



Eni SpA

Raffineria di Livorno

Bioraffineria Livorno

Studio di Impatto Ambientale
Sezione 4 - Descrizione della Raffineria
Stato ante operam

Data: Novembre 2022

Progetto: n° 2226215

Identificatore: SIA_BioRaLi_4



Preparato	Team di lavoro TEA SISTEMI	Revisionato	M. Pellegatta HPC	Approvato	A. Cappellini HPC
-----------	-------------------------------	-------------	----------------------	-----------	----------------------



Tea Sistemi S.p.A. – via Ponte A. Paglieri 8 – Pisa



Raggruppamento Temporaneo di Imprese

HPC Italia Srl – via Francesco Ferrucci 17/A – Milano



Ambiente S.p.A. - Via Frassina n. 21 – 54033 Carrara (MS)

4	DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA – STATO ANTE OPERAM	3
4.1	Attuale quadro autorizzativo.....	3
4.1.1	Modifiche sostanziali/Riesame di A.I.A.	4
4.1.2	Modifiche non sostanziali	4
4.1.3	Autorizzazione Integrata Ambientale TG5/Caldaia E e scarico SF2.....	6
4.2	Descrizione dell'impianto esistente	8
4.2.1	Descrizione dei processi produttivi	8
4.2.2	Descrizione impianti.....	15
4.2.3	Descrizione stoccaggi e movimentazione prodotti.....	19
4.2.4	Descrizione dei sistemi ausiliari	20
4.2.5	Descrizione Unità	23
4.2.6	Interventi realizzati a seguito del riesame AIA – D.M. 32/2018.....	37
4.2.7	Bilanci materia ed energia	42
4.2.8	Rilasci	44

4 DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA – STATO ANTE OPERAM

Nella presente sezione n. 4 è riportata la descrizione della raffineria di Livorno nell'assetto impiantistico esistente e autorizzato, ossia nello stato antecedente alla realizzazione del progetto di bioraffineria.

Quanto di seguito descritto è stato tratto da dati e informazioni fornite dal Proponente.

4.1 Attuale quadro autorizzativo

Nel settembre 2010 si è concluso positivamente il percorso autorizzativo di AIA della Raffineria di Livorno (DVA-DEC-2010-0000498 del 6/8/2010, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, serie generale n. 217 del 16 settembre 2010), inquadrata con codice attività IPPC 1.2 – Raffinerie di Petrolio e gas, che ha sostituito e accorpato per buona parte le autorizzazioni precedentemente rilasciate dagli Enti competenti. Tale autorizzazione è stata rilasciata al gestore ENI S.p.A. ed ha inglobato e sostituito i seguenti atti, citati nel Parere Istruttorio Conclusivo (di seguito P.I.C.) che forma parte integrante e sostanziale dell'AIA stessa:

- Autorizzazione allo scarico di acque reflue industriali e domestiche in acque superficiali ai sensi del D.Lgs. 152/1999 rilasciato con D.D. 206 della Provincia di Livorno in data 12/10/2004 a favore di ENI S.p.A.;
- Adeguamento dell'autorizzazione allo scarico di acque reflue industriali rilasciato dalla Provincia di Livorno in data 27/07/2009 a favore della Raffineria di Livorno;
- Atto di concessione demaniale n. 117 del 23/10/2007 per attingimento di risorsa idrica n. 12.450, rilasciato dalla Provincia di Livorno a favore di ENI S.p.A.;
- Autorizzazione al rilascio della Concessione Demaniale di derivazione di acqua pubblica ad uso igienico-assimilati rilasciata con Atto Dirigenziale n. 170 del 4/09/2007 dalla Provincia di Livorno a favore di ENI S.p.A.;

Tra le autorizzazioni non sostituite, o parzialmente sostituite, si citano:

- Decreto Ministeriale n. 16217 del 15/1/1997 per autorizzazione all'esercizio dell'attività di trattamento industriale di 5.200.000 t/a di petrolio grezzo, a favore della AGIPPETROLI S.p.A.;
- Atto Dirigenziale della Provincia di Livorno n. 167 del 17/12/2008;
- Autorizzazione n. 613 – DEC/RAS/2179/04 del 12/11/2004 rilasciata ai sensi del DL 273/04 dal Ministero dell'Ambiente per emissione gas effetto serra (Raffineria);
- Autorizzazione n. 614 – DEC/RAS/2179/04 del 12/11/2004 rilasciata ai sensi del DL 273/04 dal Ministero dell'Ambiente per emissione gas effetto serra (CTE);
- Presa d'Atto del 3/1/2006 del Comune di Collesalveti – S.U.A.P., ai sensi del R.D. 147/1927 per la detenzione di gas tossici (solfuro di carbonio);
- Nulla osta uso GPL, prot. 252393 del 04/04/03 da parte del Ministero della Attività Produttive.

4.1.1 Modifiche sostanziali/Riesame di A.I.A.

L'autorizzazione integrata ambientale è stata oggetto, nel tempo, di una serie di modifiche sostanziali, riesami parziali e riesami totali:

- Con Decreto del Ministero e dell'Ambiente e della tutela del territorio e del Mare n. 297 del 23/12/2015 è stato emanato il primo riesame parziale dell'A.I.A., inerente la richiesta di deroga da applicare alle emissioni di SO₂, NO_x e polveri ai camini E1, E7 ed E4 della Raffineria, previste ai punti 3.3 e 3.4 della Parte I dell'allegato II alla parte V del D.Lgs. 152/06, ai fini dell'adeguamento dei limiti emissivi previsti dall'art. 273, comma 3, del medesimo decreto legislativo.
- Con Decreto del Ministero e dell'Ambiente e della tutela del territorio e del Mare n. 360 del 05/12/2016 le deroghe, di cui al precedente D.M. 297/2015 sono state prorogate sino alla conclusione del procedimento di riesame avviato con decreto 131/DVA dell'8 aprile 2016 inerente all'adeguamento alle BAT Conclusion.
- Con Decreto del Ministero e dell'Ambiente e della tutela del territorio e del Mare n. 32 del 02/02/2018 è stato emesso il riesame complessivo dell'A.I.A. rilasciata con decreto DVA-DEC-2010-498 del 6 agosto 2010, così come aggiornato dal DM 297/2015 e dal DM 360/2016. Il riesame di cui al decreto in parola si è reso necessario per l'adeguamento alle BAT Conclusion emanate con Decisione CE 2014/738/UE del 09/10/2014. In occasione del rinnovo è stata richiesta un'unica AIA comprendente le attività della raffineria e della CTE (autorizzata con Decreto AIA n. 18 del 25/01/2011, atto rilasciato in origine ad Enipower S.p.A.), lasciando separata l'AIA per la turbina a gas (TEG 5) che produce energia elettrica esclusivamente per la vendita.
- Con Decreto del Ministero e dell'Ambiente e della tutela del territorio e del Mare n. 226 del 05/08/2019 è stato aggiornato e modificato il D.M. 32/2018, revisionando le prescrizioni di cui ai punti 3 e) bullet 4 e 5, 7, 8, 9, 10 e 14 del P.I.C.
- Con Decreto del Ministero della Transizione Ecologica n.407 del 07/10/2021 sono state riviste le scadenze di alcune prescrizioni (in particolare prescrizione 3) bullet 1, 3 e 4 e prescrizione 14) del P.I.C. del D.M. 32/18).

Il 25 gennaio 2022, è stata presentata la domanda di riesame parziale, attualmente in fase di valutazione, dell'AIA di Raffineria, rilasciata con Decreto MATTM n. 32 del 02/02/2018, per la realizzazione del nuovo camino E4bis e del nuovo impianto di produzione dell'H2 mediante tecnologia Steam Methane Reforming.

In data 2 novembre 2022 è stata presentata la domanda di riesame parziale AIA per proroga della scadenza temporale per l'adeguamento alla prescrizione n.14 del Parere Istruttorio Conclusivo del D.M. 32 del 02/02/2018.

4.1.2 Modifiche non sostanziali

Oltre alle modifiche sostanziali, nel corso degli anni diverse sono state le modifiche non sostanziali, ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., intervenute sull'installazione e riguardanti in particolare l'adempimento o la modifica di alcune prescrizioni imposte nell'atto principale, tra queste quelle più significative sono:

- Nota Ministeriale prot. DVA-2011-32416 del 28/12/2011 e successiva DVA-2013-3168 del 06/02/2013, con la quale si è preso atto di un intervento di manutenzione straordinaria alla Torcia Lubrificanti, consistente nella sostituzione delle esistenti apparecchiature con altre nuove progettate nel rispetto dei migliori

standard di sicurezza. Oltre alla suddetta richiesta il Gruppo Istruttore (G.I.) ha esaminato ulteriori domande pervenute tra marzo 2011 ed aprile 2012 inerenti:

- risoluzione della prescrizione art.1, c. 5 del decreto di AIA relativa al monitoraggio in continuo della temperatura delle torce;
 - risoluzione della prescrizione §10.3 del P.I.C. relativa all'implementazione di un sistema LDAR;
 - risoluzione della prescrizione §10.7 del P.I.C. relativa alla gestione dei depositi temporanei;
 - risoluzione della prescrizione §11 del P.I.C. relativa all'implementazione di un piano di monitoraggio degli odori;
 - risoluzione della prescrizione §6.2 del P.M.C. inerente la fattibilità dell'intervento di pavimentazione delle pipe-way.
- Nota Ministeriale prot. DVA-2013-15788 del 05/07/2013 per l'adempimento alla prescrizione di cui al comma 5 dell'art. 1 del provvedimento di AIA inerente all'adeguamento delle emissioni convogliate in raffineria. Tale piano ha previsto nel primo step l'installazione di un nuovo sistema di recupero dei gas, denominato GARO, altrimenti destinati alla combustione in torcia, al fine di rispettare i limiti di "bolla" e massimizzare l'utilizzo del fuel gas. Il secondo step del piano, finalizzato a trarre il rispetto dei limiti di bolla a partire dal 36° mese dal rilascio del Decreto di AIA. Detto step ha previsto i seguenti interventi:
 - Riduzione dell'olio combustibile a favore di un incremento di consumo di metano, con conseguente adeguamento delle testine dei bruciatori dei forni di processo F201 e 202 – VPS, per l'utilizzo prevalente di combustibili gassosi.
 - Nota Ministeriale prot. DVA-2015-15858 del 16/06/2015, inerente il potenziamento dell'impianto di trattamento acque effluenti (TAE), mediante la realizzazione di un nuovo ispessitore di fanghi e l'intervento di riqualificazione del sistema di recupero vapori e delle condense prodotte dagli impianti Lubrificanti della Raffineria.
 - Nota Ministeriale prot. DVA-2015-15859 del 16/06/2015, inerente la manutenzione straordinaria per adeguamento tecnologico dell'impianto Hydrofinishing 3 (HF3).
 - Nota Ministeriale prot. DVA-2015-25382 del 09/10/2015, inerente all'implementazione di un sistema di iniezione di apposito additivo a base di Urea in camera di combustione dei forni per la riduzione degli NOx ed aggiornamento del PMC.
 - Nota Ministeriale prot. DVA-2016-30855 del 21/12/2016, inerente la trasmissione, da parte di ENI, della Relazione di Riferimento prevista in attuazione dell'art.3, comma 1, del D.M. 272/2014, con la quale venne richiesto un aggiornamento, entro 12 mesi della stessa relazione.
 - Nota Ministeriale prot. DVA-2018-23525 del 19/10/2018, inerente all'installazione di un impianto di raccolta e trattamento dei vapori generati durante le operazioni di caricamento delle ferrocisterne con Estratto presso il raccordo ferroviario interno alla Raffineria (Area SOI MOV). La modifica in questione ha comportato la realizzazione di un nuovo punto di emissione, denominato E24.
 - Nota Ministeriale prot. DVA-2019-12676 del 20/05/2019, inerente alla verifica della prescrizione di cui all'art. 1 comma 3 (rif. Prescrizione n. 3e) del P.I.C. allegato al riesame di cui al DM 32/2018 e, nello specifico, per la progettazione della pavimentazione e/o impermeabilizzazione di tutti i bacini di contenimento dei serbatoi.

4.1.3 Autorizzazione Integrata Ambientale TG5/Caldaia E e scarico SF2

Nell'ambito del medesimo perimetro di sito è vigente l'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata a suo tempo ad Enipower con D.M. 18 del 25/01/2011. Le attività contemplate nell'AIA erano state individuate come segue:

- Attività IPPC 1: Impianti di combustione con turbina a gas (codice IPPC 1.1)
- Attività IPPC 2: Impianto di combustione con potenza termica >50 MW <300 MW (codice IPPC 1.1)

Tra le autorizzazioni sostituite si citano:

- Autorizzazione alle emissioni in atmosfera, rilasciata ai sensi del DPR 203/88 dal Ministero dell'Industria del Commercio e dell'artigianato con prot. 731569 del 08/10/1992;
- Autorizzazione allo scarico ai sensi del D.Lgs. 152/1999 rilasciato con prot. 61284 del 18/12/2003 dalla Provincia di Livorno;

Tra le autorizzazioni non sostituite, invece, si citano:

- Concessione Edilizia del Comune di Collesalveti n. 102/73 rilasciata in data 10/06/1976;
- Nulla osta uso GPL, prot. 252393 del 04/04/03 da parte del Ministero della Attività Produttive.

4.1.3.1 Modifiche sostanziali/Riesami

A seguito dell'emanazione del Decreto Direttoriale DVA/DEC/0000430 del 22 novembre 2018, che disponeva l'avvio dei procedimenti per il riesame complessivo delle AIA di competenza statale, tra cui i Grandi Impianti di Combustione alla luce della pubblicazione delle relative conclusioni sulle BAT (di cui alla Decisione della Commissione UE 2017/1442 del 31 luglio 2017), in data 29 aprile 2019 è stata presentata istanza di riesame con riferimento al gruppo TG5, Caldaia E ed allo scarico SF2 (tenuto conto che la Caldaia C e il gruppo TG4/caldaia D erano già confluiti nel riesame complessivo della Raffineria, conclusosi con l'emissione del D.M.32/18).

Il procedimento avviato ad aprile 2019 si è concluso con l'emissione del Decreto del Ministero della Transizione Ecologica n.436 del 27/10/2021 di riesame complessivo dell'AIA.

4.1.3.2 Modifiche non sostanziali

- Nota Ministeriale prot. DVA-2013-000442 del 08/01/2013 con la quale sono state rettificate alcune prescrizioni del precedente Decreto;
- Nota Ministeriale prot DVA-2015-0031010 del 14/12/2015 con la quale si prendeva atto di:
 - cessazione dell'utilizzo di olio combustibile e modifiche del sistema di combustione per la Caldaia C;
 - cessazione dell'utilizzo di olio combustibile e installazione di un catalizzatore per l'abbattimento del CO sul sistema composto da Caldaia D e TEG 4;
- Nota Ministeriale prot. DVA-2016-30805 del 21/12/2016, inerente la trasmissione, da parte di ENIPOWER, della Relazione di Riferimento prevista in attuazione dell'art.3, comma 1, del D.M. 272/2014, con la quale venne richiesto un aggiornamento, entro 12 mesi della stessa relazione.
- Nota Ministeriale prot. DVA-2017-29161 del 15/12/2017, inerente all'installazione di un sistema di iniezione di acqua ai bruciatori della caldaia C, necessaria per l'adeguamento ai limiti emissivi prescritti.

Come meglio chiarito in precedenza, con Decreto del Ministero e dell'Ambiente e della tutela del territorio e del Mare n. 32 del 02/02/2018 è stato emesso il riesame complessivo dell'A.I.A. del complesso di raffineria,

rilasciata con decreto DVA-DEC-2010-498 del 6 agosto 2010, così come aggiornato dal DM 297/2015 e dal DM 360/2016. In occasione del Riesame è stata richiesta un'unica AIA comprendente le attività della raffineria e della CTE (autorizzata con Decreto AIA n. 18 del 25/01/2011, atto rilasciato in origine ad Enipower S.p.A.), lasciando separata l'AIA per la turbina a gas (TEG 5) che produce energia elettrica esclusivamente per la vendita. Il 29 aprile 2019, è stata presentata istanza di riesame parziale ai sensi dell'art. 29-octies dell'AIA di Raffineria, rilasciata con Decreto MATTM 0000032 del 02/02/2018, in cui viene richiesta l'inclusione, nell'ambito di un unico provvedimento di AIA, anche del ciclo combinato TG5, Caldaia E Turbina a vapore a condensazione (TUVA), utilizzati essenzialmente per la produzione e fornitura di energia elettrica al GRTN; tale istanza di riesame parziale si è conclusa con l'emissione del DM 436 del 27 ottobre 2021.

4.2 Descrizione dell'impianto esistente

4.2.1 Descrizione dei processi produttivi

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** e 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.

Di seguito si riporta una rappresentazione dell'area su foto satellitare delle aree di raffineria e delle pertinenze costituito dalla Darsena Petrolii e dalla Darsena Ugione. Si rimanda alla **Tavola 01.01** per lo stralcio di dettaglio.



Figura 4-1 - Stralcio foto satellitare

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; essa 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.

Il ciclo di lavorazione è suddiviso nelle seguenti fasi:

- **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;
- **Fase di Gestione Utilities** rappresentano una componente fondamentale a supporto della fase di raffinazione e comprende le seguenti unità, individuate in:
 - Unità di produzione vapore
 - Unità di produzione energia elettrica
 - Unità di distribuzione elettricità e vapore;
 - Unità di distribuzione aria compressa;
 - Unità di distribuzione fuel oil e fuel gas;
 - Unità di distribuzione Hot Oil;
- **Fase di Stoccaggio e Movimentazione** comprende tutte attività di stoccaggio di 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).;
- **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 i punti di scarico esistenti;
- **Fase di Gestione Rifiuti** comprende le attività di collettamento, deposito temporaneo e avvio a smaltimento dei rifiuti prodotti dallo stabilimento.;
- **Fase Blender Oli** comprende le attività di ricezione semilavorati, blending, confezionamento e spedizione di lubrificanti finiti.

L'attuale ciclo produttivo conta una unità primaria nella quale, attraverso il processo di distillazione, il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Nafta, Cherosene, 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, fuel gas 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 le seguenti:

- **unità di Desolfurazione 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 Desolfurazione HD2 HD3 dei distillati intermedi (gasoli)** provenienti dall'unità primaria, mediante riduzione del tenore complessivo di zolfo, azoto e composti poliaromatici;
- **unità di Desolfurazione 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 in ambiente ricco 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 desolfurazione 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 carica pro lube (impianto Wax Vacuum).

Con riferimento alla planimetria generale sotto 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 Trattamento Acque:** 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; nella stessa zona sono presenti unità per il trattamento dell'acqua in ingresso (TAA) per la successiva produzione di acqua demineralizzata (destinata alla produzione di vapore);
- **Area Serbatoi:** collocata sostanzialmente nella parte ovest e nordovest 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), e via oleodotto.
- **Area Blender Oli:** collocata nella a parte Nord della Raffineria.
- **Area Centrale Termoelettrica:** collocata nella parte centrale della Raffineria.

Dal 2007, lo Stabilimento GPL (GPL Nord) e lo Stabilimento Produzione Lubrificanti (Blender Oil) sono a tutti gli effetti parte integrante della Raffineria. All'interno del perimetro della Raffineria è inoltre presente la zona ex EniPower, che comprende la Centrale Termo Elettrica (CTE), incorporata in Eni Raffineria a seguito della cessione del ramo d'azienda di Enipower con decorrenza 01/03/2016.

In **Figura 4-3** si riporta uno schema a blocchi dell'intero stabilimento, mentre la **Figura 4-4** riporta lo schema a blocchi del ciclo produttivo della fase di Raffinazione.

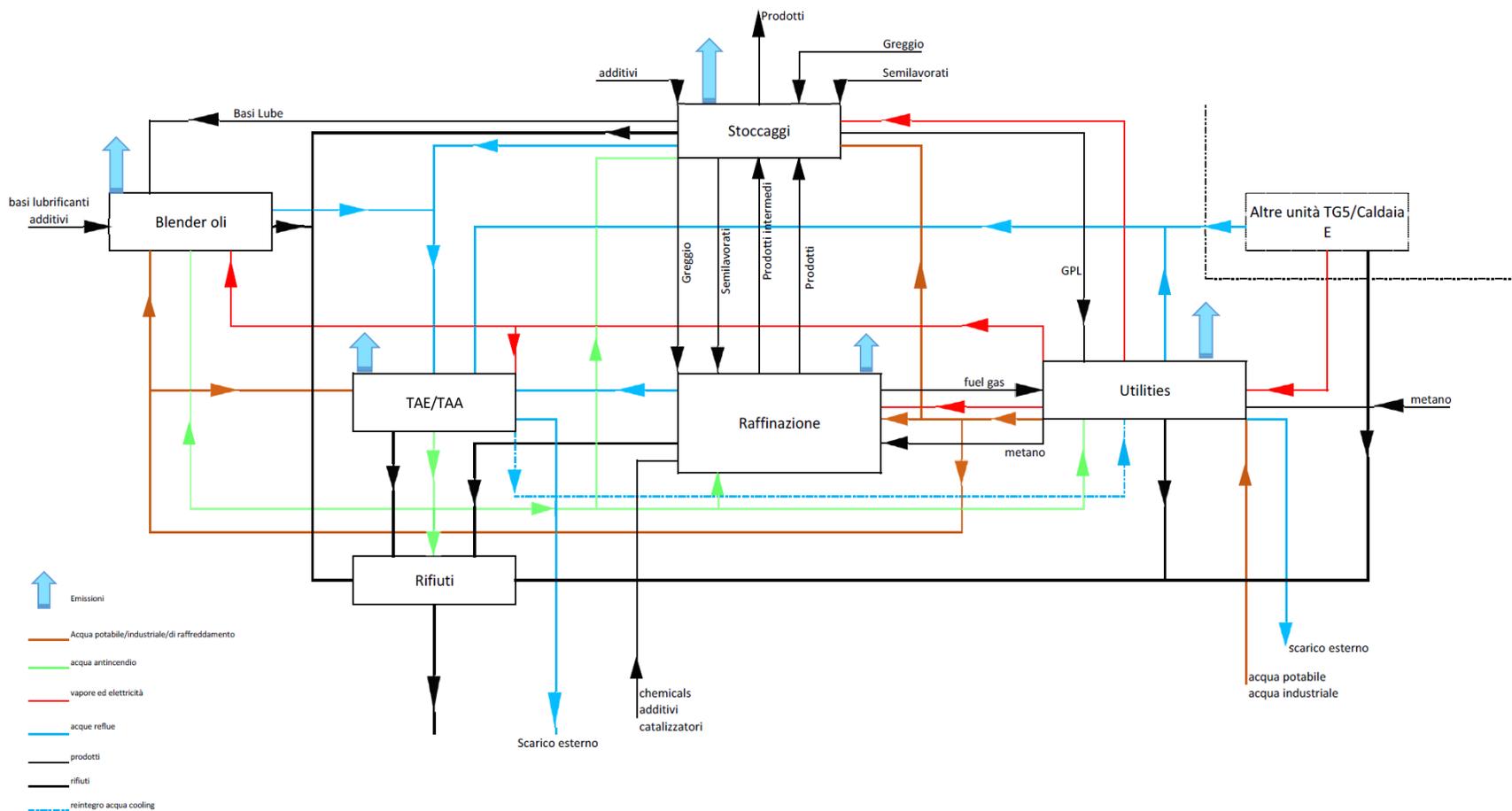


Figura 4-3 - Schema a blocchi generale

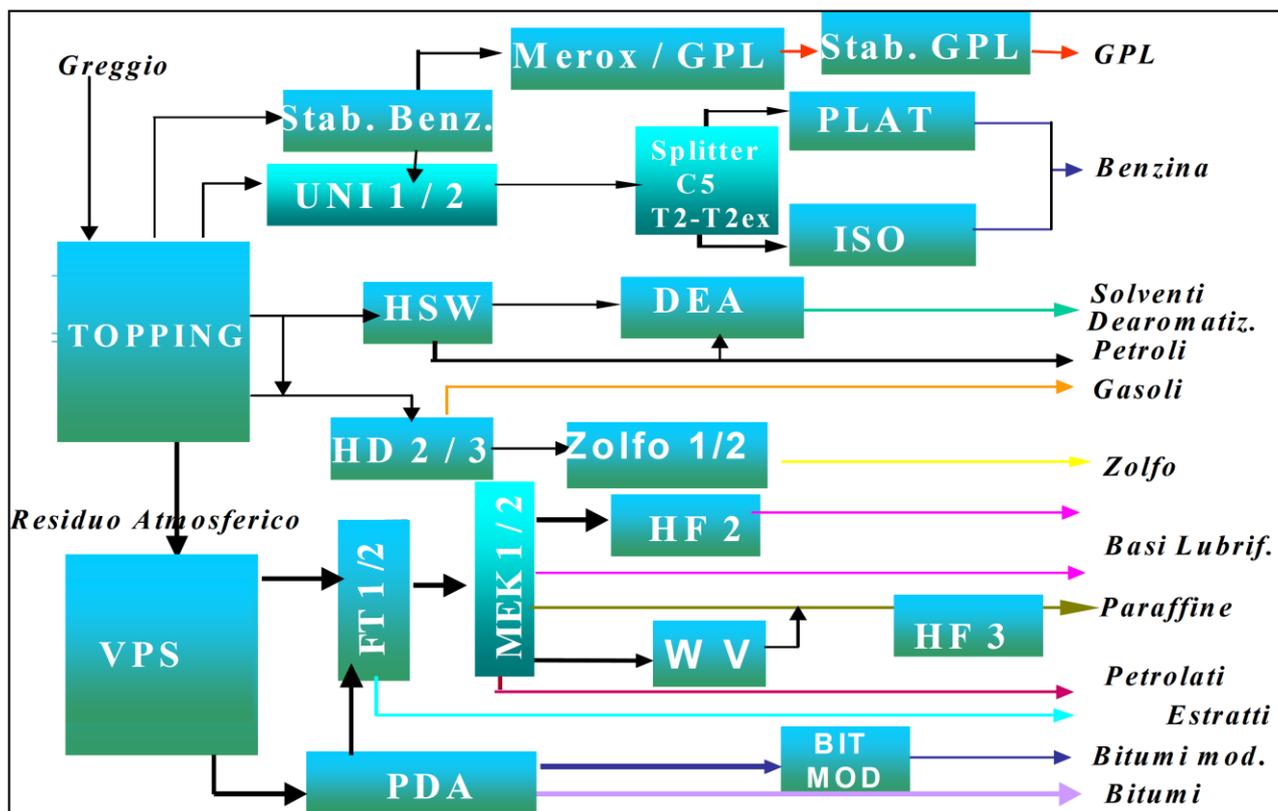


Figura 4-4: Schema a blocchi reparto raffinazione

4.2.2 Descrizione impianti

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 greggio viene avviato alla lavorazione.

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 processi svolti nelle seguenti unità, sinteticamente descritte successivamente:

Tabella 4-1: Impianti del reparto raffinazione

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Distillazione Primaria	Avviene la distillazione primaria del greggio con produzione di GPL, benzine, kerosene, gasoli e residuo.
Desolforazione GPL – Merox	Processo per ridurre il contenuto di zolfo nel GPL.
Isomerizzazione - TIP	Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della benzina leggera.
Reforming Catalitico Platformer	Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria. Il processo determina la produzione di idrogeno utilizzato nel ciclo a valle.

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Desolforazione benzine Unifing 1	Processo che riduce il contenuto di zolfo delle benzine ottenuti dal petrolio grezzo.
Desolforazione benzine Unifing 2	Processo che riduce il contenuto di zolfo delle benzine ottenute dal petrolio grezzo.
Dearomatizzazione DEA	Processo che riduce il contenuto di aromatici delle benzine e kerosene ottenuti dal petrolio grezzo.
Desolforazione Gasoli HD2	Processo che riduce il contenuto di zolfo dei gasoli ottenuti dal petrolio grezzo.
Desolforazione Gasoli HD3	Processo che riduce il contenuto di zolfo dei gasoli ottenuti dal petrolio grezzo.
Desolforazione Kerosene HSW	Processo che riduce il contenuto di zolfo del kerosene ottenuto dal petrolio grezzo.
Stabilizzatrice GPL	Riceve i gas provenienti dall'unità Merox, TIP e Plat per il successivo frazionamento in etano, propano e butano.
Vacuum PS	Si realizza una distillazione sottovuoto di parte del residuo del Topping
Deasphalting PDA	Processo per la produzione di olio deasfaltato (DAO) con utilizzo di solvente propano
Estrazione Aromatici con solvente FT1	Processo per l'eliminazione dei composti aromatici con basso indice di viscosità dalle frazioni distillate sottovuoto e DAO, per ottenere idrocarburi paraffinici
Estrazione Aromatici con solvente FT2	Processo per l'eliminazione dei composti aromatici con basso indice di viscosità dalle frazioni distillate sottovuoto e DAO, per ottenere idrocarburi paraffinici
De-Paraffinazione MEK1	Rimuove le n-paraffine da carica preventivamente De - aromatizzata
De-Paraffinazione MEK2	Rimuove le n-paraffine da carica preventivamente De - aromatizzata
Hydrofinishing HF2	Processo di idrogenazione che migliora alcune caratteristiche delle basi lubrificanti quali colore e stabilità all'ossidazione
Hydrofinishing HF3	Processo di idrogenazione che migliora alcune caratteristiche delle paraffine quali colore e stabilità all'ossidazione
Wax Vacuum	Impianto per il frazionamento sotto-vuoto della paraffine e della carica pro lube di introduzione
Lavaggio amminico e Rigenerazione MEA1/MEA2	Sistema di lavaggio gas mediante la separazione dell'H ₂ S e successiva rigenerazione delle ammine ricche ottenute durante il processo
Recupero Zolfo – Claus e SCOT	Unità in cui il gas acido (H ₂ S) è convertito in zolfo liquido
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.

Impianti di Raffinazione	Descrizione
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 in corpo idrico superficiale.

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 4-2: Impianti ausiliari

Impianti ausiliari di Raffinazione	Descrizione
Produzione e distribuzione di vapore ed energia elettrica	<p>Gruppo di cogenerazione asservito alla Raffineria per la produzione di energia elettrica e vapore costituito da:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gruppo turbogas (TEG-4), alimentato con metano e gas di raffineria, collegato ad una caldaia a recupero dotata di post-combustione (Caldaia D), avente potenza elettrica di 25 MW e in grado di cogenerare 135 t/h di vapore a 80 bar; • Caldaia tradizionale a metano e fuel gas di produzione interna (Caldaia C), avente capacità produttiva massima di 135 t/h di vapore a 80 bar; • Tre turboalternatori a vapore a contropressione di potenza 28 MW, che utilizzano il vapore a 80 bar e sono provvisti di spillamenti in grado di distribuire in raffineria vapore a 40 bar, 8 bar e 2.5 bar.
Blow down e torcia	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	La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essiccata 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	<p>L'approvvigionamento e l'utilizzo di risorsa idrica in Raffineria avviene secondo le seguenti modalità:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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;

Impianti ausiliari di Raffinazione	Descrizione
	<ul style="list-style-type: none"> acqua industriale: acquistata dall'esterno, viene impiegata per raffreddamento impianti, come acqua degasata e demineralizzata e come acqua servizi TAE.
Impianto di depurazione reflui	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	Sistema di tubazioni, valvole, etc per la distribuzione del gas e dell'olio combustibile.
Distribuzione Hot Oil	La raffineria impiega un sistema di distribuzione di Hot Oil prodotto internamente. 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.

4.2.3 Descrizione stoccaggi e movimentazione prodotti

La Raffineria viene approvvigionata mediante navi cisterna che ormeggiano alla Darsena Petroli e alla Darsena Ugione. Presso i pontili delle Darsene al servizio della Raffineria 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 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. Inoltre, sono presenti 140 serbatoi destinati alla sezione di Blender Oli.

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 (discarica 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, rispettivamente.

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 di Calenzano (FI), permettendo il trasferimento di oltre un milione di tonnellate annue di prodotti petroliferi, in gran parte benzine e gasoli.

È presente, inoltre, 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 dalle attività della Raffineria.

4.2.4 Descrizione dei sistemi ausiliari

4.2.4.1 Energia elettrica, termica ed acqua demineralizzata

Per quanto riguarda i propri fabbisogni di elettricità e vapore la Raffineria usufruisce di un complesso per la produzione di energia elettrica e vapore, in precedenza gestito da Enipower e, attualmente, ricomprese nell'AIA della Raffineria a meno del complesso costituito da TG5 + Caldaia E, per il quale è in vigore un'AIA separata.

La centrale è costituita da:

- **gruppo turbogas (TG4)**, alimentato con gas metano o gas di raffineria, collegato ad una caldaia (D) 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 (TG5)**, alimentato con gas metano, collegato ad una caldaia (E) 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 (C)** originariamente alimentata con olio combustibile e fuel gas di produzione interna e, a seguito di modifica intervenuta nel tempo, alimentata con gas metano o gas di raffineria, avente una potenzialità produttiva massima di 135 t/h di vapore a bar;
- **tre turboalternatori (TEG1, TEG2, TEG 3)** 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 potenza termica nominale dell'impianto in oggetto è pari a 695 MWt così suddivisa:

- | | | |
|-----------------------------------|-----------|------------------|
| • Caldaia C | 113,6 MWt | Emissione E6 |
| • Caldaia D + Turbogas TG4 | 205,4 MWt | Emissione E6 |
| • Caldaia E + Turbogas TG5 | 376 MWt | Emissione E6-bis |

La potenza elettrica nominale è invece pari a 251.650 KVA così suddivisa:

- | | |
|-----------------------------------|-------------|
| • Caldaia D + Turbogas TG4 | 38.350 KVA |
| • Caldaia E + Turbogas TG5 | 177.300 KVA |

- **TEG 1** 13.000 KVA
- **TEG 2** 13.000 KVA
- **TEG 3** 10.000 KVA

4.2.4.1.1 Descrizione del ciclo di funzionamento

L'acqua utilizzata per la produzione di vapore proviene da acquedotto industriale e subisce un primo trattamento di chiarificazione all'interno di vasche da cui i fanghi residui sono convogliati ad un ispessitore e, previa filtrazione sottovuoto, ad un'apposita area in attesa dello smaltimento finale.

L'acqua subisce quindi un trattamento di filtrazione, mediante unità a membrane di ultrafiltrazione (UF) e di dissalazione in opportune sezioni costituite da moduli a membrane di osmosi inversa (RO). Le unità di osmosi sono posizionate presso l'unità fissa della centrale e presso delle unità mobili di integrazione alla produzione posizionate in area TAA/TAE.

Il flusso d'acqua dissalata, arricchito del contributo del circuito di raccolta delle condense (di Raffineria e CTE), viene inviato al serbatoio TK 390 da 15.000 m³. Il reintegro dell'acqua industriale di raffreddamento viene effettuato recuperando nelle torri di raffreddamento l'acqua di scarico proveniente dal circuito di trattamento chimico biologico della Raffineria.

L'acqua dissalata viene quindi inviata all'impianto di demineralizzazione costituito da sezioni in serie di resine cationiche, anioniche e miste, che permettono il raggiungimento della conducibilità ottimale per l'impiego presso la CTE, garantendo l'eliminazione pressoché totale di sali indesiderati ed un pH di 6,4-6,5.

Al servizio dell'impianto di demineralizzazione ci sono due vasche di neutralizzazione da 950 m³ che ricevono lo scarico dell'impianto stesso e, previa neutralizzazione, ne permettono lo scarico al fosso salino con il rispetto dei parametri di legge.

L'acqua demineralizzata passa quindi in due serbatoi usati alternativamente con ciclo settimanale da 1.500 m³ ciascuno (TK 3100 e TK 3101). Agli stessi serbatoi possono affluire condense della Centrale e della Raffineria.

Il serbatoio TK 3101 alimenta la stazione di pompaggio acqua demineralizzata, costituita da due elettropompe e dalla turbopompa di riserva a partenza automatica.

Le pompe aspirano dal serbatoio ed inviano l'acqua demineralizzata, sotto controllo di livello, ai degasatori in cui avviene lo strippaggio dell'ossigeno ed un riscaldamento del flusso a 135 °C e da qui vengono alimentate rispettivamente le caldaie C/D/E.

Il vapore a 80 ATE e 490°C prodotto dalle caldaie C/D/E alimenta un collettore per essere successivamente utilizzato dai tre turboalternatori di centrale:

- TEG 1 (10500 kW) a contropressione senza prelievi, con scarico a 2.5 ATE su collettore di Raffineria;
- TEG 2 (10500 kW) a contropressione senza prelievi con scarico sul collettore a 8 ATE;
- TEG 3 (8000 kW) a contropressione con spillamento che scarica sul collettore a 40 ATE e su quello a 2,5 ATE.

Il vapore a 40 ATE e 400°C è prodotto per laminazione del vapore ad altissima pressione e spillamento TEG 3.

Il vapore ottenuto dalla laminazione e scaricato dal TEG3 alimenta il collettore vapore alta pressione che è utilizzato negli impianti per azionare turbine motrici e in CTE per azionare la turbopompa di alimento caldaia e per alcuni servizi di centrale.

Il vapore a 8 ATE e 230°C è prodotto per scarico dal turbogeneratore TEG 2 e per laminazione del vapore ad altissima pressione.

Il vapore scaricato dal TEG 2 alimenta il collettore vapore media pressione che è utilizzato negli impianti per alcuni servizi di processo e per azionare turbine motrici e nella CTE per servizi vari.



Il vapore a 2.5 ATE e 190°C è prodotto per scarico dal turbogeneratore TEG 1 e TEG 3 e per laminazione del vapore ad altissima pressione. Al collettore bassa pressione confluiscono inoltre:

- gli scarichi di tutte le turbopompe di riserva della CTE;
- il vapore recuperato dagli spurghi caldaie;
- parte del vapore di fuga dai manicotti del turbogeneratore TEG 2.

Il vapore è utilizzato negli impianti per servizi di riscaldamento e di processo e nella CTE per i seguenti servizi principali:

- alimentazione principale degasatori;
- alimentazione aerotermini caldaie;
- manichette.

Il sistema di regolazione della pressione delle quattro reti vapore si integra con quello che regola il carico delle caldaie.

I turbogeneratori funzionano normalmente in parallelo tra di loro e con la rete ENEL. Il controllo della pressione dei collettori AP-MP e BP viene assicurato dallo scarico di questi ultimi. A tale scopo i TEG 1, 2 e 3 vengono regolati da Master di pressione rilevata sui collettori AP.

In caso di fermata di uno dei TEG la regolazione della pressione dei collettori viene assicurata da valvole laminatrici.

Per assetti particolari sono stati installati uno sfioro MP-BP e uno sfioro BP-ATM i quali depressurizzano i collettori prima dello scatto delle valvole di sicurezza.

La regolazione del collettore AAP è assicurata da Master, i quali provvedono a mantenere costante la pressione impostata agendo sulle caldaie, aumentandone o diminuendone la produzione.

Il collettore è munito inoltre di una valvola di sfioro che, in caso di sovrappressione, apre depressurizzando il collettore evitando l'apertura della PSV.

Oltre alle classiche caldaie nella Centrale Termoelettrica sono presenti due turbine a gas:

- TG 4 della potenza di 25 MW;
- TG 5 della potenza di 149 MW

Il TG 4 scarica i gas caldi alla caldaia D mentre il TG 5 funziona in ciclo combinato con la caldaia E.

Il ciclo combinato ha lo scopo di fornire energia elettrica alla rete ENEL e produrre vapore di processo. Esso è costituito dal gruppo turbogas, da una caldaia a recupero (E) e da una turbina a vapore a condensazione che, utilizzando parte del vapore prodotto dalla caldaia, può contribuire anch'essa alla produzione di energia elettrica.

4.2.4.2 Acqua demineralizzata

L'acqua demineralizzata viene autoprodotta presso la Centrale Termoelettrica interna e distribuita tramite un sistema gestito dalla Raffineria.

4.2.4.3 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.

L'acqua di reintegro delle torri è composta da una miscela di acqua industriale e, prevalentemente, acqua proveniente dall'impianto di trattamento effluenti (TAE) e dal ciclo di produzione dell'acqua demineralizzata.



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.

4.2.4.4 Aria compressa

L'aria compressa viene autoprodotta presso la Centrale Termoelettrica e distribuita tramite un sistema gestito dalla Raffineria.

4.2.4.5 Distribuzione Fuel Oil

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

4.2.4.6 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 (MEA 2), preventivamente sottoposti a lavaggio amminico, quando non già puliti (contributi di 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.

4.2.4.7 Distribuzione Hot Oil

La raffineria impiega un sistema di distribuzione di Hot Oil prodotto internamente. 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.

4.2.4.8 Trattamento acque effluenti

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

- Collettore Carburanti: comprende gli impianti carburanti, le pensiline di carico, la Centrale Termoelettrica, 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 acqua proveniente dall'impianto SWS.

4.2.5 Descrizione Unità

4.2.5.1 Unità di distillazione primaria

- Capacità di trattamento: 14.450 t/d di greggio

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 stripping 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.

4.2.5.2 Unità di splitting benzina

- Capacità di trattamento: 2.700 t/d di greggio

La benzina Full Range desolforata viene splitata in una frazione leggera ed una pesante mediante tre colonne di splitting operanti in parallelo, denominate C5, T2 e T2ex.

La suddivisione della benzina in due tagli è funzionale ai trattamenti successivi a cui la benzina deve essere sottoposta per il raggiungimento delle specifiche di produzione.

Le colonne lavorano a pressione poco più che atmosferica, ed il taglio della carica viene effettuato mediante controllo inferenziale del tenore di C7 nella frazione ottenuta dalla testa.

Tale frazione, infatti, deve essere alimentata all'impianto Isomerizzazione, che agisce su molecole dell'ordine dei C5 e C6.

La frazione di fondo, invece, viene alimentata all'impianto Platformer.

La colonna C5 è dotata di reboiler con Hot-Oil, le colonne T2 e T2ex hanno invece il reboiler a vapore.

4.2.5.3 Unità di desolforazione benzine Unifining 1

- Capacità di trattamento: 1741 t/d di greggio

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/m^2).

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.

4.2.5.4 Unità di desolforazione benzine Unifining 2

- Capacità di trattamento: 900 t/d di benzina prodotta

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/m^2).

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. I vapori che fuoriescono dalla testa dello stripper C1 sono condensati con air-cooler e trim-cooler e poi accumulati nell'accumulatore di testa V105, da cui la fase gassosa è inviata al trattamento di lavaggio amminico presso l'unità MEA 1. La fase liquida è invece completamente reflussata nella colonna C104. La fase liquida in uscita dal fondo dello 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.

4.2.5.5 Unità di reforming catalitico platformer

- Capacità di trattamento: 1.800 t/giorno di benzina pesante

L'unità di Reforming Catalitico ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante. La sezione di Reforming produce addizionalmente Idrogeno utilizzato 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 desolforato 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.

4.2.5.6 Unità T-105

La colonna T-105 (da cui il nome dell'unità) fa parte dell'unità PLAT ma ha assunto recentemente un assetto indipendente dedicato alla produzione di biojet (combustibile con componente biogenica per il settore del trasporto aereo).

Il circuito prevede l'arrivo del semilavorato "HVO wild naphtha" via nave e conferimento via oleodotto nel serbatoio S63. Il semilavorato viene poi inviato alla colonna T-105 e qui distillato, restituendo due frazioni:

- dalla testa della colonna si ottiene HVO nafta residua poi convogliata e stoccata nel serbatoio S130 e da qui inviata verso i serbatoi S126 e S127 per essere integrata nel ciclo di lavorazione delle benzine tradizionali;
- dal fondo della colonna si ottiene biojet poi convogliato e stoccato nel serbatoio S111.

Il prodotto principale, stoccato nel serbatoio S111, può essere esitato tal quale sia via mare che via terra.

Una configurazione alternativa prevede l'esitazione di biojet miscelato con il jet fuel di origine fossile, prodotto tradizionalmente:

- dal serbatoio S111 il biojet viene miscelato nel serbatoio S106 e da qui, il biojet miscelato con il jet fuel può essere esitato sia via mare che via terra.

4.2.5.7 Unità di isomerizzazione TIP

- Capacità di trattamento: 690 t/giorno di benzina leggera

L'isomerizzazione è la conversione degli idrocarburi normali nei loro isomeri, caratterizzati da un numero di ottano più alto.

Il termine isomero si riferisce a composti che hanno la stessa formula molecolare ma una diversa formula di struttura o una diversa configurazione delle molecole. In generale, qualsiasi composto a catena lineare o a catena aperta viene definito normale, mentre se ha una configurazione diversa, vale a dire a catena ramificata viene definito isomero (isomero significa composto con lo stesso peso).



La carica per i reattori di isomerizzazione è soprattutto paraffinica ed è generalmente composta da una miscela di C5 e C6.

Correnti tipiche di raffinazione sono la nafta Light Straight Run (LSR), il raffinato leggero ricavato con un impianto di estrazione aromatici e la nafta leggera da hydrotreating.

L'unità di Isomerizzazione ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina leggera.

La carica alla sezione di Isomerizzazione 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.

L'unità ha una capacità di trattamento di 690 t/d di benzina leggera, 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 carica fresca, proveniente dal serbatoio dedicato, viene aspirata dalle pompe di trasferimento ed inviata nel polmone di carica.

Dal polmone aspirano le pompe di carica, sulla cui mandata è installato l'analizzatore AI-07, con associato allarme di alta concentrazione, per tenere sotto osservazione il contenuto di benzene ed eptani nella carica.

La carica fresca aspirata dal polmone per mezzo delle pompe P-5201A/B viene inviata sotto controllo di portata FC-01 nelle sezioni di preriscaldamento, e poi nel forno F-5201 dove è vaporizzata e surriscaldata fino a 245 °C.

In questa sezione le paraffine normali, passando attraverso i due reattori R-5201A/B, vengono parzialmente convertite ad isoparaffine; le reazioni di isomerizzazione sono accompagnate da reazioni secondarie indesiderate quali l'hydrocracking delle paraffine, l'idrogenazione del benzene (saturazione degli aromatici) e l'apertura degli anelli naftenici.

Le isoparaffine e le paraffine normali sono separate mediante la sezione di adsorbimento in cui, operando ad opportune condizioni di temperatura e pressione, con un adeguato supporto adsorbente ed un adeguato utilizzo di idrogeno, si riescono a separare le due tipologie di prodotto.

Per operare alle giuste temperature nella fase di adsorbimento ci sono altri due forni, uno per il riscaldamento dell'idrogeno ed uno per il riscaldamento della carica.

La frazione non reagita viene ricircolata in carica ai reattori, quella che ha reagito è invece inviata alle sezioni finali e al successivo stoccaggio.

Il camino 5 dei forni dell'unità Isomerizzazione è unico, centralizzato e convoglia anche i fumi dell'unità Unifining 2.

4.2.5.8 Unità di dearomatizzazione DEA

- Capacità di trattamento: 260 t/d

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 inviato 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.

4.2.5.9 Unità di desolforazione gasoli HD 2

Capacità di trattamento: 1220 t/d di gasolio e kerosene

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 ($\approx 30 \text{ Kg/m}^2$) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatori al CoMo e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori 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 (compressi 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.

4.2.5.10 Unità di desolforazione gasoli HD 3

- Capacità di trattamento: 2500 t/d di gasolio

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, oltre a semilavorati di origine petrolifera (tra cui estratti aromatici). La carica, splittata in due linee fra loro in parallelo, viene miscelata con Idrogeno di riciclo (compressi mediante K-502/A/B) e di make-up da rete (compressi 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 desolfurato, 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 nafta, 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 ottenuto 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.

4.2.5.11 Unità di desolforazione kerosene HSW

- Capacità di trattamento: 1140 t/d di kerosene

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 strippaggio.

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 riflussata in colonna e parte inviata a stoccaggio e il prodotto di fondo, kerosene desolfurato, 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.

4.2.5.12 Unità MEROX™

- Capacità di trattamento: 160 t/d

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 alimentato 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.

4.2.5.13 Unità di stabilizzazione gpl

- Potenzialità: 260 t/d

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.

4.2.5.14 Unità lavaggio amminico e rigenerazione MEA 1

- Potenzialità: 630 t /d di gas

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).

4.2.5.15 Unità lavaggio amminico e rigenerazione MEA 2

- Potenzialità: 320 t/d gas

L'unità MEA 2 tratta il gas ricco di H₂S 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.

4.2.5.16 Unità di Vacuum PS

- Potenzialità: 6700 t/d

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 strappati 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.

4.2.5.17 Unità di Deasphalting PDA

- Potenzialità: 2600 t/d

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 ricircolato in alimentazione. L'asfalto così ottenuto viene utilizzato nella preparazione dei bitumi stradali e modificati o in alternativa di olio combustibile.

4.2.5.18 Unità estrazione aromatici con solvente FT 1

- Potenzialità: 2500 t/d

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, nella quale la carica viene resa anidra per evitare l'ossidazione del furfurolo. In seguito, la carica è 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.

4.2.5.19 Unità estrazione aromatici con solvente FT 2

- Capacità di trattamento: 1400 t/d

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 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.

4.2.5.20 Unità di de-paraffinazione MEK 1

- Capacità di trattamento: 1100 t/d

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).

4.2.5.21 Unità di de-paraffinazione MEK 2

- Capacità di trattamento: 860 t/d

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 due tipi di prodotto: olio deparaffinato (utilizzato come base lubrificante) e slack wax (paraffina semilavorata).

4.2.5.22 Unità di Dydrofinishing HF 2

- Capacità di trattamento: 380 t/d

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 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 incondensabili 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.

4.2.5.23 Unità di Hydrofinishing HF 3

- Capacità di trattamento: 140 t/d

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.

4.2.5.24 Unità di Wax Vacuum

- Capacità di trattamento: 85 t/d

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.

4.2.5.25 Unità di recupero zolfo Claus e Scot

- Capacità di trattamento: vedi descrizione del processo

La raffineria è dotata di 2 linee di recupero zolfo (Zolfo 1 e Zolfo 2), 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 collettati ed inviati all'unità SCOT per un successivo trattamento e quindi alle linee di ossidazione termica (ossidatori 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 di 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 ossidatori termici I-231 o I-201 dove le ultime tracce di H₂S vengono ossidate a SO₂ e scaricate in atmosfera tramite il camino E4, unico per tutte le unità.

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

4.2.5.26 Sistemi di raffreddamento

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

L'acqua di reintegro delle torri è composta da una miscela di acqua industriale e da acque provenienti dai circuiti di trattamento acque reflue e chiaridolcimento dell'acqua industriale.

L'impianto plat-former dell'area CARB è servito 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.

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.

4.2.5.27 Unità di trattamento acque acide SWS

- Capacità di trattamento: 25 t/h

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.

4.2.5.28 Unità di trattamento acque reflue

Si rinvia al paragrafo § 4.2.6.3 in quanto l'impianto in questione è stato oggetto di adeguamento successivo.

4.2.5.29 Sistema di torcia

La raffineria è dotata di 2 collettori di blowdown, per gli impianti afferenti al ciclo Carburanti (inclusi i gas acidi eventualmente provenienti da unità di lavaggio, Claus/Scot, ecc.) 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.

4.2.5.30 Blender oli

Le attività produttive prevedono la miscelazione di prodotti base e additivi per ottenere prodotti finiti sfusi. Gli imballi vuoti e le materie prime vengono ricevuti tramite autobotti (ATB), ferrocisterne (FFCC) e autotreni; i prodotti vengono spediti tramite mezzi di trasporto stradale.

Le principali strutture e impianti in esercizio sono i seguenti:

- Sistema di miscelazione on-line di oli base e unità di miscelazione in batch;
- Linee di confezionamento automatiche/ semiautomatiche e magazzini;
- Parco serbatoi di tipo atmosferico;
- Magazzino prodotti imballati;
- Pensiline e linee di carico.

Le attività di esercizio dello stabilimento prevedono in particolare:

1. Ricevimento materie prime e imballi vuoti, scarico d'autobotti, di autotreni e di ferrocisterne;
2. Miscelazione di prodotti base e additivi per ottenere prodotti finiti sfusi;
3. Confezionamento e immagazzinamento;
4. Stoccaggio del prodotto nel parco serbatoi;
5. Carico su automezzi per il mercato nazionale e estero.

La massima capacità di produzione è pari a 250.000 t/anno.

Le attività nello stabilimento vengono effettuate secondo un ciclo lavorativo di 16 ore per 5 giorni la settimana con due turni lavorativi diurni (dalle 6.00 alle 14.00 e dalle 14.00 alle 22.00).

Le produzioni del Blender Oli prevedono l'utilizzo di tipologie di numerose materie prime.

Per l'impianto di blending le macro-famiglie di componenti utilizzate sono costituite da oli base e composti chimici (antiossidanti, antiusura, miglioratori di viscosità, antischiuma ecc.).

Le modalità di approvvigionamento sono:

- Materie prime mediante linee di trasferimento dalla Raffineria ed autobotti;
- Additivi mediante autobotti ed autocarri.

Nel processo di lavorazione non ci sono reazioni chimiche; le materie prime vengono miscelate tra loro lasciando inalterati i volumi.

Il prodotto finito può essere venduto sfuso tramite autobotti o confezionato nelle seguenti modalità di imballaggio:

- Fusti da 20 kg, 60 kg, 180 kg e 850 kg;

- Tanichette da 1 litro e 4 litri.

4.2.6 Interventi realizzati a seguito del riesame AIA – D.M. 32/2018

4.2.6.1 Pavimentazione e/o impermeabilizzazione dei bacini di contenimento dei serbatoi

A seguito della prescrizione n. 3e del PIC del Decreto 0000032 de 02/02/2018 di Riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) della Raffineria di Livorno sono stati realizzati interventi di pavimentazione parziale dei bacini di contenimento dei seguenti serbatoi: S108; S3; S4; S501; S107; S129; S65; S66; S126 (sostituisce S509); S112; S502; S157; S503; S154; S504; S153; S127; S510; S111.

Gli interventi di pavimentazione parziale previsti consistono nella costruzione di un primo bacino di contenimento (in calcestruzzo) lungo la circonferenza del serbatoio, per la raccolta di eventuali sversamenti di prodotto a seguito di sovra riempimento del serbatoio, di piccola rottura del mantello o delle linee collegate e perdita dal dreno.

Ciascuno dei nuovi bacini di contenimento è provvisto di una cunetta di scolo delle acque meteoriche, opportunamente collegata alla rete fognaria di Raffineria. Le pendenze del bacino sono state realizzate in modo tale da garantire il convogliamento dei liquidi nella cunetta di scolo.

Relativamente alla gestione delle acque raccolte nei suddetti bacini, le procedure di raffineria prevedono che tutti i dreni bacini siano gestiti normalmente chiusi. Questo per impedire eventuale trascinarsi di prodotto idrocarburico nel sistema fognario di raffineria

4.2.6.2 Riduzione emissioni odorigene

Gli interventi di mitigazione delle emissioni odorigene descritti nel seguito sono stati realizzati per rispondere alle prescrizioni ricevute con il “Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) del Decreto di Riesame AIA” (DEC-MIN-0000032 del 02/02/2018, punto 19) del capitolo 7) e con il “Rapporto conclusivo d’ispezione ordinaria, valido come Relazione visita in loco ex art. 29-decies comma 5 del D.Lgs. 152/2006” (prot. ISPRA 2020/2159 del 17/01/2020) riferito alla Visita Ispettiva del 23/10÷25/10/2019

- Presso l’impianto di trattamento delle acque effluenti (TAE), per evitare che a causa dell’azione del vento si possano generare emissioni odorigene dalle vasche destinate a ricevere prodotti contenenti sostanze idrocarburiche (vasche di arrivo S33/S12, vasca di flocculazione S16, vasca di flottazione MS2, e vasche di ispessimento MS4 e MS704), è stato concepito un sistema che prevede la copertura fisica di queste vasche e convoglia le loro emissioni in atmosfera previo abbattimento delle sostanze potenzialmente odorigene.
- Presso dieci serbatoi riscaldati (denominati S-50, S-51, S-94, S-122, S-124, S-148, S-149, S-150, S-151, S-152) destinati a ricevere olio combustibile, è stato realizzato un sistema atto a evitare il rilascio di aria contenente composti potenzialmente odorigeni durante le fasi di caricamento. Tale accorgimento provvede alla captazione della fase gassosa che staziona fra la superficie dell’olio e il tetto mediante tubazione dedicata e invio ad una sezione d’abbattimento dei composti odorigeni prima del suo rilascio in atmosfera.
- I sei serbatoi (denominati S-59, S-60, S-61, S-109, S-589, S-590) destinati a ricevere prodotti pesanti, provenienti principalmente dalla colonna di Vacuum e dall’impianto di deasfaltazione PDA, sono stati dotati di un sistema che provvede alla captazione dell’aria contenente composti potenzialmente in circuito chiuso utilizzando due ventilatori di tipo centrifugo operanti in depressione (uno in servizio e l’altro spare). L’aria captata dai serbatoi è poi inviata ad una sezione dedicata per l’abbattimento dei composti odorigeni prima del suo rilascio in atmosfera.

4.2.6.3 Trattamento delle Acque Effluenti (TAE)

Le acque reflue, mediante collettori, sono convogliate per gravità alle vasche d'arrivo S33 e S12 e di qui inviate ai serbatoi TK1/TK2/TK100/S98, di capacità pari a circa 100.000 m³ totali, da cui vengono successivamente prelevate per iniziare il processo di trattamento.



Figura 4-5 - Localizzazione TAE

Il progetto di adeguamento del TAE si è inserito nel percorso di innovazione e sviluppo tecnologico già intrapreso da Eni e finalizzato alla gestione ottimale della risorsa idrica nel processo della Raffineria.

Il progetto è stato sviluppato con i seguenti due obiettivi:

1. sfruttare le potenzialità della sezione biologica dell'impianto TAE, caratterizzata da una capacità idraulica di trattamento della parte iniziale, costituita da vasche API e flottatore, nettamente superiore rispetto alle attuali vasche di ossidazione e di sedimentazione biologica poste a valle;
2. garantire una maggior flessibilità e affidabilità delle performance dell'impianto.

Gli interventi hanno riguardato:

1. il raddoppio della linea biologica, mediante l'installazione di una seconda vasca di ossidazione biologica e di una seconda vasca di sedimentazione biologica, con un incremento della capacità di 200 m³/h, a saturazione della capacità residua non sfruttata di vasche API (MS1A/B) e flottatore (MS2) esistenti;
2. invio del post flottato da flottatori Wemco 80 e Wemco 90 alle vasche API MS1A/B;
3. invio dell'acqua di sfioro dagli ispessitori fanghi MS4 e MS704 alle vasche API MS1A/B;

4. WWR e unità filtri GAC (filtrazione su sabbia e carboni attivi) esistenti anche a servizio di Wemco 80.

Gli interventi sopra descritti non hanno di fatto apportato variazioni alle caratteristiche o al funzionamento dell'impianto TAE, bensì hanno rappresentato un'ottimizzazione del trattamento esistente.

Si è mantenuto e rafforzato con tale intervento l'allineamento della Raffineria di Livorno alla BAT 12 (Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas, 2015) relativa al trattamento degli effluenti liquidi che prevede l'utilizzo di tutte le tecniche di seguito elencate:

- rimozione delle sostanze insolubili mediante il recupero di oli;
- rimozione delle sostanze insolubili mediante il recupero di solidi sospesi e degli oli dispersi;
- rimozione delle sostanze solubili, compreso il trattamento biologico e la chiarificazione.

Si riporta di seguito una rappresentazione schematica dell'impianto TAE nella configurazione attuale:

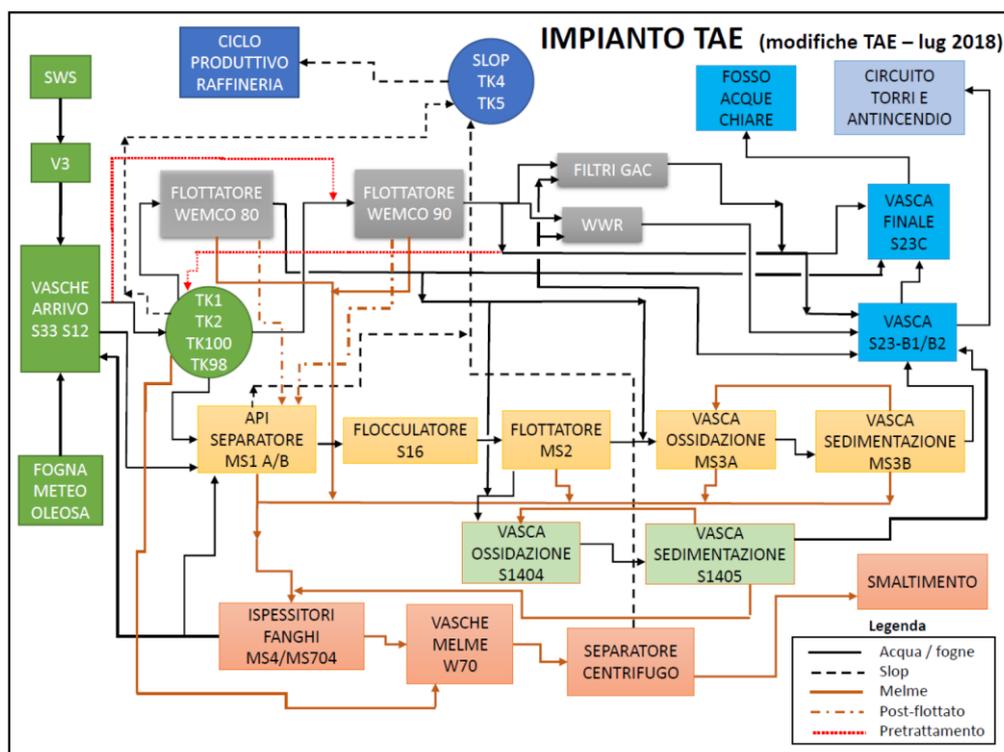


Figura 4-6 - Schema di flusso TAE

Nello schema sopra non sono riportate per semplicità di lettura le seguenti vasche intermedie:

- vasca di raccolta fanghi S-1406 (tra S-1405 e MS4/MS704);
- vasca di rilancio S-1407;
- vasca di alimentazione biologico S-1408 (tra flottatore MS2 e vasca di ossidazione S1404);
- vasca TK-1400 (tra MS4/MS704 e API MS1A/B);
- vasca TK-1401 (tra Wemco 80 e WWR/filtri GAC).

Per il trattamento dell'effluente da Wemco la raffineria dispone di una recente unità avviata a inizio 2021 collocata nell'area "ex T.O.R", decentrata rispetto al complesso TAE e rispetto alla precedente unità di filtri GAC (di potenzialità inferiore). Questa unità è costituita da 18 filtri complessivi di cui 6 a sabbia e 12 a carbone e con l'introduzione di filtri a sabbia a monte di quelli a carbone si è realizzato un miglioramento rispetto all'unità

precedente (solo a carboni) con una maggiore efficienza di trattamento complessivo ed una maggiore durata dei carboni adsorbenti. La carica viene trasferita mediante pompe di sollevamento che aspirano dal serbatoio TK200 situato in zona Wemco 90. Il serbatoio citato consente un adeguato polmone di alimentazione per il nuovo impianto, dimensionato per un trattamento fino a 500 mc/h, determinando una maggiore stabilizzazione ed efficienza della lavorazione del Wemco 90 stesso, posizionato a monte.

La carica a questa unità è regolata a seconda della necessità di scarico e i filtri possono essere eserciti tutti o in parte, a seconda della richiesta di acqua da trattare, e hanno la possibilità di essere impostati in modalità "serie" o "parallelo". Per portate inferiori a 500 m³/h possono andare in esclusione automatica alcuni filtri non necessari per ottimizzare il ciclo di lavorazione e la durata dei medi a filtranti e adsorbenti nel tempo. La pressione fornita dalle pompe di carica è sufficiente per attraversare tutti i filtri e permettere il ritorno al punto di consegna finale, S23C o S23B/S20.

L'impianto prevede dei lavaggi giornalieri automatici con l'ausilio di opportuni chemicals per ottimizzarne l'effetto. I lavaggi sono inizialmente dirottati nella fogna meteo oleosa di raffineria in prossimità dell'unità stessa, con la previsione di una possibile ottimizzazione per un recupero diretto verso le vasche API della prima sezione dell'impianto biologico.

4.2.6.4 Adeguamento TAE/TAA: interventi di recente realizzazione

4.2.6.4.1 Unità filtri a DISCO su scarico BIO

La raffineria ha in previsione la realizzazione anche di una nuova unità di filtrazione dell'effluente proveniente dalle vasche di sedimentazione biologica delle due linee di trattamento, per una ulteriore riduzione del contenuto di solidi sospesi, prima dell'invio della corrente allo scarico finale.

La corrente proveniente dalla vasca MS3B e quella dalla vasca S1405 sarà inviata a due distinte unità di filtrazione basate sulla tecnologia dei filtri a disco rotante per la rimozione dei solidi sospesi e quindi inviate allo scarico finale. La potenzialità dei nuovi filtri è stata definita con congruo margine per il trattamento di tutta l'acqua proveniente dalle due linee biologiche alla massima capacità di lavorazione.

Per una parte dell'acqua filtrata è previsto anche un uso alternativo allo scarico diretto, destinandolo ad una futura nuova unità di demineralizzazione per incrementare il processo di water reuse.

Le due distinte unità di filtrazione saranno installate in area TAE in prossimità delle vasche di sedimentazione citate e prevedono un funzionamento in continuo, per cui la rigenerazione dei media filtranti (su cui vengono trattenuti i solidi separati) è prevista in maniera automatica, con impiego della stessa acqua trattata per effettuare i controlavaggi che a loro volta vengono recuperati verso il ciclo di trattamento degli effluenti mediante la rete fognaria dell'impianto TAE.

4.2.6.5 Installazione di un sistema di trattamento vapori al carico delle ferrocisterne di Estratto

- Autorizzato con PIC DVA 23525 del 19.10.2018

Oltre agli impianti di processo sono presenti numerose 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.

Per quanto concerne in particolare le attività di ricezione materie prime e spedizione prodotti, 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 che si sviluppano durante il carico delle autobotti e delle navi, le pensiline di carico dei prodotti carburanti ed i pontili della Darsena Petroli 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.

L'intervento eseguito ha previsto l'installazione di un'unità di recupero e trattamento dei vapori generati durante le operazioni di caricamento delle ferrocisterne di Estratto presso il raccordo ferroviario sito all'interno della raffineria in Area denominata SOI MOV.

Alle pensiline di carico sono operativi n.2 bracci di carico, i quali possono risultare contemporaneamente in funzione.

La massima portata di vapori da trattare è stata stimata in 100 m³/h per ferrocisterna.

L'unità di trattamento è stata dimensionata per portate di ca.250 m³/h di vapore, per una quantità complessiva giornaliera da trattare di ca.750 m³/giorno di vapore.

Le operazioni di carico avvengono con una temperatura massima del prodotto di 80°C, le linee e le attrezzature sono isolate e tracciate; pertanto, la miscela aria – idrocarburi in linea teorica dovrebbe mantenersi alla stessa temperatura del prodotto fino all'unità del trattamento.

La frazione idrocarbureica potenzialmente contenuta nei vapori da trattare è quella derivante dai principali estratti caricati (Estratto Sn150, Estratto Sn500 ed Estratto Bs150).

I prodotti caricati in particolare sono costituiti da Estratto Bs150 puro o da miscele a percentuale variabile di Estratto Sn150 + Estratto Sn500.

Gli estratti caricati sono destinati alla lavorazione agli impianti di conversione della Raffineria di Sannazzaro.

La concentrazione complessiva dei VOC presenti nei flussi da trattare può essere variabile, sia in funzione della temperatura ambientale e delle condizioni operative, ma soprattutto in funzione alle diverse composizioni degli estratti.

L'impianto è del tipo ad adsorbimento su carboni attivi di natura sacrificale che cattura e trattiene nella sua struttura porosa i composti organici volatili e l'idrogeno solforato, tipicamente contenuti nei vapori derivanti dalla movimentazione dei prodotti indicati.

Data la presenza di idrocarburi e di idrogeno solforato nella corrente gassosa, si è previsto l'uso di due tipi di carbone attivo, selezionati appositamente per l'adsorbimento dei diversi tipi di composti.

La sezione di adsorbimento è costituita da due colonne in acciaio al carbonio contenenti letti a carbone attivo: una in adsorbimento, l'altra di riserva.

La realizzazione dell'intervento ha comportato l'introduzione del punto di emissione E24.

4.2.7 Bilanci materia ed energia

4.2.7.1 Utilizzo di risorse

4.2.7.1.1 Consumo di materie prime

Tabella 4-3: Consumo di materie prime alla capacità produttiva

Descrizione	Tipo	Fase di utilizzo	Consumo annuo
Petrolio grezzo	Materia prima	1 – Raffinazione	5.200.000 tonn
Semilavorati	Materia prima		1.900.000 tonn
Additivi	Materia Ausiliaria		3.504,26 tonn
Additivi	Materia Ausiliaria	3 - Stoccaggio	390 tonn
Additivi	Materia Ausiliaria	4 - TAE	250 tonn
Additivi	Materia Ausiliaria	2 - CTE	4.000 tonn
Additivi	Materia Ausiliaria	6 – Blender Oli	25.000 tonn
Basi lubrificanti	Materia prima		150.000 tonn
Miscele lubrificanti finite	Materia prima		20.000 tonn

4.2.7.1.2 Consumo di risorse idriche

Tabella 4-4: Consumo di risorse idriche alla capacità produttiva

Descrizione	Tipo	Fase di utilizzo	Consumo annuo
Acqua industriale (acque superficiali)	Processo	1,2,3,4,6	4.315.200 mc
Fosso acque salse (Acque superficiali)	Antincendio	1,2,3,4,6	--
Effluente TAE (Acque da impianto depurazione)	Raffreddamento	1,2,3,4,6	529.571 mc
Acquedotto ad uso potabile	Igienico-sanitario	1,2,3,4,6	100.000 mc
Effluente Ondeo (Concentrato da impianto di demineralizzazione)	Raffreddamento	1,2,3,4,6	600.000 mc

4.2.7.1.3 Consumo di combustibili

Tabella 4-5: Consumo di combustibili alla capacità produttiva

Descrizione	Consumo annuo (tonn)	Energia (MJ)
Fuel Gas	86.609	4.336.426.021
Fuel Oil	59.668	2.440.480.868
Metano	113.507	5.529.152.984
Metano (Gruppo 5)	220.635	10.423.721.370
Butano	4.000	182.692.000

4.2.7.2 Bilancio energetico

La raffineria è un impianto ad alta intensità energetica, che utilizza 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'autoproduzione di vapore ed elettricità, e mediante l'importazione di elettricità grazie al collegamento alla rete di trasmissione nazionale.

Tabella 4-6: Bilancio energetico alla capacità produttiva

Descrizione	Consumo annuo (MWh)	Produzione annuo (MWh)
Energia Termica	9.278.979,4	5.345.477,0
Energia Termica (Gruppo 5)	2.892.135,0	1.732.966,5
TOTALE Energia Termica	12.171.114,4	7.078.443,50
Energia Elettrica	352.854,3	298.340,0
Energia Elettrica (Gruppo 5)	24.559,0	1.294.637,0
TOTALE Energia Elettrica	377.413,30	1.592.977,00

4.2.8 Rilasci

4.2.8.1 Emissioni in atmosfera

I forni degli impianti di processo sono le unità della 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.

4.2.8.1.1 Emissioni convogliate

All'interno dello stabilimento sono presenti 74 punti di emissione convogliata, di seguito identificati:

Tabella 4-7: Punti di emissione convogliata in atmosfera

Sigla	Unità di provenienza
E1	TOPPING, HD3
E4	PLAT, UNI1, HD2, HSW, ZOLFO1, ZOLFO2, SCOT
E5	UNI2, ISOM.
E6	TG4, Caldaia D, Caldaia C
E7	VPS, FT 1, HOT OIL
E9	HF 2
E10	HF3
E11	WAX VAC.
E16b	URV, carico ATB benzine
Da E17/1 a 17/35	Sfiati cappe Laboratorio
E18	Sfiato cappa Laboratorio SOI LUBE
E19	Sfiato cappa Laboratorio CARB
E20	Sfiato cappa Laboratorio SOI MOV
E21	Sfiato cappa Laboratorio TAE
E22	Sfiato CCR Plat
E23	URV Darsena Petroli
E24	Scarico ferrocisterne

Sigla	Unità di provenienza
1-E18	1 linea conf. Fustoni 1000 l
2-E19	2 linee conf. Secchi 20 l
3-E20	Linea 1 conf. 200 l
4-E21	Linea 2 conf. 200 l
5-E22	Linea 3 conf. 200 l
6-E23	Linea 4 conf. 200 l
7-E24	Sfiato aspirazioni 10 serbatoi minibulk
8-E25	Sfiato linee aspirazione tini di miscelazione
9-E17	URV carico ATB estratti aromatici
da 10-E10 a 10-E21	Sfiati cappe laboratorio Blender
11-E22 LTBS	1 linea conf. 1 l cilindrico

Oltre ai sopracitati punti, per i quali concorrono al raggiungimento dei limiti di Bolla i camini denominati E1, E4, E5, E7, E9, E10, E11, è necessario segnalare il camino **E6bis** rientrante, allo stato attuale, nell’Autorizzazione Integrata Ambientale di cui al D.M. 436/21 ed inerente il sistema costituito da Caldaia E + Turbogas TG5.

4.2.8.1.2 Torçe

La raffineria è dotata di due collettori di blow-down per gli impianti afferenti il ciclo carburanti ed il ciclo lubrificanti. Sulle linee sono installati dei separatori di liquidi e condense, mentre i gas ed i vapori non condensati sono inviati a due torçe dotate di guardia idraulica per evitare ritorni di fiamma.

Ogni fiaccola ha un bruciatore pilota, con termocoppia di allarme, che garantisce la combustione dei gas scaricati. Le caratteristiche delle torçe sono riportate di seguito:

Tabella 4-8: Torçe

N. progressivo	Sigla	Descrizione	Portata mantenimento fiamma pilota	Portata massima giornaliera
1 (E14)	CARB	Blow Down Inquinanti CARB	1,5 t/g	20 t/g
2 (E15)	LUBE	Blow Down Inquinanti LUBE	1,5 t/g	12 t/g

4.2.8.1.3 Emissioni diffuse e fuggitive

Nelle seguenti tabelle sono riportate le emissioni diffuse e fuggitive, dichiarate dal Proponente nella documentazione AIA, rispettivamente per gli impianti della Raffineria e per il Gruppo 5 (TG5+Caldaia E).

Tabella 4-9: Emissioni diffuse e fuggitive

Unità di provenienza	Tipologia	Inquinante	Portata (t/anno)
Impianti di processo	<input type="checkbox"/> Diffusa	COV	151,48
	<input checked="" type="checkbox"/> Fuggitiva	Benzene	1,36
Movimentazione e Stoccaggio	<input checked="" type="checkbox"/> Diffusa	COV	344,5
	<input type="checkbox"/> Fuggitiva	Benzene	0,54
TAE	<input checked="" type="checkbox"/> Diffusa	COV	97,19
	<input type="checkbox"/> Fuggitiva	Benzene	0,87
CTE	<input type="checkbox"/> Diffusa	COV	4,867
	<input checked="" type="checkbox"/> Fuggitiva	Benzene	0,044
TG5	<input type="checkbox"/> Diffusa	COV	0,16
	<input checked="" type="checkbox"/> Fuggitiva		

4.2.8.2 Scarichi idrici

La raffineria è dotata di due scarichi finali, entrambi recapitanti in corpo idrico superficiale Fosso Acque Salse, in particolare:

- **Scarico SF1**, che scarica le acque provenienti dal TAE con portata alla capacità produttiva di 450 mc/h;
- **Scarico SF2**, che scarica le acque provenienti dalla ex centrale di proprietà ENI POWER, costituita da quota parte dell'eluato dell'impianto DEMI (impianto "Ondeo") che non è possibile riutilizzare nello stabilimento (scarico denominato "salino"). La portata media annua alla capacità produttiva è pari a 260 mc/h.

I reflui in uscita dal TAE vengono in parte scaricati su **SF1** e in parte riutilizzati. Il quantitativo di acqua riutilizzata alla massima capacità produttiva è di **529.571 mc/anno**.

4.2.8.3 Rumore

Diverse sono le sorgenti emissive di rumore presenti nello stabilimento, come si può evincere dalla Scheda B.14 allegata alla documentazione di AIA di cui al DM 32/2018.

Dal 09/12/2020 al 27/12/2020 è stata effettuata una campagna di misura per mezzo di 8 centraline di monitoraggio in continua, e contestuale monitoraggio delle condizioni meteorologiche e rilievi del traffico in continua con 2 postazioni di misura in Via Aurelia ed 1 lungo la S.G.C. FI-PI-LI.

La posizione dei punti di misura in continua della campagna effettuata all'esterno dell'impianto e quella dei conta-traffico sono riportate nella figura successiva. In corrispondenza della postazione "Continua6" è stato inoltre inserita una centralina di monitoraggio meteorologico.



Figura 4-7 - Punti di monitoraggio, campagna Dicembre 2020

Come prescritto nel PIC, al p.to 26) del paragrafo 7.6, la campagna di misure ha previsto il monitoraggio durante tre diverse fasi di funzionamento dell'impianto, nello specifico:

- Residuo [dal 09/12/2020 al 13/12/2020]: periodo in cui, data la fermata programmata degli impianti, questi risultavano tutti spenti in attesa di riavvio;
- Riavvio [dal 13/12/2020 al 24/12/2020]: periodo in cui sono stati, consequenzialmente, riavviati i vari impianti;
- Regime [dal 24/12/2020 al 27/12/2020]: periodo in cui tutti gli impianti risultavano riavviati.

Le tecniche di misura del rumore utilizzate durante il monitoraggio hanno fatto riferimento a quanto previsto dal D.P.C.M. 14/11/97 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore" e dal D.M.A. 16/03/98 "Tecniche di rilevamento e misurazione dell'inquinamento acustico".

Si riportano nelle seguenti tabelle i risultati delle misure riferite a tutto il periodo diurno e notturno, per ciascuna delle tre fasi di funzionamento dell'impianto monitorate.

Così come previsto dalla Legge del 26 ottobre 1995 n. 447 "Legge quadro sull'inquinamento acustico" corredata dai relativi decreti attuativi, i risultati ottenuti sono stati confrontati con i valori limite assoluti di immissione.

Da un esame dei risultati riportati nelle tabelle, si evince che per i punti di misura denominati "Continua1", "Continua4", "Continua5", "Continua7" e "Continua8" sono sempre rispettati i limiti di immissione.

Per quanto riguarda invece i punti di misura denominati "Continua2", "Continua3" e "Continua6", risulta evidente che il superamento dei limiti di immissione è affetto da rumorosità non imputabile all'attività di raffineria: si osserva infatti che il superamento dei limiti di immissione si verifica anche in caso di impianti completamente spenti (caso denominato "Residuo") ed i valori registrati sono del tutto in linea con quelli riscontrati in fase di riavviamento degli impianti. I valori registrati invece durante la fase in cui gli impianti funzionavano a regime risultano leggermente più bassi, poiché i monitoraggi sono stati eseguiti in giorni di festa (i.e. 25-26-27 dicembre 2020) con conseguente minor traffico veicolare.

Tabella 4-10: Risultati campagna di indagine fonometrica Dicembre 2020

Centralina	Coordinate	Classe PCCA	Limite diurno immissione [dBA]	Livello diurno di immissione misurato [dBA]					Limite notturno immissione [dBA]	Livello notturno di immissione misurato [dBA]				
				09/12/2020	10/12/2020	11/12/2020	12/12/2020	13/12/2020		09/12/2020	10/12/2020	11/12/2020	12/12/2020	13/12/2020
Continua1	43°35'24.90"N 10°20'47.10"E	V	70	49,5	52,0	52,0	47,5	48,5	60	-	48,0	44,5	43,0	44,5
Continua2*	43°35'26.41"N 10°20'54.01"E	IV	65	67,5	67,5	68,0	65,5	62,5	55	-	64,0	61,5	58,5	56,5
Continua3*	43°34'54.27"N 10°20'37.44"E	IV	65	73,5	75,5	74,5	72,0	68,0	55	-	74,0	67,0	65,0	62,0
Continua4	43°34'53.80"N 10°20'35.00"E	V	70	57,5	57,5	59,0	55,5	58,0	60	-	56,5	51,5	55,5	55,0
Continua5	43°35'36.21"N 10°20'20.87"E	VI	70	64,5	64,5	65,0	59,0	56,5	70	-	57,0	55,0	53,5	53,0
Continua6*	43°34'54.00"N 10°20'43.21"E	III	60	65,5	65,0	66,0	63,5	57,5	50	-	58,0	56,0	59,0	51,0
Continua7	43°35'34.26"N 10°21'0.54"E	III	60	56,0	56,5	59,0	55,5	51,0	50	-	50,5**	48,0	46,0	43,5
Continua8	43°35'32.30"N 10°21'8.97"E	III	60	52,5	52,5	55,0	51,0	49,5	50	-	47,0	45,5	44,5	42,0

(*) Le misure effettuate presso i punti Continua1; Continua2; Continua3 risultano influenzate da traffico stradale non afferente all'attività oggetto di indagine, pertanto il superamento dei limiti non è da imputarsi all'attività in oggetto. Si veda relazione contestuale.

(**) Il Livello Notturno misurato in data 10/12/2020 presso il punto Continua7 presenta un valore di 50,5. Si considera tale valore come rispettoso dei limiti, considerando 0,5dB di tolleranza dovuta alla precisione dello strumento. Si evidenzia che in tale periodo la raffineria risultava con impianti non in esercizio.

Centralina	Coordinate	Classe PCCA	Limite diurno imm. [dBA]	Livello diurno di immissione misurato [dBA]												Limite notturno imm. [dBA]	Livello notturno di immissione misurato [dBA]												
				13/12/2020	14/12/2020	15/12/2020	16/12/2020	17/12/2020	18/12/2020	19/12/2020	20/12/2020	21/12/2020	22/12/2020	23/12/2020	24/12/2020		13/12/2020	14/12/2020	15/12/2020	16/12/2020	17/12/2020	18/12/2020	19/12/2020	20/12/2020	21/12/2020	22/12/2020	23/12/2020	24/12/2020	
Continua1	43°35'24.90"N 10°20'47.10"E	V	70	51,5	54,0	53,5	52,5	52,0	53,5	50,0	49,0	53,0	0,0	56,5	57,5	60	54,5	51,5	49,0	45,0	46,0	47,0	44,0	49,0	50,5	0,0	54,5	55,5	
Continua2*	43°35'26.41"N 10°20'54.01"E	IV	65	64,0	67,5	68,5	67,5	67,5	66,5	66,0	67,0	68,5	67,5	65,5	55	58,0	59,5	60,0	59,5	59,5	59,5	58,5	56,5	60,0	60,5	60,0	59,5		
Continua3*	43°34'54.27"N 10°20'37.44"E	IV	65	71,0	74,0	73,5	73,5	74,0	73,5	72,5	71,5	74,0	75,0	73,5	71,5	55	64,0	67,0	66,5	66,0	66,0	65,5	63,5	62,0	66,5	67,0	66,0	65,5	
Continua4	43°34'53.80"N 10°20'35.00"E	V	70	60,5	59,5	59,0	59,0	59,0	59,5	57,5	57,0	59,0	60,5	59,0	60	60,0	58,0	58,0	53,0	53,0	54,0	52,0	53,0	55,5	56,0	54,0	54,0		
Continua5	43°35'36.21"N 10°20'20.87"E	VI	70	57,5	64,5	65,0	64,5	64,5	64,5	63,0	60,0	65,5	66,0	65,0	70	56,0	64,5	60,0	55,0	55,0	56,0	53,5	53,0	56,5	57,0				
Continua6*	43°34'54.00"N 10°20'43.21"E	III	60	64,0	65,5	65,5	65,0	65,5	65,5	64,5	63,0	65,0	66,5	65,5	62,0	50	55,5	57,0	55,5	54,5	54,5	54,5	53,0	52,0	55,5	56,5	57,0	53,0	
Continua7	43°35'34.26"N 10°21'0.54"E	III	60	54,0	57,0	57,0	57,0	57,0	56,0	54,5	57,0	57,5	56,5	53,5	50	49,0	49,0	46,5	46,5	46,0	46,5	46,0	46,0	48,0	48,0	49,0	49,5		
Continua8	43°35'32.30"N 10°21'8.97"E	III	60	48,5	54,0	54,0	54,0	53,0	53,0	52,0	49,5	53,0	54,0	52,0	50	48,5	49,0	45,5	45,0	46,0	45,5	44,0	44,5	47,0	48,5	48,5	47,5		

(*) Le misure effettuate presso i punti Continua1; Continua2; Continua3 risultano influenzate da traffico stradale non afferente all'attività oggetto di indagine, pertanto il superamento dei limiti non è da imputarsi all'attività in oggetto. Si veda relazione contestuale.

Centralina	Coordinate	Classe PCCA	Limite diurno immissione [dBA]	Livello diurno di immissione misurato [dBA]			Limite notturno immissione [dBA]	Livello notturno di immissione misurato [dBA]		
				25/12/2020	26/12/2020	27/12/2020		25/12/2020	26/12/2020	27/12/2020
Continua1	43°35'24.90"N 10°20'47.10"E	V	70	52,0	46,5	45,5	60	46,0	46,5	41,5
Continua2*	43°35'26.41"N 10°20'54.01"E	IV	65	61,0	60,5	62,0	55	55,5**	54,5	53,5
Continua3*	43°34'54.27"N 10°20'37.44"E	IV	65	67,5	67,0	69,0	55	62,0	60,0	60,0
Continua4	43°34'53.80"N 10°20'35.00"E	V	70	55,5	53,5	54,0	60	55,5	54,0	49,0
Continua5	43°35'36.21"N 10°20'20.87"E	VI	70	-	-	55,0	70	-	46,5	49,0
Continua6*	43°34'54.00"N 10°20'43.21"E	III	60	60,5	-	-	50	-	-	-
Continua7	43°35'34.26"N 10°21'0.54"E	III	60	51,0	49,0	50,5	50	47,0	46,5	39,5
Continua8	43°35'32.30"N 10°21'8.97"E	III	60	47,5	47,0	47,0	50	47,0	48,0	39,5

(*) Le misure effettuate presso i punti Continua1; Continua2; Continua3 risultano influenzate da traffico stradale non afferente all'attività oggetto di indagine, pertanto il superamento dei limiti non è da imputarsi all'attività in oggetto. Si veda relazione contestuale.

(**) Il Livello Notturno misurato in data 25/12/2020 presso il punto Continua2 presenta un valore di 55,5. Si considera tale valore come rispettoso dei limiti, considerando 0,5dB di tolleranza dovuta alla precisione dello strumento.



4.2.8.4 Rifiuti

Le aree stoccaggio rifiuti dislocate nello stabilimento sono così individuate:

Tabella 4-11: Aree di stoccaggio

Identificazione Area	Superficie (mq)	Caratteristiche	EER stoccati ¹
Parco Rifiuti	1630	Area pavimentata e recintata	050103* 050110 160305* 160306 161106 170107 170302 170503* 170504
Parco Rottami	1900	Area pavimentata e recintata	160211* 160212* 160214* 170405 170409* 170411 200121*
Parco catalizzatori	280	Area pavimentata e recintata	160802* 160803
Parco blender oli	310	Area pavimentata e recintata	130205* 150102 150110* 150202* 160601*
Parco ex enipower	720	Area pavimentata e recintata	100104* 130205* 130307* 150203 160216 160303* 160801 170201 170203
Parco terre	3380	Area pavimentata e recintata	050103* 050110 160305* 160306 161106 170107 170302 170503* 170504
Note: I codici EER identificati per parco possono cambiare in base alle esigenze di raffineria.			

¹ I codici EER possono subire variazioni

La produzione complessiva, alla capacità produttiva, è così determinata:

Tabella 4-12: Produzione di rifiuti alla capacità produttiva

Descrizione	Quantitativo (tonn)
Rifiuti Pericolosi	~3.500
Rifiuti Non Pericolosi	~6.500