna" dai seguenti impianti esterni alla raffineria: STAP, Agip Gas, Deposito Italoil.

Relativamente alla tipologia costruttiva delle fognature di raffineria, sostanzialmente sono presenti:

- Fognatura meteo-oleosa, realizzata in acciaio al carbonio all'interno delle aree impiantistiche e nei bacini dei serbatoi, in calcestruzzo o cemento negli off-sites e nelle linee meteoriche;
- Fognatura acque acide realizzata in PVC.

L'impianto TAE ha una capacità massima continua di circa 400 m³/h ed è costituito dalle seguenti sezioni:

- Stoccaggio temporaneo nei serbatoi di accumulo TK1, TK2 e S100;
- Separazione a gravità (due separatori tipo API MS1 A/B);
- Flocculazione (flocculatore S16);
- Flottazione (flottatori MS2, Wemco 80 e Wemco 90);
- Ossidazione biologica (bacino di aerazione MS3A) e chiarificazione/sedimentazione (sedimentatore MS3B);
- Linea trattamento fanghi: ispessimento (ispessitore MS4), centrifugazione e inertizzazione.

La linea di destinazione finale del flusso idrico trattato si diversifica in:

- Integrazione acqua industriale (con successivo processo di filtrazione, per invio alle torri di raffreddamento);
- Servizi impianto biologico;
- Smaltimento definitivo in Fosso Acque Chiare (scarico autorizzato).

Principali interventi di modifica

1984 Linea fanghi: ispessimento, centrifugazione e inertizzazione.

1992 Introduzione WEMCO 80 (da 300 m³/h), da utilizzare in alternativa al flottatore dell'impianto TAE (MS2) o per depurazione acque (al posto del TAE) prima dell'utilizzo nella rete antincendio.

1992 Introduzione WEMCO 90 (da 600 m³/h), in grado di neutralizzare effluenti a grossa concentrazione di idrocarburi.

7.28. Sistema di Torcia

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1936

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria è dotata di 2 collettori di blowdown, per gli impianti afferenti al ciclo Carburanti e al ciclo Lubrificanti, attraverso i quali sono convogliati i flussi gassosi. Sulle linee sono installati dei separatori dove si ha la separazione degli eventuali liquidi e la condensazione di parte dei vapori scaricati; i gas ed i vapori non condensati vengono inviati direttamente a due torce (tip a circa 120 m di altezza), alla cui base è presente una guardia idraulica per evitare ritorni di fiamma.

Ogni fiaccola è dotata di bruciatore pilota sempre accesa in prossimità del terminale di uscita, che garantisce la combustione dei gas scaricati. I bruciatori sono dotati di termocoppia per segnalare mediante allarme l'eventuale mancanza di fiamma.

Principali interventi di modifica

1975 Revamping completo sistema di blowdown delle unità del ciclo Carburanti
2000 Sostituzione torcia blowdown unità del ciclo Carburanti
2004 Inserimento strumento di monitoraggio composizione del flusso a torcia (blowdown Lubrificanti e blowdown carburanti)