



ENI Spa

***Direzione Generale Energy Evolution
Green/Traditional Refinery and Marketing***

Raffineria di Venezia

Progetto “Steam Reforming”

per la produzione di idrogeno a supporto del ciclo produttivo di
Bioraffineria

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

Data: Maggio 2022

Progetto: n° 2206245

Identificatore: SIA_BioRaVe_SR_4



Preparato	A. Levato TEA Sistemi S.p.A. A. Iodice HPC Italia S.r.l.	Revisionato	M. Pellegatta HPC Italia s.r.l.	Approvato	A. Cappellini HPC Italia s.r.l.
-----------	---	-------------	------------------------------------	-----------	------------------------------------



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



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



SOMMARIO

4	DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA – STATO ANTE OPERAM	4
4.1	Attuale quadro autorizzativo	4
4.2	Evoluzione storica della Raffineria di Venezia	6
4.2.1	Evoluzione strutturale del sito (Raffineria tradizionale)	7
4.2.2	La Bioraffineria	9
4.3	Descrizione dell'impianto esistente	9
4.3.1	Raffineria Tradizionale	9
4.3.2	Bioraffineria	11
4.3.3	Servizi ausiliari	13
4.3.4	Logistica materie prime e prodotti finiti	16
4.4	Ulteriori interventi in progetto considerati nell'assetto "ante operam"	21
4.4.1	Upgrading dell'Impianto di Pretrattamento cariche biologiche	21
4.4.2	Realizzazione impianto LO-CAT	24
4.5	Effetti ambientali – assetto ante operam	26
4.5.1	Consumo di materie prime e ausiliarie	26
4.5.2	Consumo di combustibili	26
4.5.3	Bilancio energetico	27
4.5.4	Consumo di risorse idriche	27
4.5.5	Emissioni in atmosfera	27
4.5.6	Scarichi idrici	30
4.5.7	Rifiuti	31
4.5.8	Sorgenti sonore	32
4.5.9	Sorgenti odorigene	32
4.5.10	Traffico	32



INDICE DELLE FIGURE

Figura 4-1: Materie prime e prodotti finiti processati	16
Figura 4-2: Movimentazione materie prime e prodotti finiti in ingresso	17
Figura 4-3: rateo di lavorazione di biomasse di tipo “non convenzionale” rispetto all’utilizzo di olio di palma.	17
Figura 4-4: Movimentazione prodotti finiti in uscita	21
Figura 4-5 – Schema semplificato impianto di trattamento gas acidi	25

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 4-1: Impianti di processo attivi durante il ciclo tradizionale ante operam	11
Tabella 4-2: Impianti di processo attivi durante il ciclo di Bioraffineria ante operam	13
Tabella 4-3: Principali Impianti Ausiliari di Raffineria	14
Tabella 4-4 – Capacità di stoccaggio complessiva e relativi serbatoi utilizzati per i diversi prodotti stoccati in Raffineria	19
Tabella 4-5: Consumo di materie prime alla capacità produttiva	26
Tabella 4-6: Consumo di combustibili alla capacità produttiva	26
Tabella 4-7: Bilancio energia elettrica alla capacità produttiva	27
Tabella 4-8: Bilancio energia termica alla capacità produttiva	27
Tabella 4-9: Consumo di risorse idriche alla capacità produttiva	27
Tabella 4-10: Principali punti di emissione di tipo convogliato presenti presso la Raffineria di Venezia	28
Tabella 4-11: Ulteriori punti di emissione e sfiati secondari	28
Tabella 4-12: Confronto contributi emissivi annui – emissioni convogliate complessive dell’installazione	29
Tabella 4-13: Confronto emissioni non convogliate	30
Tabella 4-14: Scarichi idrici	30
Tabella 4-15: Qualità delle acque reflue conferite all’impianto consortile SIFA	30
Tabella 4-16: Rifiuti prodotti in Raffineria.....	31
Tabella 4-17: Capacità di stoccaggio rifiuti	32
Tabella 4-18: Traffico indotto	33

4 DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA – STATO ANTE OPERAM

4.1 Attuale quadro autorizzativo

Presso la Raffineria sono attualmente autorizzati due cicli produttivi alternativi: il ciclo produttivo tradizionale e il ciclo di Bioraffineria, come di seguito meglio descritto.

Ciclo produttivo tradizionale

La Raffineria di Venezia è intestataria dell’Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/10/2010, rilasciata dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), pubblicata in Gazzetta Ufficiale (GU) n. 3 del 05/01/2011.

L’AIA è stata sottoposta a riesame ai fini dell’adeguamento alle pertinenti conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (best available techniques – BAT), concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, emesse dalla Commissione Europea con decisione di esecuzione 2014/738/UE. Il MATTM ha rilasciato l’aggiornamento dell’AIA in vigore con decreto DM prot. 0000284 del 15/10/2018, pubblicato in GU il 29/10/2018. L’AIA ha una validità corrente di 16 anni, fino al 2034, essendo la Raffineria registrata EMAS.

La Raffineria, durante l’operatività del ciclo produttivo tradizionale, ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 4,55 milioni di t/a, con una capacità di conversione equivalente del 22%, ed è in grado di produrre, a partire da petrolio greggio, i seguenti prodotti:

- Propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- Benzine per autotrazione;
- Gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- Petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- Bitume per impiego stradale ed industriale;
- Olio combustibile;
- Zolfo liquido.

Si sottolinea come il ciclo di Raffineria Tradizionale non è più esercito dal 2013. Dal maggio 2014, la Raffineria ha operato esclusivamente in assetto di Bioraffineria. Con l’introduzione del ciclo “bio”, il petrolio greggio è stato completamente eliminato dalle lavorazioni di Raffineria e gli impianti di produzione non in esercizio relativi all’assetto tradizionale di lavorazione sono stati mantenuti in “stato di conservazione”, tra cui anche la sub-unità APL (ex STAP), non più operativa da agosto 2012.

Ciclo produttivo alternativo “Bioraffineria”

Il ciclo produttivo alternativo di Bioraffineria è stato implementato attraverso i seguenti step autorizzativi:

- **Step 1:** Autorizzato dalla Determina Direttoriale di non assoggettabilità a VIA, prot. DVA-2013-0017661 del 29/07/2013, e dalla relativa modifica non sostanziale del succitato Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000898 del 30/10/2010. L’assetto “Step 1” ha previsto la produzione di biocarburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose raffinate (olio di palma / palm oil), implementando per la prima volta su scala industriale una tecnologia innovativa, attraverso impianti tradizionali di raffinazione del petrolio. Il progetto si basa sull’utilizzo della tecnologia ECOFINING™ (brevetto Eni-UOP) e prevede l’approvvigionamento di una corrente idrocarburica fossile di Nafta Full Range per la produzione di idrogeno necessario al processo produttivo. Prevede pertanto il mantenimento in attività degli impianti del cosiddetto “ciclo benzine” all’interno del ciclo produttivo di bioraffineria;
- **Step 2:** Nel mese di agosto 2017 si è concluso il procedimento di autorizzazione del progetto “Upgrading del progetto Green Refinery” con l’emissione del decreto MATTM VIA/AIA 217/2017 (prot. DVA-2017-

0018763 del 9/8/2017), che autorizza l'assetto chiamato Bioraffineria "Step 2". Tale assetto, che prevede il completo annullamento della lavorazione di prodotti idrocarburi di origine fossile, non è tuttavia ancora entrato pienamente in funzione, non essendo ancora implementati l'impianto di Steam Reformer (per la produzione di idrogeno da metano), l'upgrade dell'unità ECOFINING™ e l'introduzione della sezione di impianto per la produzione di biojet;

- **Step 2A - assetto attuale:** con riferimento all'assetto "Step 2", è stato deciso di anticipare la realizzazione della sola sezione di pretrattamento di biomasse alternative all'olio di palma (unità POT, autorizzata dal Dec VIA/AIA 217/2017), al fine di processare, oltre agli oli vegetali raffinati, anche altre biomasse non convenzionali, quali ad esempio gli oli esausti di frittura ed i grassi animali derivanti dai residui dell'industria alimentare, classificati in ingresso quali materie prime secondarie, e traguardare valori di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra in linea con l'evoluzione temporale dei limiti GHG. La Raffineria ha comunicato tale scelta con le note Nota prot. DIR 126/AT.cz del 20/10/2017 e DIR 139/AT.cz del 06/12/2017, ricevendo i necessari riscontri dalle AA.CC. di cui alle note prot. 27053/DVA del 22/11/2017 e 29346/DVA del 18/12/2017. Nel corso del 2019 sono state completate le fasi di avviamento (commissioning) della nuova unità di pretrattamento di biomasse alternative, traguardando l'assetto "Step 2A" di Bioraffineria.
- In data 18/03/2021 è stata presentata istanza di Verifica di assoggettabilità a VIA (codice procedura 5968), tuttora in itinere, inerente il progetto denominato "**Upgrading dell'Impianto di Pretrattamento cariche biologiche**" per la realizzazione di tre nuove linee di degommazione (degumming), permettendo di diversificare le tipologie di biomasse da processare e, nel contempo, permettere una maggiore flessibilità operativa. **Considerando le tempistiche di realizzazione previste, tale ampliamento viene incluso come già esistente nell'assetto "ante-operam" di confronto ai fini del presente SIA.**
- È attualmente in corso il procedimento di riesame AIA per l'adeguamento alle BAT Conclusions riguardanti la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi, in cui sono ricomprese le attività del settore dell'industria chimica, acquisita agli atti del Ministero con prot. DVA/5287 e con avvio del procedimento prot. DVA/2019/7175 del 21/03/2019.
- Infine, con nota DIR 014/DRS.cz del 02/03/2022, la Raffineria ha chiesto al MiTE la revisione della prescrizione A8 riportata nel DEC DVA 07/08/2017 al fine di poter utilizzare anche i rifiuti UCO (*Used Cooking Oil*), derivati da oli e grassi commestibili, come materia prima del processo di bioraffinazione. La tipologia di rifiuto UCO è infatti inserita nella cosiddetta "Lista Verde" del Regolamento europeo 1013/2006 per la spedizione dei rifiuti (Cfr. Allegato III del Regolamento). La richiesta e auspicata modifica alla prescrizione A.8 AIA consentirebbe al Gestore di applicare anche quanto previsto dal D.Lgs. 152/2006, Art. 216 c. 8-septies.
In particolare, l'introduzione di UCO (*Used Cooking Oil*) risulta di importanza rilevante al fine utilizzare, in misura sempre maggiore, risorse con elevato potenziale di sostenibilità, nell'attuale contesto di necessarie e urgenti iniziative finalizzate alla decarbonizzazione e a rendere più circolare l'economia nel suo complesso.
- Con Nota prot. MiTe/28262 del 07/03/2022 il MiTe ha avviato l'iter di valutazione richiedendo alla Commissione Tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS di voler esprimere il proprio parere in merito.

Il Sito, relativamente all'operatività del ciclo produttivo di Bioraffineria, è attualmente in grado di trattare fino a 400.000 t/a di biomasse oleose (pari alla capacità di processamento dell'unità ECOFINING™), producendo



circa 350.000 t/a di biocarburanti. Durante il ciclo produttivo alternativo “bio”, la Raffineria è in grado di produrre a partire da biomasse oleose i seguenti prodotti:

- HVO¹ – Diesel;
- HVO – Nafta;
- HVO – GPL.

In aggiunta ai prodotti HVO, la Raffineria:

- può produrre benzine, prodotte dagli impianti di isomerizzazione e reforming catalitico e GPL immettendoli sul mercato con quote variabili di “componente bio”;
- importa e distribuisce sul mercato i seguenti prodotti finiti:
 - Jet fuel;
 - Gasolio per autotrazione e riscaldamento;
 - Oli combustibili.

Con l’introduzione del progetto “Upgrading dell’Impianto di Pretrattamento cariche biologiche”, verrà potenziata la capacità di degommazione delle biomasse in ingresso per poter includere nelle lavorazioni dell’ECOFINING™ maggiori quantità di materie biologiche provenienti dalle filiere degli scarti e residui con tre linee da 28 t/h ciascuna in aggiunta alla linea esistente di capacità pari a 7,5 t/h.

Le modifiche in progetto non produrranno alcuna variazione per l’assetto alternativo di “Raffineria Tradizionale”, non più esercito dal 2013, la cui descrizione viene inclusa nella presente sezione a solo scopo informativo. Con l’implementazione del progetto “Steam Reforming” la Raffineria ha infatti l’intenzione di rinunciare definitivamente ad operare secondo tale schema tradizionale.

4.2 Evoluzione storica della Raffineria di Venezia

Il primo insediamento nell’attuale area della Raffineria di Venezia (Eni S.p.A.), oggi esteso a circa 103 ettari sulla gronda lagunare, sorge per iniziativa privata nel 1926, in concomitanza alla prima industrializzazione di Porto Marghera, con il nome di Distillazione Italiana Combustibili (DICSA) e contempla la presenza di uno stabilimento per la piroschissione di oli minerali, costituito da un forno completo di servizi accessori, un laboratorio chimico sperimentale ed un impianto di distillazione e piroschissione pilota.

Il primo ampliamento risale al 1929, mediante la messa in opera di un impianto cracking, con annessi impianti di distillazione e raffinazione e servizi generali tecnici. Lo stabilimento raggiunge così una capacità di trattamento di 50.000 t/a di residui.

Nel 1931 viene aggiunta una seconda struttura di cracking, che porta il potenziale di lavorazione a 160.000 t/a.

Nel 1934 la DICSA, per problemi gestionali interni, cede lo stabilimento all’Agip che provvede in breve tempo alla trasformazione ed al potenziamento degli esistenti impianti semicontinui di cracking in moderni impianti continui completati poi con la realizzazione di strutture idonee a realizzare il ciclo completo di lavorazione del petrolio greggio. In questo modo già nel 1937 la Raffineria è in condizione di trattare, mediante un impianto di distillazione primaria da 1.300 t/g ed un impianto di trattamento continuo con acido dei distillati,

¹ HVO = hydrotreated vegetable oil



correlato ad opportuni servizi ausiliari e serbatoi, oltre 350.000 t/a di olio minerale greggio, importato dagli Stati Uniti, dal Messico, dalla Romania e dall'Albania, con navi cisterna dell'Agip.

Dopo la fine del II° conflitto mondiale si arriva alla costituzione, nel 1947, di una società denominata Industria Raffinazione Oli Minerali (IROM), con la partecipazione azionaria dell'Agip S.p.A. della Anglo Iranian Oil Company (AIOC), divenuta poi BP Trading Ltd. La Raffineria viene ricostruita a seguito degli ingenti danni subiti nel corso degli eventi bellici e rimessa in esercizio.

Con l'uscita della BP dal mercato italiano, nel 1978 la Raffineria diventa interamente proprietà dell'Agip Petroli, seguendo progressivamente le profonde e radicali trasformazioni che hanno interessato in questi ultimi anni l'economia petrolifera mondiale e, in particolare, sviluppando l'adozione di impianti idonei ad utilizzare prevalentemente greggi medio-orientali, facendo fronte alle sempre più severe richieste qualitative e quantitative del mercato.

4.2.1 Evoluzione strutturale del sito (Raffineria tradizionale)

Nel corso degli anni lo stabilimento ha subito un processo continuo di adeguamento tecnologico, apportando miglioramenti agli impianti di produzione, a seguito delle mutate esigenze del mercato in termini quantitativi e, soprattutto, qualitativi, intesi come caratteristiche dei prodotti e dei processi, anche dal punto di vista della garanzia delle condizioni di sicurezza e di rispetto dell'ambiente.

- 1937 – primo avviamento del ciclo completo di raffinazione (lo stabilimento è in grado di trattare oltre 350.000 t/a di olio minerale greggio) grazie all'impianto di Distillazione primaria (Foster Wheeler);
- 1952 – avviamento dell'impianto di Distillazione primaria 2 con una potenzialità di 2500 t/g
- 1966 – avviamento dell'impianto di Distillazione primaria 3, dell'impianto di desolforazione gasoli HF1 e di recupero zolfo RZ1;
- 1968 – realizzazione di un impianto di Isomerizzazione da 620 t/g per aumentare il numero di ottano delle benzine leggere;
- 1960/70 – ampliamento strutturale della Raffineria, mediante realizzazione nella zona Nord-Est di pensiline di carico, depositi e serbatoi, tra cui i serbatoi di GPL;
- 1970 – costruzione del pontile S. Leonardo per permettere l'attracco diretto di petroliere di greggio di grossa portata, in accordo allo sviluppo della tendenza produttiva, che vede l'aumento del tonnellaggio delle navi, per realizzare economie di scala nel trasporto dei prodotti petroliferi, riducendo congiuntamente il traffico inter-lagunare connesso al passaggio attraverso il Canale S. Marco;
- 1972 – entrata in servizio dell'impianto di Reforming Catalitico 3 (RC 3), per aumentare il numero di ottano delle nafte pesanti, e realizzazione dell'impianto di Desolforazione 2 per il trattamento dei distillati medi;
- 1973 - avviamento dell'impianto di trattamento/depurazione degli effluenti derivanti dagli scarichi delle acque di processo, delle acque di zavorra e delle acque meteoriche;
- 1982 – avviamento dell'impianto di Visbreaking per il trattamento del residuo da Distillazione primaria, permettendo di migliorare la redditività dello schema di lavorazione ed incrementando le rese in distillati leggeri consta oggi di una sezione VB di 3.900 t/g;
- 1982 - realizzazione dell'impianto di Sour Water Stripper (SWS), progettato per eliminare l'idrogeno solforato e l'ammoniaca contenuti nelle acque di scarico provenienti dalle acque acide di Raffineria, con una capacità di 10,5 t/h;
- 1982 - costruzione di un secondo impianto di Recupero di zolfo (RZ2), in grado di trattare anche flussi di idrogeno solforato ad alta concentrazione di ammoniaca;

- 1985 – adeguamento dell’impianto di Desolforazione 1 a Deparaffinazione e Desolforazione gasoli pesanti, per migliorare, oltre il tenore di zolfo, anche le caratteristiche a freddo del gasolio, incrementando le rese in distillati;
- 1986 – modifiche all’impianto di Distillazione primaria 3 per incrementarne la capacità fino a 10.500 t/g, migliorando le rese in distillati mediante l’inserimento di una sezione Flash Vacuum ed ottimizzando lo scambio termico nel treno di scambio del preriscaldamento grezzo;
- 1989 – modifica ed ammodernamento dell’impianto di Reforming catalitico 3 con l’aggiunta di una nuova sezione a rigenerazione continua per incrementarne la capacità (fino a 1.750 t/g), il numero di ottano delle nafte e la resa in idrogeno;
- 1989 - aggiunta della sezione di Thermal Cracking all’impianto di Visbreaking, per il trattamento dei gasoli pesanti (residuo), con capacità di 2.160 t/g;
- 1989 - realizzazione di un secondo impianto di Sour Water Stripper con capacità di 12,5 t/h per trattare l’acqua acida di scarico dal processo di Thermal Cracking e fare fronte al contemporaneo restringimento dei limiti legislativi previsti per gli scarichi idrici;
- 1990 – modifica dell’impianto di Distillazione primaria 2 con adeguamento della capacità, a 2.800 t/g;
- 1987/93 – realizzazione progressiva del sistema di controllo distribuito (Distributed Control System - DCS), che garantisce, attraverso terminali grafici, il continuo monitoraggio di parametri operativi ed il costante controllo automatico/manuale degli impianti di produzione e della centrale termoelettrica. Il sistema rende inoltre possibili analisi puntuali ed elaborazioni storiche dei dati di marcia;
- 1993 – attivazione della nuova centrale termoelettrica, in sostituzione della tradizionale dismessa, per la produzione del vapore e dell’energia elettrica necessaria per coprire il fabbisogno della Raffineria;
- 1996 – interventi sull’impianto di Desolforazione 1, mirati ad aumentare la capacità operativa (640 t/g a Dewaxing e Desolforazione del gasolio pesante o 1.350 t/g direttamente a Desolforazione dei distillati medi) ed a ridurre il contenuto di zolfo nei gasoli finiti al di sotto dello 0,05% in peso;
- 1996 - potenziamento dell’impianto di Desolforazione 2 per aumentare la capacità fino a 2.400 t/g e ridurre il contenuto di zolfo nei gasoli allo scopo di soddisfare le nuove e sempre più stringenti specifiche, anticipatamente e volontariamente adottate, con largo anticipo rispetto alla normativa, da AgipPetroli;
- 1996 - interventi sul sistema di frazionamento dei light-ends della DP2 E DP3 miranti a permettere la produzione di benzine a basso contenuto di benzene e aromatici, anticipando la normativa europea;
- 1993/98 – installazione all’interno dello stabilimento di un Sistema Informativo fortemente integrato, gestito su base informatica con rete locale, che supporta la conduzione delle attività tecniche (manutenzione, processi, investimenti), tecnologiche, fiscali ed amministrative. Il network aziendale si sviluppa su 6 km di fibra ottica e 45 km di cavo in rame e riunisce tutti gli edifici e le sale controllo della Raffineria, collegando oltre 250 tra terminali, computer e server;
- 1999 attivazione di una unità (HCR) per il trattamento gas di coda degli impianti di recupero zolfo RZ1 e RZ2;
- 2003 e 2004 adeguamento desolforazioni HF1 ed HF2 per trapiantare le nuove specifiche gasoli a basso contenuto di zolfo e revamping impianto di recupero zolfo RZ1.

Nel corso degli anni, infine, il Gestore ha effettuato diversi interventi di energy conservation ottenendo indici di performance energetici che la portano ai livelli più elevati per schemi impiantistici di questo tipo (ciclo hydroskimming con conversione termica).

4.2.2 La Bioraffineria

Per ridurre la dipendenza dal petrolio e, al tempo stesso, diminuire il livello di emissioni di gas ad effetto serra nel settore dei trasporti, l'Unione Europea ha stabilito un ambizioso obiettivo che prevede entro il 2030 il 14% di traguardo del contenuto energetico da rinnovabili nei carburanti per autotrazione con un sotto obiettivo specifico pari a 3,5 % per i biocarburanti avanzati e biogas nel 2030 ed un obiettivo intermedio pari all'1%. Trainato da tali obiettivi, in Italia le strategie nazionali prevedono un aumento della capacità di bioraffinazione in virtù della crescita dei consumi interni.

In piena sintonia con la politica ambientale dell'Unione Europea volta alla riduzione delle emissioni di gas serra, Eni ha sviluppato, in collaborazione con la Società UOP, la tecnologia ECOFINING™, processo in grado di generare biocarburanti di nuova concezione, totalmente idrocarburici, di elevatissima qualità indipendentemente dalla fonte rinnovabile utilizzata, che sia essa di prima (oli vegetali), seconda (grassi animali o oli esausti di frittura) o terza generazione (biomasse derivate da alghe e rifiuti).

In tale ottica, in virtù della Determina Direttoriale di Non Assoggettabilità a VIA (prot. DVA-2013-0017661 del 29/07/13) ottenuta dal Gestore per il Progetto "Green Refinery" (STEP 1) e della relativa comunicazione di modifica non sostanziale del Decreto AIA prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/10, trasmessa mediante prot. DIR 144/LR.cz del 12/12/12 e successivo aggiornamento prot. DIR 129/LR.cz del 31/07/13, a valle dell'emissione del relativo provvedimento rilasciato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, d'intesa con la Regione Veneto ai sensi dell'art. 57, comma 2, del DL n.5 del 09/02/12, convertito con modificazioni dalla Legge n. 35 del 04/04/12, la Raffineria di Venezia ha potuto iniziare a operare mediante un nuovo schema operativo basato su tecnologia ECOFINING™ per la produzione di biocarburanti di elevata qualità (assetto "bio"), oltre che in assetto di raffinazione "tradizionale".

Successivamente, al fine di riguardare compiutamente verso lo STEP 2 del Progetto "Green Refinery", autorizzato con DEC VIA/AIA 217/2017, oltre all'inserimento dell'unità di pretrattamento POT già realizzata nel 2019, si prevede di incrementare la produzione di biocarburanti, massimizzando la capacità di trattamento dell'unità di ECOFINING™, da 400.000 t/a a 560.000 t/a, inserendo anche una nuova sezione d'impianto allo scopo di frazionare la corrente di biodiesel prodotta per produrre bio jet fuel. L'assetto STEP 2 autorizzato prevede inoltre la realizzazione di un nuovo impianto Steam Reformer per produrre l'idrogeno necessario a massimizzare la carica dell'ECOFINING™. Le modifiche alla progettazione dell'impianto Steam Reformer sono oggetto del presente studio e saranno discusse nel successivo capitolo (Capitolo 5).

In aggiunta alle previsioni realizzative derivanti dal decreto autorizzativo DEC VIA/AIA 217/2017, si inserisce infine l'ampliamento della sezione di pretrattamento (degumming), attraverso la quale la Raffineria potrà processare, oltre agli oli vegetali, anche altre biomasse oleose quali grassi animali derivanti dagli scarti dell'industria alimentare e oli esausti di frittura. La carica grezza importata in Raffineria, prima di essere alimentata all'ECOFINING™, verrà trattata nella nuova configurazione del pretrattamento al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella stessa e renderla compatibile con il processo.

4.3 Descrizione dell'impianto esistente

4.3.1 Raffineria Tradizionale

Il ciclo produttivo tradizionale, attualmente non operativo, si realizza in unità primarie nelle quali, attraverso il processo di distillazione, il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: gas, GPL, nafta, kerosene, gasoli e residuo. L'unità primaria della Raffineria consiste in un'unità di Distillazione Primaria (DP3), 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 dalla unità di distillazione rappresentano le cariche per le unità di conversione della Raffineria, in particolare:



- I distillati pesanti vanno in carica all'unità di Visbreaking - Thermal Cracking che consente di ottenere prodotti leggeri (GPL, benzina, gasolio) da parte del residuo proveniente dagli impianti di distillazione del petrolio grezzo ottenendo anche un prodotto pesante non troppo viscoso;
- La benzina pesante e la nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria sono inviate all'impianto di Reforming Catalitico RC3 con lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche". La sezione di reforming produce H₂ puro al 85% circa e benzina riformata;
- La benzina leggera prodotta negli impianti di distillazione è sottoposta al processo che ne migliora le caratteristiche "ottaniche" nell'impianto di Isomerizzazione ISO.

Altre unità di trattamento dei distillati medi e leggeri, per la preparazione basi per prodotti finiti, sono le unità di Desolforazione HF1 e HF2 finalizzate alla riduzione del tenore complessivo di zolfo, azoto e composti poliaromatici.

L'unità Splitter nafta - PV1 è usata per lo splittaggio di benzina riformata al fine dell'ottimizzazione delle proprietà ottaniche, mentre l'impianto Splitter GPL - SGPL effettua la separazione del propano C3 dal butano C4.

L'idrogeno solforato² e l'ammoniaca presenti nelle acque reflue di processo (acque acide) vengono trattati in tre unità (Sour Water Stripper, SWS 1/2/3) prima di essere riutilizzate e/o inviate all'impianto di Trattamento Effluenti (TE).

Le correnti gassose ricche d'idrogeno solforato (H₂S) provenienti dagli impianti di desolforazione catalitica, dall'unità Visbreaking-Thermal Cracking 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 a due impianti di Recupero Zolfo (RZ1-RZ2) che convertono l'idrogeno solforato in zolfo liquido destinabile ad usi commerciali.

A valle degli impianti di recupero zolfo, è inserito l'impianto di trattamento dei gas di coda (HCR), 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 degli impianti di RZ1-RZ2, altrimenti destinati a combustione, con efficienza complessiva del sistema di recupero zolfo superiore al 99,5%.

Lo zolfo prodotto viene movimentato in fase liquida ed è destinato in prevalenza ad impieghi nell'industria chimica.

La successiva Tabella riporta una breve descrizione delle unità di processo attive durante il ciclo tradizionale.

² Lo zolfo presente nel greggio viene, attraverso varie lavorazioni rimosso dai prodotti (benzine, gasoli, oli combustibili) e trasformato in idrogeno solforato (H₂S).

Tabella 4-1: Impianti di processo attivi durante il ciclo tradizionale ante operam

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Distillazione Primaria e relativi Vacuum - DP3	Distillazione primaria del greggio con produzione di GPL, benzine, kerosene, gasoli e residuo.
Desolforazione GPL - Merox 2	Processo per ridurre il contenuto di zolfo nel GPL.
Isomerizzazione - ISO	Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della benzina leggera con tecnologia Penex.
Reforming Catalitico 3 - RC3	Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche ottaniche della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria.
Splitter nafta - PV1	Splittaggio di benzina riformata per ottimizzare le proprietà ottaniche.
Splitter GPL - SGPL	Separazione del Propano C ₃ dal Butano C ₄ .
Visbreaking/Thermal Cracking - VB/TC	Processo di conversione termica dei distillati pesanti in prodotti leggeri (GPL, benzina e gasolio); i prodotti residui sono utilizzati per la produzione di olio combustibile e bitume.
Desolforazione Gasolio/Kerosene 1 e 2 - HF1 e HF2	Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo.
Rigenerazione Ammine	Rigenerazione delle ammine "ricche" dei sistemi di lavaggio gas degli impianti di desolforazione mediante la separazione dell'H ₂ S.
Recupero Zolfo - RZ1, RZ2 e HCR	Unità in cui il gas acido (H ₂ S) è convertito in zolfo liquido.
Strippaggio Acque Acide - SWS1, SWS2 e SWS3	Unità in cui le acque acide sono pretrattate per la rimozione di H ₂ S, NH ₃ e idrocarburi.
Trattamento Effluenti (TE)	Unità di disoleazione delle acque di impianto, a valle della quale le acque reflue sono inviate all'impianto consortile SIFA.

4.3.2 Bioraffineria

L'attuale ciclo produttivo alternativo di Bioraffineria corrisponde all'assetto attuale definito "Step 2A" nel quadro autorizzativo presentato in Sezione 4.1.

Il ciclo produttivo alternativo di Bioraffineria prevede l'utilizzo di una parte degli impianti del ciclo produttivo tradizionale e prevede la produzione di biocarburanti innovativi di elevata qualità (HVO – diesel, HVO – GPL e HVO – nafta) a partire da biomasse oleose di prima generazione di origine vegetale e da biomasse non convenzionali, non in competizione con il settore alimentare, quali ad esempio gli oli esausti di frittura ed i grassi animali derivanti dai residui dell'industria alimentare.

Le unità di processo operative nel ciclo produttivo alternativo di Bioraffineria sono le seguenti:

- Splitter VN dell'unità di Distillazione Primaria DP3;
- Unità di Isomerizzazione ISO;
- Unità di Reforming Catalitico RC3 (con annesso splitter nafta PV1);
- Splitter GPL SGPL;
- Unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™;
- Unità ECOFINING™ (unità di Desolforazione gasoli/kerosene HF1 e HF2);
- Unità di lavaggio gas e rigenerazione ammine;
- Sistema di trattamento dei gas acidi;
- Sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1;
- Unità di Strippaggio Acque Acide SWS3.

Nel ciclo produttivo di Bioraffineria, una corrente di nafta full-range viene alimentata all'impianto Splitter VN dell'unità di Distillazione Primaria DP3, al fine di separare la nafta leggera, destinata all'impianto di



Isomerizzazione, dalla nafta pesante, alimentata all'impianto di Reforming Catalitico RC3. La benzina in uscita dall'unità di Isomerizzazione viene inviata a stoccaggio. La nafta pesante viene inviata all'unità di Reforming Catalitico RC3 al fine di migliorarne le caratteristiche ottaniche. Tale unità produce anche, quale sottoprodotto del processo di reforming, l'idrogeno necessario all'impianto ECOFINING™.

La benzina riformata, in uscita dal Reforming Catalitico RC3, viene alimentata allo Splitter Nafta PV1, allo scopo di migliorare il numero di ottano della stessa, recuperata dal fondo della colonna, eliminando in testa i componenti più leggeri ed inviandoli in carica all'impianto isomerizzazione.

La biomassa grezza importata in Raffineria viene trattata dall'unità di pretrattamento della carica al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella stessa e renderla compatibile con il processo di ECOFINING™.

Tale sezione è costituita da tre sezioni che possono lavorare in serie ovvero:

- Sezione di degumming, oggetto dell'ipotesi di ampliamento, preposta all'eliminazione dei fosfolipidi dalla carica attraverso il trattamento con chemicals;
- Sezione Bleaching, preposta all'eliminazione dei metalli attraverso un processo di adsorbimento con terre decoloranti; e
- Sezione Deodorizing, preposta alla rimozione dell'acidità della carica in considerazione della metallurgia dell'impianto a valle.

Una corrente in uscita dall'impianto di pretrattamento, costituita da biomasse oleose raffinate, unitamente all'idrogeno prodotto dall'unità di Reforming Catalitico RC3, viene alimentata all'impianto ECOFINING™, per la produzione di biocarburanti, inviati poi a stoccaggio finale.

Gli stream gassosi prodotti dagli impianti operanti nel ciclo "bio" vengono depurati dell'H₂S presente nell'unità di lavaggio gas.

L'idrogeno solforato, l'ammoniaca e gli idrocarburi presenti nelle acque reflue di processo (acque acide) vengono trattati nell'unità di Sour Water Stripper, SWS3, prima di essere inviate all'impianto consortile SIFA (Progetto Integrato Fusina).

Nella seguente Tabella viene riportata una breve descrizione delle unità di processo attive durante il ciclo alternativo di Bioraffineria.

Tabella 4-2: Impianti di processo attivi durante il ciclo di Bioraffineria ante operam

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Splitter VN dell'unità di Distillazione Primaria 3 - DP3	Separazione della nafta leggera, destinata all'impianto di Isomerizzazione, dalla nafta pesante, destinata all'impianto di Reforming Catalitico.
Isomerizzazione - ISO	Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della nafta leggera separata dallo Splitter VN.
Reforming Catalitico 3 - RC3	Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche ottaniche della nafta pesante separata dallo Splitter VN e di produrre l'idrogeno necessario agli impianti della Raffineria.
Splitter nafta - PV1	Splittaggio di benzina riformata per ottimizzare le proprietà ottaniche.
Splitter GPL - SGPL	Separazione del Propano C ₃ dal Butano C ₄ .
Unità di pretrattamento della carica all' ECOFINING™	Dall'unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™ si ottiene una corrente di biomassa oleosa raffinata, inviata a stoccaggio e quindi in alimentazione all'unità ECOFINING™.
Impianto ECOFINING™ – Sezioni HF1 e HF2	Processo che consente la produzione di biocarburanti di elevata qualità a partire da biomasse oleose.
Rigenerazione Ammine	Rigenerazione delle ammine "ricche" dei sistemi di lavaggio gas provenienti dalle unità di Reforming Catalitico, Isomerizzazione e sezione di deossigenazione dell'ECOFINING™, mediante la separazione dell'H ₂ S.
Sistema di trattamento dei gas acidi	Trattamento degli stream gassosi contenuti H ₂ S al fine della rimozione/separazione dello stesso.
Sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1	Unità in cui l'H ₂ S, eventualmente ancora presente nel corrente gassosa trattata dal sistema di recupero H ₂ S, viene convertito in SO ₂ .
Strippaggio Acque Acide - SWS3	Unità in cui le acque acide sono pretrattate per la rimozione di H ₂ S, NH ₃ e idrocarburi.
Trattamento Effluenti (TE)	Unità di disoleazione delle acque di impianto, a valle della quale le acque reflue sono inviate all'impianto consortile SIFA.

4.3.3 Servizi ausiliari

Oltre agli impianti di processo precedentemente descritti, presso la Raffineria sono presenti altri impianti identificati come ausiliari o utilities, finalizzati alla produzione di vapore, energia elettrica, acqua refrigerante e industriale, aria compressa, ecc. Questi risultano essere operativi sia durante l'operatività della Raffineria nel ciclo produttivo tradizionale sia nel ciclo "bio". I principali impianti ausiliari sono descritti nella seguente Tabella.

Tabella 4-3: Principali Impianti Ausiliari di Raffineria

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Impianto di cogenerazione vapore e energia elettrica - COGE	Unità costituita da un complesso di cogenerazione, che assicura la copertura del fabbisogno interno di energia elettrica e vapore a media e bassa pressione. Essa è composta da: <ul style="list-style-type: none"> • Una Turbogas da 25,9 MW; • Una caldaia a recupero e postcombustione B01; • Una caldaia a fuoco diretto B02; • Una turbina a vapore (a contropressione), in grado di produrre ulteriori 7,9 MW di energia elettrica.
Distribuzione energia elettrica	Cabine e sottostazioni elettriche per la distribuzione dell'energia autoprodotta.
Blow-down e torcia	La Raffineria è dotata di un sistema di blow-down collettato alla torcia. Il circuito è dotato di separatori per il recupero della parte liquida e di un sistema di recupero dei gas che sono inviati previo lavaggio a rete fuel gas.
Produzione e 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. L'aria compressa viene generata da un parco macchine costituito da quattro elettrocompressori centrifughi e da un turbocompressore centrifugo
Distribuzione acque di raffreddamento	La Raffineria utilizza acqua mare, proveniente dal Canale Vittorio Emanuele III a mezzo stazione di pompaggio, come fluido di raffreddamento in scambiatori di calore dedicati.
Distribuzione acque industriali	L'approvvigionamento di acqua alla Raffineria avviene secondo le distinte fonti: <ul style="list-style-type: none"> • Acqua potabile, fornita dalla rete pubblica della Municipalizzata Veritas; • Acqua dolce d'origine superficiale, utilizzata per produrre acqua demineralizzata e come acqua industriale (ad uso servizi di processo), proveniente da ente consortile esterno; • Acqua industriale di riuso dall'impianto consortile SIFA (Progetto Integrato Fusina).
Impianto produzione acqua demineralizzata	L'acqua demineralizzata per l'alimento caldaie e per gli impieghi di processo è prodotta in un impianto a letti di resine a scambio ionico, capace di produrre 240 m ³ /h di acqua demi a partire da acqua dolce. La sezione si compone di 2 chiarificatori statici, di 3 filtri a sabbia, di 3 linee a scambio cationico-anionico con decarbonatore interposto e di un letto misto per polishing finale. È presente un'unità di recupero condense opportunamente pretrattate da un filtro a resine oleofile e da un filtro a carbone attivo.
Rete antincendio	La rete antincendio di Raffineria copre tutte le aree del sito ed è adeguata ai requisiti di legge. L'alimentazione della rete è garantita, in condizioni normali dalla fornitura di acqua di riuso dall'impianto consortile SIFA, e in condizioni di emergenza (esaurimento riserva dell'effluente depurato e/o mancanza di energia elettrica) a mezzo motopompe dalla presa sollevamento acqua mare di Raffineria.

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Distribuzione Fuel Gas e Metano	La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel gas autoprodotta, utilizzato come combustibile al Turbogas, ai forni e alle caldaie della Raffineria. Inoltre, da aprile 2013 è stata attivata la fornitura di metano, mediante gasdotti dalla rete SNAM.
Trattamento Effluenti TE	Il refluo di collettore unico di Raffineria viene convogliato in una vasca dove avviene una prima disoleazione effettuata tramite "discoil". Il refluo è da qui convogliato nella Prevasca 6 dove avviene una seconda disoleazione effettuata ancora mediante un "discoil". Gli oli recuperati vengono inviati ai serbatoi di recupero slop, mentre l'acqua viene trasferita ai separatori a gravità tipo API (vasche Farrer S34 A/B/C) o direttamente, in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui. Il refluo così trattato viene avviato per gravità alla stazione di pompaggio (S10B) per essere inviato poi all'impianto consortile SIFA e ulteriormente in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui.

Infine, tra le altre dotazioni di Raffineria, si evidenziano:

- Il Laboratorio Chimico in grado di svolgere, mediante apparecchiature tecnicamente idonee, il controllo analitico di flussi liquidi e gassosi degli impianti e dei prodotti finiti, oltre alle specifiche analisi a valenza ambientale su:
 - Stream intermedi dell'impianto TE e scarico lagunare dell'acqua di raffreddamento, secondo un apposito Piano Analitico;
 - Qualità dei prodotti/combustibili impiegati in Raffineria;
 - Efficienza degli analizzatori di processo Raffineria;
- Le officine di manutenzione meccanica, elettrica e strumentistica, dotate di tutte le attrezzature necessarie per la gestione e la realizzazione degli interventi in sito;
- Il magazzino per l'approvvigionamento, lo stoccaggio e la distribuzione del materiale necessario alle varie esigenze della Raffineria.

4.3.4 Logistica materie prime e prodotti finiti

4.3.4.1 Movimentazione materie prime e prodotti finiti in ingresso

L'assetto di BioRaffineria rappresenta una modalità operativa alternativa allo schema tradizionale di raffinazione e costituisce una fase sperimentale di produzione, implementando per la prima volta su scala industriale una tecnologia innovativa per la produzione di "biofuels" da biomasse oleose. Con l'introduzione del ciclo "bio", il petrolio greggio è stato completamente eliminato dalle lavorazioni di Raffineria.

Durante l'operatività nell'assetto "bio", la Raffineria si approvvigiona delle seguenti principali materie prime:

- Biomasse oleose (oli vegetali, oli esausti di frittura e altre biomasse di tipo "non convenzionale"), in carica all'unità di pretrattamento POT e di ECOFINING™
- Nafta full-range (Virgin Naphtha, VN), destinata alle unità di Isomerizzazione e di Reforming Catalitico, previa separazione di nafta leggera e nafta pesante nella sezione di splitter VN.

In Raffineria vengono anche introdotti, mediante autobotti, chemicals ed altri additivi, tra cui il Dimetil-Disolfuro (DMDS), in dosaggio all'unità di ECOFINING™.

Nella darsena di Raffineria vengono ricevute ulteriori materie prime da miscelare e/o prodotti per la distribuzione logistica, quali MTBE (additivo per benzine), LCN (benzine da cracking), oli combustibili, benzine, gasoli, kerosene.

Nei grafici seguenti vengono riportati i quantitativi percentuali delle materie prime in lavorazione (Virgin Naphta e biomasse oleose), degli additivi (chemicals) utilizzati e dei prodotti finiti importati, nel triennio 2018-2020 (anni selezionati perché più rappresentativi, il 2021 è stato caratterizzato oltre che dal COVID anche da una lunga fermata per manutenzione generale).

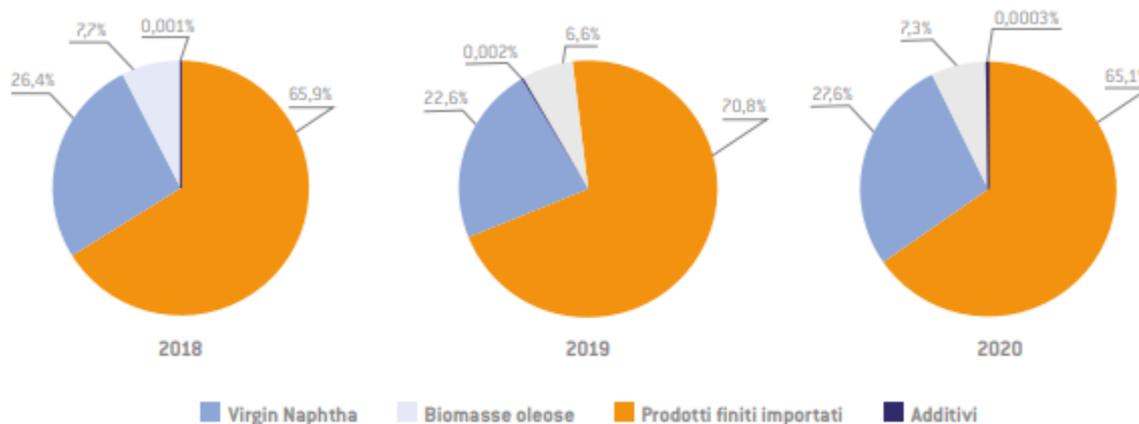


Figura 4-1: Materie prime e prodotti finiti processati

Tutte le materie prime in ingresso nel 2020, pari a circa 2.990.000 ton, sono state introdotte primariamente via nave e solo in minima parte via terra mediante autobotti.

Nei grafici seguenti vengono riportate, per il triennio 2018-2020, la suddivisione percentuale della tipologia di movimentazione delle materie prime e dei prodotti finiti in ingresso (su navi e autobotti).

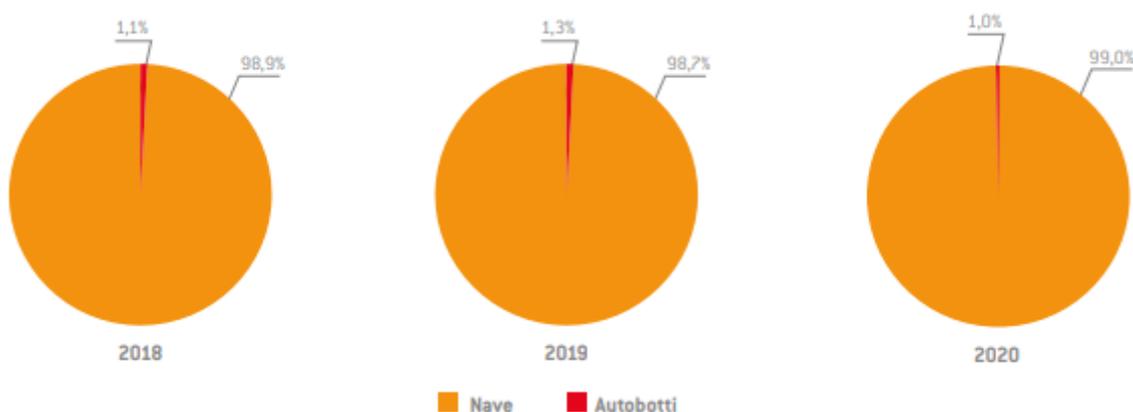


Figura 4-2: Movimentazione materie prime e prodotti finiti in ingresso

Il numero di autobotti e ferro-cisterne utilizzate, nel corso del 2020, per l'esportazione dei prodotti via terra è inferiore rispetto al biennio 2018-2019, confermando l'impegno della raffineria al miglioramento dell'impatto ambientale derivante da tali movimentazioni.

Più in generale, nel triennio 2018-2020 si evidenzia un costante tendenziale aumento dell'utilizzo di biomasse di tipo "non convenzionale", a conferma dell'obiettivo aziendale di processare quantità progressivamente crescenti di tali materiali alternativi all'olio di palma (UCO, POME, Shea Olein, paste saponose, grassi animali etc.) nella nuova unità di pretrattamento di biomasse.

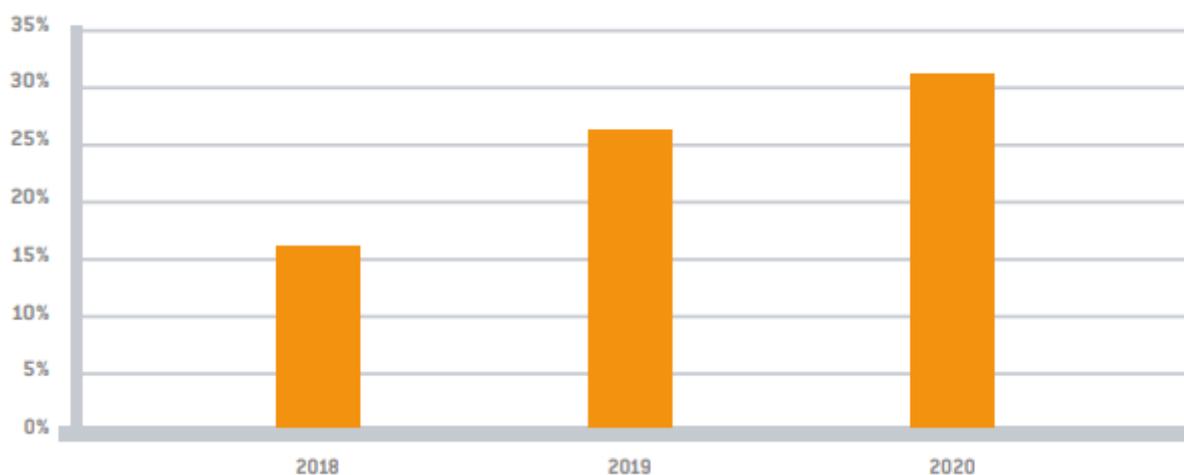


Figura 4-3: rateo di lavorazione di biomasse di tipo "non convenzionale" rispetto all'utilizzo di olio di palma

4.3.4.2 Stoccaggio

La Raffineria dispone di un parco serbatoi per una capacità complessiva di circa 1.370.000 m³.

Lo stoccaggio è stato adeguato alla tipologia delle materie prime ed ausiliarie (segregazione di prodotti petroliferi in accordo alle diverse qualità, biomasse, additivi e prodotti chimici) e della ampia varietà di prodotti immessi sul mercato: bio diesel, bio nafta, GPL, benzine finite e semilavorate, kerosene per varie utilizzazioni, gasoli ed oli combustibili.

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

- Serbatoi tumulati, destinati allo stoccaggio di GPL;
- Serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità inferiore a 21°C (ad esempio grezzi, benzine, MTBE ecc);
- Serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità compreso tra 21 e 65°C (ad esempio petroli, kerosene ecc.);
- Serbatoi di categoria C, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità superiore a 65°C (ad esempio gasoli, oli combustibili, bitumi ecc).

Si evidenzia come il parco serbatoi sia oggetto di un Piano di Adeguamento in ottemperanza alle vigenti prescrizioni AIA che prevedono, a seconda delle diverse categorie di serbatoio, i seguenti interventi:

- installazione di doppio fondo;
- pavimentazione di bacini dei serbatoi e/o delle canalette perimetrali;
- l'installazione di guaine sui tubi di sonda e tubi guida al fine di contenere le emissioni fugitive di composti organici volatili (VOC), applicata ai serbatoi contenenti idrocarburi liquidi volatili;
- verniciatura termo-riflettente.

In ottemperanza al Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) vigente è inoltre attivo in Raffineria un programma di controllo dei serbatoi tramite emissioni acustiche e ispezioni interne e un controllo delle tubazioni di trasferimento (pipe-ways).

I principali prodotti stoccati in Raffineria e le relative capacità di stoccaggio attualmente del parco serbatoi sono riassunti nella seguente tabella.

Tabella 4-4 – Capacità di stoccaggio complessiva e relativi serbatoi utilizzati per i diversi prodotti stoccati in Raffineria

Prodotto stoccato	Numero Serbatoi	Capacità complessiva (m ³)	Codice Serbatoi
Acido citrico/fosforico	2	180	TK911, S-502
Acqua	15	158800	157, 159, 226, 310, 324, 501, 600, 804, DM, TK1, TK2, TK4, TK5, TK910, S-506
Additivi	4	244	DP1, DP2, DP3, V14
Benzina	1	2.56	3
Benzina finita	6	157700	151, 156, 158, 160, 510, 511
Benzina semilavorata	12	182250	103, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 227, 308, 309, 516, 517
Biomasse oleose	11	129700	102, 104, 105, 112, 202, 203, 208, 502, 503, 504, TK906
Biomasse semilavorate	3	4115	205, 228, 229
Condensa	2	460	DDS, DS
FAME	1	2100	711
Fanghi	1	30	TK914
Gasolio	3	65.07	1, S1, S2
Gasolio finito	10	331220	161, 162, 163, 164, 165, 720, 724, 729, 731, 732
Gasolio Risc.	2	20.6	IR-TECON, IR-Uffici ZNE
Gomme	2	600	TK909, S-501
GPL	16	5640	TK 71, TK 72, TK 73, TK 74, TK 75, TK 76, TK 77, TK 78, TK 79, TK 80, TK 81, TK 82, TK 83, TK 84, TK 85, TK 86
Greggio	2	57600	152, 153
Greggio di Slop	2	57600	154, 155
HVO Diesel	5	82100	113, 209, 722, 723, 726
HVO Nafta	3	8900	509, 519, 520
In conservazione	1	12200	TK6
In conservazione per futuro riutilizzo*	33	86459	<u>319, 320, 401, 402, 404, 405, 408, 409, 505, 508, 512, 513, 515, 518, 629, 633, 637, 708, 710, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 719, 721, 725, 733, 734, F305, S2, V6</u>
Kero	7	15850	307, 325, 800, 801, 802, 803, 805
MTBE	2	10600	506, 507
Olio combustibile	4	46490	514, 727, 728, 730
Serbatoi inutilizzati	9	15570	601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 636
Slop HC pesanti	2	2700	207, 410
TOTALE	163	1369276	

* vengono sottolineati i serbatoi attualmente fuori servizio, bonificati e messi in conservazione in attesa di essere adeguati alle prescrizioni previste per la specifica destinazione d'uso prima del loro eventuale riutilizzo

4.3.4.3 Miscelazione

I prodotti semilavorati provenienti dai trattamenti di Raffineria sono miscelati in opportune quantità per incontrare le specifiche a cui i prodotti stessi devono rispondere per poter essere immessi su mercato. La Raffineria dispone di un sistema di controllo per la miscelazione contemporanea in linea di semilavorati per la produzione di prodotti finiti commerciabili, costituito da:

- sistema di miscelazione (Blender) per benzine e gasoli
- sistemi per dosare additivi chimici di natura varia ai prodotti finiti

La Raffineria riceve altresì semilavorati da avviare a lavorazione e/o miscelazione, nonché prodotti finiti per distribuzione logistica.

4.3.4.4 Movimentazione prodotti in uscita

La distribuzione dei prodotti finiti prodotti dalla Raffineria o importati per distribuzione logistica avviene tramite:

- Oleodotti che collegano la Raffineria con il Deposito Costiero PETROVEN di Porto Marghera, per una percentuale pari a circa il 75% (72-77% nel periodo 2018-2020) del flusso totale di prodotti esitati dalla Raffineria;
- Navi cisterna, con spedizioni da 2 pontili attrezzati situati in un'adeguata darsena, coinvolgenti circa il 13% della produzione (11-16% nel periodo 2018-2020);
- autobotti o ferrocisterne (che coprono circa l'12% dell'esportazione dei prodotti finiti), caricati attraverso pensiline di carico in zona Nord-Est.

L'attracco delle navi cisterna viene eseguito al pontile di S. Leonardo, sito nel comune di Mira (VE), e alla Darsena di Raffineria. Il pontile di S. Leonardo è utilizzato per lo scarico di materie prime in ingresso alla Raffineria; la Darsena è utilizzata sia per lo scarico di materie prime in ingresso che per il carico di prodotti finiti in uscita dalla Raffineria

La Raffineria dispone di n. 3 pensiline di carico prodotti come di seguito strutturate:

- 19 corsie di carico per il caricamento di benzine, petroli, gasoli, oli combustibili, bitume e zolfo su autobotti;
- 1 corsia di carico per il caricamento su cisterne ferroviarie di benzine e gasoli;
- 3 corsie di carico per il caricamento di autobotti di GPL.

Nei grafici seguenti vengono riportate, per il triennio 2018-2020, la suddivisione percentuale della tipologia di movimentazione dei prodotti in uscita.

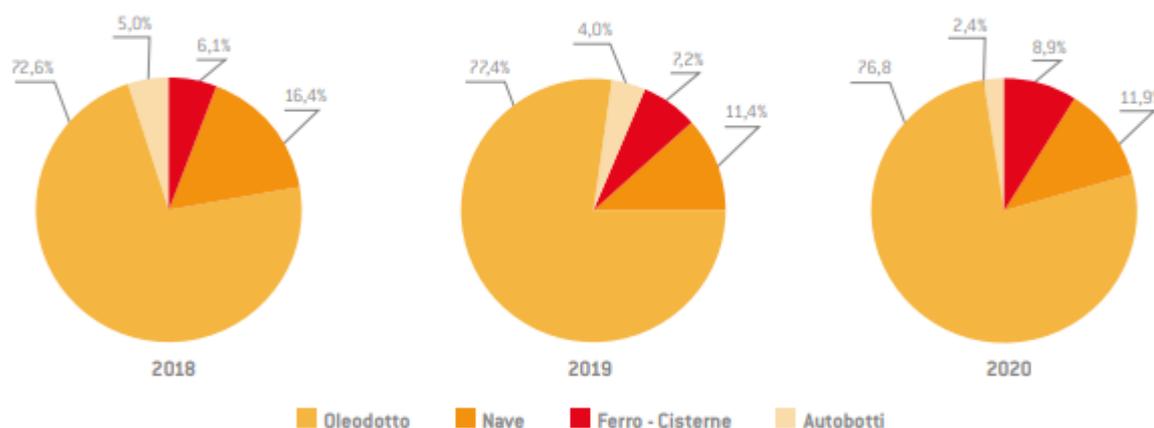


Figura 4-4: Movimentazione prodotti finiti in uscita

Dagli stessi si evince come la frazione maggioritaria sia movimentata via oleodotto e, secondariamente, via nave. In aggiunta, si sottolinea una tendenza crescente verso l'esportazione di prodotti via ferro-cisterne, con decremento del numero di autobotti transitate in sito.

4.4 Ulteriori interventi in progetto considerati nell'assetto "ante operam"

4.4.1 Upgrading dell'Impianto di Pretrattamento cariche biologiche

In data 18/03/2021 è stata presentata istanza di Verifica di Assoggettabilità (VA) a VIA per la realizzazione di tre nuove linee parallele di Degumming, a supporto dell'esistente unità di pretrattamento delle cariche (POT), in quanto allo stato attuale la sezione di trattamento delle biomasse è in grado di processare le seguenti tipologie e quantità:

- Oli vegetali grezzi di diversa natura - capacità 75.8 t/h;
- Secco animale di categoria 1,2,3 (grassi animali-Animal Fat – AF) – capacità 7,5 t/h;
- Oli esausti di frittura rigenerati (RUCO) – capacità 7,5 t/h.

Con l'introduzione delle linee di Degumming, la Raffineria intende incrementare la capacità di degommazione per poter includere nelle lavorazioni dell'ECOFINING™ maggiori quantità di materie biologiche provenienti dalle filiere degli scarti e residui con tre linee da 28 t/h ciascuna.

Il progetto presentato in sede di VA prevede una nuova unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™, ad integrazione dell'esistente POT, costituita da:

- Sezione W501 - Degommazione acida con fase di desludging, lavaggio, ed essiccamento. In tale sezione vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme), sezione vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme), che potrebbero provocare sporcamenti dannosi per le successive fasi di lavorazione;
- Sezioni PK-301 – Generazione Vuoto;
- Sezione 5301 - Utilities; Tratta la gestione dei drenaggi delle apparecchiature e dei bacini di contenimento, Pulizia delle apparecchiature e linee (CIP system), trattamento odori e recupero condense.
- Sezione 5401 –Tank Farm (Stoccaggio residui di lavorazione e reagenti chimici). In tale sezione vengono gestiti gli stoccaggi dei residui prodotti dalle operazioni di degommazione e i reagenti chimici necessari (NaOH e Acido Orto-Fosforico/Citrico);



- Sezione di pretrattamento delle acque reflue. Tale sezione tratta tutti i reflui prodotti dalla nuova unità di pretrattamento.

Con l'ampliamento della sezione di pretrattamento, la raffineria potrà trattare le seguenti biomasse:

- Materie biologiche di cui all'elenco dell'Annesso IX parte A e B della Direttiva Europea 2001 del 2018;
- Materie biologiche Low ILUC come definito dalla Direttiva Europea 2001 del 2018;
- Altre materie biologiche, anche provenienti dalla filiera degli scarti e dei residui, non comprese nei punti precedenti.

Di seguito si riporta la descrizione sintetica delle diverse sezioni della nuova unità, così come da progetto presentato in sede di Verifica di Assoggettabilità, compreso nell'assetto "Ante Operam" ai fini del presente SIA.

Le biomasse, ricevute in Raffineria mediante autobotti o nave vengono stoccate nel parco serbatoi esistente. Da lì sono trasferite, mediante un sistema di pompaggio, ad un vessel intermedio, dopo essere state trattate dai filtri per eliminare eventuali impurità. Le biomasse vengono inizialmente riscaldate fino a circa 75°C in uno scambiatore, a spese della corrente calda in uscita dall'essiccatore, ed ulteriormente riscaldate fino a circa 95°C nello mediante l'utilizzo di vapore a media pressione.

Nella sezione di DESLUDGING, la carica viene miscelata con acqua, ed inviata al reattore che ha lo scopo di favorire il trasferimento degli inquinanti idrosolubili in fase acquosa. La miscela viene quindi separata per centrifugazione.

Nella sezione di DEGOMMAGGIO, la corrente di biomassa viene quindi miscelata con una soluzione di acido fosforico e/o citrico diluita. L'acido, ricevuto in Raffineria mediante autobotti, è stoccato nel nuovo serbatoio S-502, avente una capacità di stoccaggio pari a 150 m³.

La miscela biomassa/soluzione acida viene quindi alimentata ai reattori dove, dopo un sufficiente tempo di permanenza, le gomme non idratibili vengono trasformate in idratibili.

La corrente in uscita dal reattore viene quindi miscelata con una soluzione di soda caustica ed inviata al reattore nel quale le gomme idratibili vengono agglomerate per favorire la successiva separazione.

La soda caustica, approvvigionata mediante autobotti, è stoccata nel nuovo serbatoio S-504, avente una capacità di stoccaggio pari a 50 m³.

Il dosaggio della soda può essere regolato sia al fine di agglomerare le gomme rese idratibili, sia allo scopo di neutralizzare parzialmente o totalmente gli acidi-grassi.

Lo stream in uscita dal reattore viene alimentato al separatore centrifugo, nel quale avviene la separazione delle gomme e degli eventuali saponi (prodotti dalla neutralizzazione degli acidi-grassi con soda come precedentemente descritto) dalla corrente trattata, che viene quindi inviata alla successiva sezione di lavaggio.

Le gomme separate vengono raccolte, stoccate e quindi inviate a smaltimento.

La corrente di biomassa oleosa degommata viene sottoposta ad una fase di LAVAGGIO per ridurre ulteriormente il contenuto di fosforo. A tal scopo la biomassa passa attraverso un miscelatore dinamico, dove vengono dosati acqua e acido. Dopo un tempo di reazione nel reattore, l'olio viene inviato al separatore centrifugo e da qui la biomassa oleosa rimandata verso il serbatoio di carica, mentre la fase acquosa reintegra il circuito di acqua di diluizione.

La biomassa degommata viene inviata ad ESSICCAMENTO sottovuoto per ridurre/controllare l'umidità residua: la corrente di biomassa oleosa prodotta dal trattamento di degommazione viene prima riscaldata in uno scambiatore, per mezzo di vapore a media pressione, quindi passa nell'unità di essiccazione sottovuoto, al fine di ridurre l'umidità residua. Il vuoto viene ottenuto grazie al sistema di generazione, comune per le tre linee.

La corrente infine viene prima raffreddata a spese della carica impianto, e successivamente trasferita nel vessel intermedio ed inviata alla sezione di Stoccaggio delle materie di alimentazione all'impianto di ECOFINING™ oppure, se richiesto, alla sezione di Bleaching.

L'unità di produzione di vuoto è costituita da due gruppi vuoto di cui uno in standby.

La sezione comprende le seguenti unità della Tank farm:

- S-501 - Serbatoio di stoccaggio delle gomme acide prodotte dalle operazioni di degommazione (Volume: 500 m³);
- S-502 - Serbatoio di stoccaggio dell'acido citrico (Volume: 150 m³);
- S-504 - Serbatoio di stoccaggio della soda caustica (Volume: 50 m³);
- S-506 - Serbatoio di stoccaggio dell'acqua reflua (Volume: 500 m³);

I serbatoi sono alloggiati in due bacini di contenimento adiacenti impermeabili in calcestruzzo armato e dimensionati per raccogliere al minimo 2/3 della capacità complessiva geometrica dei serbatoi ivi ubicati e almeno la capacità del serbatoio più grande.

Completano il degumming le seguenti utilities:

- *Sistema di raffreddamento ad acqua in circuito chiuso* – l'acqua di raffreddamento è necessaria in varie parti del processo di pretrattamento (gruppo vuoto, scambiatori di calore, ecc.).
Il Sistema è provvisto di Sistema di pulizia CIP (Cleaning In Place), che provvede di volta in volta alla pulizia degli scambiatori di calore.
- *Sistema di distribuzione vapore* – Il vapore utilizzato è surriscaldato a media pressione e viene utilizzato come sorgente di calore. fluido motore per gli eiettori del gruppo vuoto o eventualmente anche come mezzo di soffiaggio e flussaggio linee ed apparecchiature. Le relative condense non contaminate vengono raccolte nel flash tank S-401 e rilanciate all'impianto recupero condense della raffineria.
- *Fognatura e raccolta effluenti* – I punti di scarico di acque oleose e di processo, sono collegati ad uno scarico chiuso (closed drain). Questo scarico fluisce per gravità ad un serbatoio di accumulo d'acqua, dove l'acqua viene trasferita al serbatoio acque reflue in tank farm.

Lo scarico è interamente chiuso e tracciato per mantenere la temperatura di parete sufficientemente alta per evitare accumulo di grasso all'interno.

- *Odor Scrubber* – Tutte le possibili fonti di emissione di odore sono collegate ad un collettore comune. Un ventilatore aspira tutte le possibili emissioni odorigene. L'aria carica di odori passa attraverso lo scrubber dotato di corpi di riempimento che vengono irrorati da una soluzione alcalina di soda caustica diluita tramite la pompa di ricircolo. L'aria espulsa viene ripulita da eventuali molecole maleodoranti.
- *Tracciatura* – Tutte le linee con biomassa oleosa sono tracciate con tracciatura elettrica per evitare la solidificazione del prodotto nella linea in caso di arresto dell'impianto.
Una rete di vapore è usata per la tracciatura del circuito chiuso, così come il riscaldamento della camera di tenuta delle pompe a servizio di biomassa oleosa.

Le acque di processo prodotte dall'impianto vengono sottoposte a tre successivi trattamenti:

- *Trattamento chimico-fisico*, che prevede:
 - ✓ Una sezione di raffreddamento del refluo in ingresso con scambiatore, con l'ausilio di unità di refrigerazione a circuito chiuso;
 - ✓ Un sistema di dosaggio di acido cloridrico e idrossido di sodio per la correzione del pH;

- ✓ Un sistema di dosaggio di cloruro ferrico e poli-elettrolita per la flocculazione dei fanghi in sospensione;
- ✓ Un'unità di flottazione ad aria disciolta primaria;
- *Trattamento biologico*, che prevede:
 - ✓ Un serbatoio di accumulo del refluo depurato dai fanghi primari, con relativa stazione di rilancio;
 - ✓ Un sistema di dosaggio antischiuma e nutrienti (Urea e acido fosforico);
 - ✓ Un'unità di trattamento biologico MBBR composta da due vasche in serie, con relativo sistema di aerazione per ossidazione, composto da 3 compressori e sistema di diffusione dell'aria.
- *Separazione fanghi*, che prevede:
 - ✓ Un sistema di dosaggio con cloruro ferrico e poli-elettrolita;
 - ✓ Un'unità di flottazione ad aria disciolta finale;
 - ✓ Un serbatoio di accumulo e sollevamento finale.

4.4.2 Realizzazione impianto LO-CAT

Il gestore con lettera prot. DIR 14/AT.cz del 26/01/2018 ha comunicato di voler apportare delle modifiche all'impianto di trattamento dei gas acidi per tragguardare il miglioramento delle emissioni di SO₂ al camino E17, come previsto dal DM 2017 del 7 agosto 2017 nel caso in cui si fosse realizzato l'upgrading del progetto "Green Refining" in esso contenuto.

Tali modifiche, in corso di realizzazione, riguardano l'utilizzo della tecnologia denominata LO—CAT, una tecnologia selezionata tramite apposite attività di scouting - individuata all'interno del "Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas" al Cap. 4.23.5.2.2.3 - in grado di garantire l'abbattimento dello zolfo fino al 99,5% e tragguardare il limite emissivo sopracitato al camino E17.

L'impianto rimuove l'H₂S presente nello stream di gas acido di coda della Raffineria attraverso un processo di ossidazione dello zolfo a zolfo elementare (separato in forma solida) promosso da catalizzatori a base di ferro in fase acquosa.

L'impianto di trattamento dei gas acidi modificato riceverà il gas acido di coda proveniente dalla testa della colonna di rigenerazione ammine (Unità 22), che contiene l'H₂S rimosso da tutte le correnti gassose di Raffineria ed è costituito dalle seguenti 3 sezioni principali:

- **Sezione di assorbimento:** lo stream gassoso da trattare è inviato ad un assorbitore, contenente una soluzione acquosa di ferro chelato (catalizzatore), che promuove la reazione di ossidazione dello zolfo, sotto forma di solfuro (H₂S), a zolfo elementare.

La temperatura di funzionamento dell'assorbitore è di circa 50°C mentre la pressione è di circa 1 barg, poiché la pressione del gas in uscita dalla colonna di rigenerazione ammine è di circa 0,5 barg, è prevista l'installazione di un compressore per garantire la pressione necessaria in alimentazione impianto;

- **Sezione di ossidazione:** lo slurry prodotto nella sezione di assorbimento viene inviato alla sezione di ossidazione, in cui si ha la rigenerazione del catalizzatore per ossidazione del ferro da Fe²⁺ a Fe³⁺ tramite insufflaggio di aria dal basso;
- **Sezione di separazione dello zolfo:** lo zolfo disperso in soluzione viene inviato ad una filtropressa da cui si ottiene lo zolfo solido. Questo è destinato al recupero ed eventuale riutilizzo in altri processi. La soluzione filtrata e residua viene ricircolata all'assorbitore.

In uscita dall'impianto si ottengono i seguenti stream gassosi:

- gas trattato (sweet gas) in uscita dall'assorbitore in cui è presente l' H_2S residuo (efficienza di abbattimento pari al 99,5%);
- gas in uscita dall'ossidatore (oxidizer vent) contenente essenzialmente aria impoverita per effetto del consumo di ossigeno necessario all'ossidazione del catalizzatore.

Entrambe le correnti gassose in uscita impianto vengono inviate a post-combustione (presso la sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1 esistente ed al forno 8101N dell'impianto HF2 anch'esso esistente) per la conversione dell' H_2S residuo in SO_2 e successivo invio al camino di destinazione (camino E17).

Il completamento dell'unità è previsto nel 2022, mentre l'effettiva in esercizio prevista per il 2023, a seguito della quale si prevede un valore di concentrazione di SO_2 sensibilmente inferiore a quello richiesto per l'attuale assetto impiantistico.

Ai fini del presente SIA l'assetto "ante-operam" considera la presenza del nuovo impianto LOCAT realizzato ma non ancora in esercizio.

Di seguito uno schema semplificato dell'impianto.

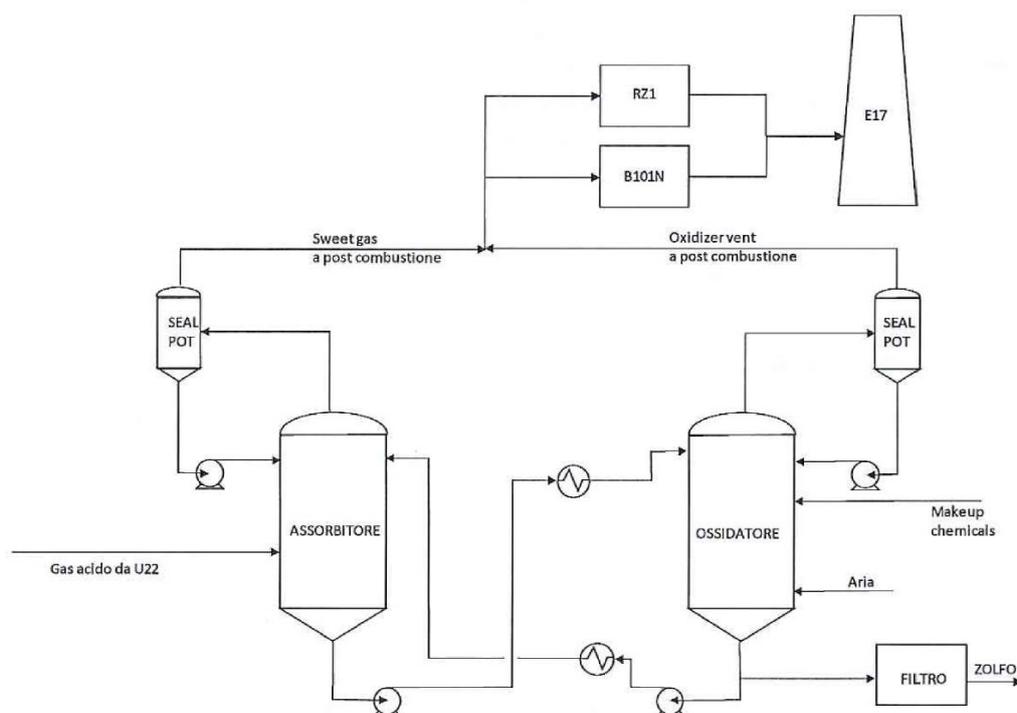


Figura 4-5 – Schema semplificato impianto di trattamento gas acidi

4.5 Effetti ambientali – assetto ante operam

I dati sotto riportati sono estrapolati dalla seguente documentazione:

- AIA DM 284/2018, per quanto attiene la Raffineria in assetto Tradizionale;
- Documentazione progetto “Upgrading dell’Impianto di Pretrattamento cariche biologiche”, codice procedura 5968;
- Ulteriori informazioni del Gestore in considerazione dell’andamento storico degli ultimi 3 anni di esercizio.

4.5.1 Consumo di materie prime e ausiliarie

La seguente tabella indica il consumo di materie prime alla massima capacità produttiva dell’assetto tradizionale e dell’assetto di bioraffineria, i due dati sono, ovviamente, poco confrontabili atteso il diverso ciclo lavorativo operato:

Tabella 4-5: Consumo di materie prime alla capacità produttiva

Materie prime in ingresso	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
Petrolio grezzo (t/anno)	4.550.000	-
Semilavorati (t/anno)	865.000	-
Virgin Nafta (t/anno)	-	873.100
Biomasse (t/anno)	-	400.000
di cui degommabili (t/anno)	-	400.000
Principali materie ausiliarie e additivi	10.293	109.767

Inoltre, si evidenziano le seguenti tipologie di prodotti petroliferi in ingresso alla Raffineria per distribuzione sul mercato (attività non modificata dal progetto in esame):

- Jet fuel;
- Gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- Oli combustibili;
- Benzine;
- GPL.

4.5.2 Consumo di combustibili

La seguente tabella indica il consumo di combustibili alla massima capacità produttiva per i due assetto alternativi; si denota che nell’assetto bioraffineria si riduce l’impiego di fuel-gas.

Tabella 4-6: Consumo di combustibili alla capacità produttiva

Consumo	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
Fuel gas (ton/anno)	176.840	62.612
Gas naturale (ton/anno)	96.306	80.657
Totale (MWh/a)	3.677.541	1.919.811
Nota: La ripartizione delle quantità di fuel gas e gas naturale è indicativa e non deve essere intesa come vincolante delle stesse singole quantità		

4.5.3 Bilancio energetico

Le seguenti tabelle riportano il bilancio energetico consumo/produzione alla massima capacità produttiva dell'assetto tradizionale e dell'assetto di bioraffineria, evidenziando una sostanziale riduzione di consumo/produzione energetico/a nell'assetto di bioraffineria:

Tabella 4-7: Bilancio energia elettrica alla capacità produttiva

Tipologia	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
Energia elettrica prodotta da COGE (MWh/anno)	306.590	233.016
Energia elettrica consumata da Raffineria (MWh/anno)	208.554	107.442
Energia elettrica ceduta a RTN (MWh/anno)	98.036	125.574

Tabella 4-8: Bilancio energia termica alla capacità produttiva

Tipologia	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
Energia termica da combustibili (MWh/anno)	3.560.854	1.919.811
Vapore distribuito (t/a)	966.520	888.249

4.5.4 Consumo di risorse idriche

La seguente tabella indica il consumo di risorse idriche alla massima capacità produttiva nei due diversi assetti, mostrando la rilevante riduzione del consumo idrico tra l'assetto tradizionale e quello di bioraffineria:

Tabella 4-9: Consumo di risorse idriche alla capacità produttiva

Fonte di approvvigionamento	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
AQI1 - Acque superficiali (acquedotto industriale Veritas) (Mm ³ /anno)	2,63	1,83
AQC1, AQC2 - Acqua da acquedotto comunale VERITAS (Mm ³ /anno)	0,14	0,14
AL1 - Acqua di Laguna (Mm ³ /anno)	70,08	46,36
Acqua di riuso da impianto di depurazione SIFA (Mm ³ /anno)	0,40	0,06*
*valore revisionato sulla base dell'utilizzo effettivo attuale: integrazione a servizio del circuito acque antincendio		

4.5.5 Emissioni in atmosfera

4.5.5.1 Emissioni convogliate

I punti di emissioni convogliate principali presenti presso la Raffineria sono 9 e, come previsto nel Decreto AIA (DM 284 del 2018); rientrano nel calcolo della "Bolla di Raffineria". Nella seguente Tabella si riportano inoltre quali punti di emissione in atmosfera risultano attivi durante l'operatività di ciclo produttivo tradizionale e quali durante l'operatività del ciclo alternativo di bioraffineria.

Tabella 4-10: Principali punti di emissione di tipo convogliato presenti presso la Raffineria di Venezia

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
E3N	Circuito Hot Oil	Caldaia H610 (Hot Oil)	Attivo	Non attivo
	Pretrattamento carica	Caldaia B201 (POT)	Non attivo	Attivo
E8	Reformer Catalitico RC3	Forni F3AN e F3CN	Attivo	Attivo
E12	Reformer Catalitico RC3	Forni F1 e F2	Attivo	Attivo
E14	Reformer Catalitico RC3	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01	Attivo	Attivo
E15	Isomerizzazione ISO	Forni A10-1, B10-1, C10-1	Attivo	Attivo
E16	Unità HF1 (ECOFINING™)	Forni F101 e F102N	Attivo	Attivo
E17	Unità HF2	Forno B101	Attivo	Attivo
	Recupero zolfo RZ1	Post-combustore termico B301	Attivo	Attivo
	Recupero zolfo RZ2	Post-combustore termico MS1	Attivo	Non attivo
E18	Distillazione primaria DP3	Forno F1	Attivo	Non attivo
	Impianto COGE	Caldaie B01 e B02	Attivo	Attivo
		Turbogas TG1	Attivo	Attivo
E20	Visbreaking/Thermal Cracking	Forni F1, F2 e IB F1	Attivo	Non attivo

Inoltre, la Raffineria è dotata dei seguenti ulteriori punti di emissione in atmosfera e sfiati secondari.

Tabella 4-11: Ulteriori punti di emissione e sfiati secondari

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
S39	Torcia di emergenza	Torcia di emergenza	Attivo	Attivo
E22	Riscaldamento serbatoi di bitume	Riscaldamento serbatoi di bitume	Attivo	Non attivo
E23				
E24				
E25				
E26				
E27				
E28				
S29	Emissioni delle unità di recupero vapori del caricamento benzine e bitumi	Emissioni delle unità di recupero vapori del caricamento benzine e bitumi	Attivo	Non attivo
S30				
S31	Camino emissioni dell'unità di recupero vapori dei serbatoi di bitumi	Emissioni dell'unità di recupero vapori dei serbatoi di bitumi	Attivo	Non attivo

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
S32	Camino sfiato dalla rigenerazione ciclica presso l'impianto di Reforming Catalitico	Sfiato dalla rigenerazione ciclica presso l'impianto di Reforming Catalitico	Attivo	Attivo
S33	Camino sfiato dalla rigenerazione del catalizzatore presso l'impianto di Reforming Catalitico	Sfiato dalla rigenerazione del catalizzatore presso l'impianto di Reforming Catalitico	Attivo	Attivo
S35/1.26	Sfiati dalle cappe del laboratorio chimico	Sfiati dalle cappe del laboratorio chimico	Attivo	Attivo
S36			Attivo	Non attivo
S42	Camino emissioni dell'unità di recupero vapori del caricamento/scaricamento navi	Emissioni dell'unità di recupero vapori del caricamento/scaricamento navi	Attivo	Attivo
S43	Camino emissioni prodotte dalla copertura delle vasche API	Emissioni prodotte dalla copertura delle vasche API	Attivo	Attivo

I fumi dei forni e delle caldaie di Raffineria derivano dalla combustione di gas di raffineria e metano: tale miscela di combustibili comporta una diversificazione della qualità e quantità degli inquinanti contenuti nei fumi.

Di seguito si riporta il confronto dei contributi emissivi massimi alla capacità produttiva nei due assetti attualmente autorizzati, in termini di flussi di massa potenzialmente emessi annualmente. Si evidenzia come le disposizioni autorizzative connesse all'esercizio dell'impianto nell'assetto "bio" prevedano, rispetto all'assetto di raffineria "tradizionale", una riduzione complessiva di ossidi di zolfo (SO₂) e monossido di carbonio (CO) ed un aumento in termini di ossidi di azoto (NO₂).

Tabella 4-12: Confronto contributi emissivi annui – emissioni convogliate complessive dell'installazione

Parametro	Flussi di massa (t/a)	
	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
SO ₂	1217,0*	270
NOx	804**	1154
CO	463	151
Polveri	44	44

* al valore di Bolla di Raffineria (1113 t/a) è stato aggiunto il contributo massimo per l'unità TG01/B01, escluso dal calcolo di Bolla
 ** al valore di Bolla di Raffineria (730,5 t/a) è stato aggiunto il contributo previsto per le unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2, escluso dal calcolo di Bolla

4.5.5.2 Emissioni non convogliate: diffuse e fuggitive

Le emissioni in atmosfera di tipo non convogliato sono di due tipi:

- Emissioni fuggitive, attribuibili all'evaporazione di prodotti petroliferi liquidi oppure a prodotti gassosi emessi in seguito a perdite da valvole, flange, tenute di pompe e compressori, drenaggi delle apparecchiature di processo;
- Emissioni diffuse, prevalentemente costituite da Composti Organici Volatili (COV) provenienti da sorgenti non associate ad uno specifico processo ma diffuse attraverso tutta la Raffineria. Le principali aree sorgente di emissioni diffuse sono i serbatoi di stoccaggio, le tenute di apparecchiature, linee e componenti connessi

al trasferimento di prodotti leggeri, le vasche di disoleazione presso TE e le operazioni di caricamento e scarico prodotti.

La sottostante tabella di confronto mostra una sostanziale riduzione delle emissioni convogliate diffuse nel passaggio tra l'assetto tradizionale e la bioraffineria nello stato attuale.

Tabella 4-13: Confronto emissioni non convogliate

Emissioni fuggitive o diffuse	Tipologia	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
Diffuse (t/anno)	COV	112,3	125*
Fuggitive (t/anno)	COV	104,6	

* riferimento anno 2019 (Fonte: Rapporto di Monitoraggio AIA)

4.5.6 Scarichi idrici

La seguente tabella riporta il quantitativo di acque reflue scaricate alla massima capacità produttiva tra l'assetto tradizionale e la bioraffineria nello stato "ante operam"; si denota l'importante riduzione dello scarico nell'assetto di bioraffineria relativamente allo scarico delle acque di raffreddamento ed una riduzione, più contenuta, relativamente allo scarico SIFA1:

Tabella 4-14: Scarichi idrici

Scarico idrico	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
SM 1 - Acqua di raffreddamento a mare (Mm ³ /anno)	70,08	46,36
SIFA1 - Acque reflue a SIFA* (Mm ³ /anno)	3,84	2,43

*I reflui conferiti a SIFA sono di due tipi: refluo di processo e acque meteoriche (refluo B0) e acque di falda intercettate dal retro-marginamento dell'area di Raffineria e dell'Isola dei Petroli ed emunte dai piezometri installati (refluo B3).

La qualità delle acque reflue conferite all'impianto consortile SIFA rispettano gli standard stabiliti dal Regolamento stipulato con il Consorzio medesimo, mostrati nella tabella seguente.

Tabella 4-15: Qualità delle acque reflue conferite all'impianto consortile SIFA

Parametro	u.m.	Limite contrattuale
pH	-	7-9
Azoto ammoniacale (NH ₄ ⁺)	mg/l	<12,9
Azoto nitroso (NO ₂ ⁻)	mg/l	<13,1
Azoto nitrico (NO ₃ ⁻)	mg/l	<17,7
COD	mg/l	<800
Idrocarburi totali (HC)	mg/l	<150
Fosforo (P)	mg/l	<1,5
Solidi sospesi totali (SST)	mg/l	<270

Per quanto concerne i reflui scaricati nel Canale V.E. III (Laguna) attraverso il punto di scarico SM1, essi sono costituiti da acqua mare prelevata dalla Laguna stessa. Tali acque, utilizzate per il raffreddamento degli impianti, non entrano mai in contatto con le sostanze lavorate dalla Raffineria e vengono pertanto scaricate con le medesime caratteristiche qualitative di quanto prelevato.

4.5.7 Rifiuti

La produzione dei rifiuti è correlata a tutte le principali attività che si svolgono in Raffineria, ed in particolare:

- Alle fasi di processo;
- Agli interventi di manutenzione;
- Al funzionamento dei servizi ausiliari.

Nella tabella seguente sono riportati i quantitativi dei rifiuti di processo che la Raffineria può produrre nei due diversi assetti tradizionale e Bioraffineria.

Tabella 4-16: Rifiuti prodotti in Raffineria

Tipologia	Assetto tradizionale	Bioraffineria Assetto ante-operam
Rifiuti pericolosi (t/anno)	5.054	4.200*
Rifiuti non pericolosi (t/anno)	1.735	54.500*

*oltre ai rifiuti specifici del ciclo di bioraffineria, la Raffineria produce altri rifiuti, pericolosi e non, a seguito di attività di manutenzione ordinaria e straordinaria. La quantità dei rifiuti prodotti alla MCP per attività di manutenzione non è stimabile a priori in quanto legata a molteplici fattori (quali regime di produzione, grado di pulizia delle apparecchiature e dei serbatoi, esigenze tecnologiche) variabili nel tempo. La stima riportata include i valori massimali di terre sbiancanti e gomme derivanti dal processo di pretrattamento e processamento delle cariche biologiche, e la cui produzione è strettamente correlata alla tipologia delle biomasse in ingresso. La stima ricomprende i rifiuti non pericolosi (gomme) potenzialmente generati a seguito dell'ampliamento della sezione di pretrattamento (di cui al Progetto "upgrading degumming").

I rifiuti sono conferiti presso le seguenti aree attrezzate quali deposito temporaneo, qualora necessario:

- il Parco Rottami (capacità di stoccaggio 200 m³; superficie 1.505,2 m²), per il conferimento di rottami metallici, cavi elettrici, tubi fluorescenti, batterie, carta e cartone, legno;
- il Parco Ecologico (capacità di stoccaggio 350 m³; superficie 4.306,8 m²), per il conferimento di catalizzatori esausti, residui idrocarburici da manutenzione / bonifica di serbatoi / linee / apparecchiature, coibentazioni, plastiche, imballaggi, materiali filtranti, oli esausti;
- il Parco Terre, per il conferimento di terre sbiancanti esauste da pretrattamento di biomasse (unità POT), terre da scavo e inerti da demolizione.

In Raffineria, infine, è attivo anche un tradizionale sistema di conferimento al Servizio Pubblico (presso cassonetti) di rifiuti solidi urbani ed assimilati.

La capacità di stoccaggio complessiva è così determinata:

Tabella 4-17: Capacità di stoccaggio rifiuti

Descrizione	Assetto Tradizionale		Bioraffineria	
	Rifiuti	Rifiuti	Rifiuti	Rifiuti
	Pericolosi (mc)	Non Pericolosi (mc)	Pericolosi (mc)	Non Pericolosi (mc)
Rifiuti destinati ad operazioni di smaltimento	150	100	150	100
Rifiuti destinati ad operazioni di recupero	200	100	200	100

Le aree soprariportate risultano pavimentate e impermeabilizzate con collettamento a fognatura di Raffineria della totalità delle acque meteoriche ivi insistenti e degli eventuali rilasci di inquinanti lisciviabili. Tali aree sono segregate mediante idonea recinzione e con accesso controllato (cancelli a chiusura), e non risultano accessibili a personale non autorizzato.

L'obiettivo della raffineria è quello di minimizzare l'impatto delle proprie attività sul ciclo di produzione dei rifiuti, massimizzando il riutilizzo/recupero dei materiali nel processo industriale di stabilimento.

4.5.8 Sorgenti sonore

Tutte le apparecchiature installate hanno caratteristiche tali da garantire, compatibilmente con gli attuali limiti della tecnologia, il minimo livello di pressione sonora nell'ambiente.

Le specifiche Eni R&M relative alle caratteristiche di potenza sonora dell'apparecchiatura prevedono tassativamente valori di emissione sonora inferiori a 82 dB(A) a 1 metro di distanza. Pertanto, tale limite è rispettato, nello stato ante-operam. per le apparecchiature rumorose (pompe, compressori, ecc.).

Nel caso in cui la potenza sonora di specifiche apparecchiature provochi livelli di rumore superiori a quello menzionato, sono stati predisposti opportuni sistemi di insonorizzazione.

La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante dell'area di produzione, ha tenuto in considerazione la garanzia di un livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria conforme alle norme di settore.

4.5.9 Sorgenti odorigene

Gli impianti e i serbatoi che la Raffineria ha realizzato sono inclusi sia nell'elenco delle potenziali sorgenti di emissioni odorigene che nel programma di monitoraggio degli odori vigente presso la Raffineria.

4.5.10 Traffico

Il traffico indotto dal ciclo di bioraffineria, alla Massima Capacità Produttiva, dipende principalmente dalla quantità di materie prime in ingresso e dalle modalità di approvvigionamento delle varie tipologie di biomasse da processare, a loro volta determinate dalla disponibilità di grandi vettori per la raccolta e il trasporto delle biomasse alla raffineria.

Si evidenzia a tal riguardo come l'utilizzo di navi di elevato tonnellaggio risulti la soluzione più economica, più efficiente e preferibile per la Raffineria.



Di seguito si riporta il confronto tra i dati di traffico 2010, riferiti all'assetto tradizionale, e l'ipotesi alla massima capacità produttiva della bioraffineria nell'assetto considerato quale "ante-operam".

Tabella 4-18: Traffico indotto

Mezzo di trasporto	u.m.	Assetto tradizionale (anno 2010)	Bioraffineria Assetto ante-operam
Navi (materie prime e prodotti finiti)	Navi/anno	218	223 / 217 *
Autobotti (ATB) e Autocarri (materie prime, prodotti finiti e rifiuti)	Mezzi/giorno	70	64 / 53 *
Ferrocisterne (FCC) (prodotti finiti)	FCC/giorno	13	16

* livelli di traffico indotto stimati rispettivamente nel breve / lungo periodo, a seguito dell'ampliamento della sezione di pretrattamento e l'introduzione di biomasse grezze non convenzionali di seconda e terza generazione che necessiteranno, nel breve termine, di una raccolta capillare sul territorio ad opera dei servizi di raccolta e per cui non esiste ancora un mercato internazionale.