



Upgrading del Progetto “Green Refinery” presso la Raffineria di Venezia

(Progetto Green Refinery STEP 2)

Elaborato:

Progetto Definitivo

a supporto dell'istanza di Valutazione di Impatto Ambientale
(art. 23 D.Lgs. 152/06 e s.m.i.)

URS Rif.: 46324194

Preparato per:

Eni S.p.A Divisione Refining and Marketing

Rif. Doc.: GR_Progetto Definitivo

Marzo 2014

INDICE

Sezione	N° di Pag.
INTRODUZIONE	1
1 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	2
2 DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ANTE-OPERAM.....	4
2.1 Descrizione del ciclo produttivo tradizionale di raffinazione	6
2.2 Descrizione del ciclo produttivo alternativo “green”	16
2.3 Impianti ausiliari	24
2.3.1 Sistema di generazione di energia elettrica e vapore - COGE	26
2.4 Movimentazione e stoccaggio materie prime e prodotti finiti	28
2.5 Bilancio di materia ed energia	30
2.5.1 Bilancio di materia	30
2.5.2 Bilancio di Energia.....	32
2.6 Interferenze con l’Ambiente	33
2.6.1 Emissioni in Atmosfera.....	33
2.6.2 Consumi idrici.....	39
2.6.3 Effluenti liquidi	39
2.6.4 Rifiuti	40
2.6.5 Rumore.....	41
2.6.6 Traffico	41
2.6.7 Suolo e sottosuolo.....	41
3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO	43
3.1 Nuova unità di pretrattamento della carica all’ECOFINING™	43
3.1.1 Descrizione delle principali fasi di processo	44
3.1.2 Specifiche della Carica e dei Prodotti d’Impianto.....	54
3.1.3 Apparecchiature principali	56
3.1.4 Bilanci di materia e di energia	62
3.2 Nuovo impianto Steam Reforming	65
3.2.1 Descrizione delle principali fasi di processo	65
3.2.2 Specifiche della Carica d’Impianto	72
3.2.3 Specifiche dei Prodotti d’Impianto.....	72
3.2.4 Apparecchiature principali	72
3.2.5 Bilanci di materia e di energia	74
3.3 Revamping impianto ECOFINING™	76
3.3.1 Specifiche della Carica d’Impianto	77
3.3.2 Specifiche dei Prodotti d’Impianto.....	78
3.3.3 Bilanci di materia e di energia	78
3.4 Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione	80
3.5 Interconnecting	81
3.6 Analisi dei Malfunzionamenti.....	82
3.7 Criteri di Progettazione Impianti Elettrici	84
3.8 Criteri di Progettazione dei Sistemi di Scarico della Pressione.....	86
3.9 Criteri di Progettazione della Strumentazione	86
3.10 Criteri di Progettazione dei Recipienti di Processo, delle Tubazioni e dei Serbatoi	88

INDICE

Sezione	N° di Pag.
3.11 Sistema antincendio	90
3.11.1 Criteri Generali di Progetto.....	90
3.11.2 Classificazione delle Aree con Pericolo di Esplosione.....	91
3.11.3 Sistemi di Rilevazione Fire & Gas.....	91
3.11.4 Criteri per i Rivestimenti Protettivi Antifuoco – Fire Proofing	93
3.12 Fase di Cantiere.....	94
4 DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA POST OPERAM	103
4.1 Descrizione ciclo produttivo tradizionale post operam	103
4.2 Descrizione ciclo produttivo alternativo “green” post operam	103
4.3 Bilancio di materia ed energia	107
4.3.1 Bilancio di materia	107
4.3.2 Bilancio di Energia.....	108
4.3.3 Emissioni in Atmosfera.....	109
4.3.4 Bilancio Idrico	114
4.3.5 Rifiuti	115
4.3.6 Rumore.....	116
4.3.7 Traffico	117
4.3.8 Serbatoi e Stoccaggi	117
4.3.9 Odori.....	119

ALLEGATI

Allegato 1	Planimetria della Raffineria di Venezia
Allegato 2	Layout e prospetti previsti per la nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™
Allegato 3	Diagrammi di flusso (PFD) della nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™
Allegato 4	Layout e prospetti previsti per il nuovo impianto Steam Reformer
Allegato 5	Diagramma di flusso (PFD) del nuovo impianto Steam Reformer
Allegato 6	Layout previsto per la nuova sezione dell'impianto ECOFINING™
Allegato 7	Diagramma di flusso (PFD) dell'impianto ECOFINING™ modificato
Allegato 8	Nuova planimetria dei punti di emissione convogliata in atmosfera della Raffineria
Allegato 9	Nuova planimetria dei serbatoi di stoccaggio della Raffineria



INTRODUZIONE

Questo documento costituisce il Progetto Definitivo dell'intervento di sviluppo della Raffineria Eni R&M di Venezia individuato come "Upgrading del Progetto Green Refinery".

Questo progetto è finalizzato alla predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale, di cui costituisce parte integrante, ed è stato predisposto sulla base di dati e informazioni progettuali forniti a questo scopo da Eni R&M.

1 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

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, così come molti altri paesi tra cui soprattutto gli Stati Uniti, ha stabilito un ambizioso obiettivo che prevede entro il 2020 il 10% di traguardo del contenuto energetico da rinnovabili nei carburanti per autotrazione. Trainato da tali obiettivi, in Italia il consumo di biocarburanti si prevede in forte crescita fino al 2020.

In piena sintonia con la politica ambientale dell'Unione Europea volta alla riduzione delle emissioni di gas serra¹, Eni R&M ha sviluppato, in collaborazione con la Società UOP, la tecnologia ECOFININGTM, processo in grado di generare biocarburanti di nuova concezione, totalmente idrocarburi, 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). Tale iniziativa è volta a soddisfare la crescente richiesta di biocarburanti, il cui fabbisogno è attualmente soddisfatto da Eni R&M tramite importazione. I biocarburanti prodotti sono caratterizzati da un'impronta di CO₂, nel loro ciclo di vita complessivo (dalla sorgente biologica fino alla emissione dopo combustione), significativamente inferiore rispetto agli equivalenti combustibili fossili.

In tale ottica, in virtù della Determina Direttoriale di Non Assoggettabilità a VIA (prot. DVA-2013-0017661 del 29/07/13) ottenuta dalla Raffineria per il Progetto Green Refinery 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 potrà operare mediante un nuovo schema operativo basato su tecnologia ECOFININGTM per la produzione di biocarburanti di elevata qualità (assetto "green"), oltre che in assetto di raffinazione "tradizionale" (già autorizzato con Decreto AIA).

Nell'assetto "green", l'unità ECOFININGTM processa biomasse oleose quali oli vegetali raffinati.

Al fine di incrementare la produzione di biocarburanti, la Raffineria intende operare un upgrade del progetto "Green Refinery" massimizzando la capacità di trattamento dell'unità di ECOFININGTM, che passerà dalle attuali 400.000 t/a alle 560.000 t/a. Il progetto di upgrade prevede inoltre la realizzazione di una nuova sezione d'impianto allo scopo di frazionare la corrente di green diesel prodotta per produrre green jet fuel.

Con l'upgrade, la Raffineria intende inoltre processare, oltre agli oli vegetali, anche altre biomasse oleose quali grassi animali derivanti dagli scarti dell'industria alimentare e oli

¹ Si vedano le direttive Fuel Quality Directive 1998/70/CE (integrata dalla direttiva 2009/30/CE) e Renewable Energy Directive 2009/28/CE.



esausti di frittura. Tutta la carica verrà importata in Raffineria grezza e prima di essere alimentata all'ECOFINING™ verrà trattata in una nuova unità di pretrattamento al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella stessa e renderla compatibile con il processo ECOFINING™.

Per essere in grado di produrre tutto l'idrogeno necessario a massimizzare la carica dell'ECOFINING™, attualmente prodotto dall'unità di Reforming Catalitico RC3, la Raffineria intende realizzare un nuovo impianto Steam Reformer in grado di produrre fino a 35.000 Nm³/h di idrogeno.

2 DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ANTE-OPERAM

La Raffineria di Venezia è un complesso industriale che ha come obiettivo la trasformazione di materie prime, quali petrolio greggio e biomasse oleose raffinate, nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio.

La Raffineria è organizzata funzionalmente nelle seguenti aree fondamentali:

- **Isola dei Petroli**, adibita prevalentemente allo stoccaggio del greggio, collegata tramite oleodotto sublagunare al Terminale di San Leonardo per l'attracco delle navi di rifornimento di prodotti petroliferi;
- **Raffineria**, dove si trovano i serbatoi di stoccaggio di vari prodotti come benzine, petroli, gasoli, bitumi, oli combustibili, GPL e tutti gli impianti di processo;
- **Zona Nord-Est**, adibita allo stoccaggio ed alla spedizione via terra di prodotti finiti quali GPL, benzine, petroli, gasoli e oli combustibili, oltre al ricevimento via terra di greggio di provenienza nazionale.

La planimetria della Raffineria con inclusa l'Isola dei Petroli è riportata nell'Allegato 1 al presente documento e nella seguente Figura.

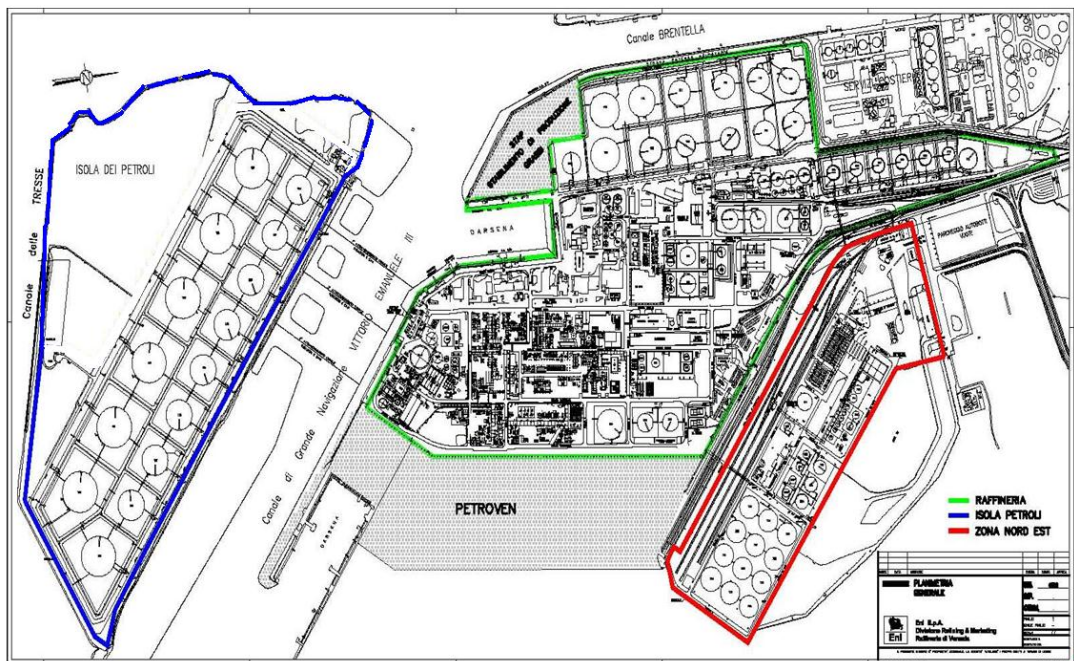


Figura 1: Planimetria della Raffineria.

La Raffineria è idealmente suddivisa in unità di raffinazione vere e proprie ed in impianti ausiliari al processo, dove viene anche prodotta l'energia termica ed elettrica. Inoltre la Raffineria utilizza proprie infrastrutture portuali e di terra per mezzo delle quali le materie prime vengono avviate alla lavorazione e i prodotti finiti spediti all'esterno.

Presso la Raffineria sono attualmente autorizzati due cicli produttivi alternativi:

- Ciclo produttivo tradizionale (autorizzato dal Decreto AIA, prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/10): produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio.
- Ciclo produttivo alternativo “green” (autorizzato dalla Determina Direttoriale di non assoggettabilità a VIA, prot. DVA-2013-0017661 del 29/07/2013, e dalla relativa istanza di modifica non sostanziale del succitato Decreto AIA²): produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose.

Ciò comporta che la Raffineria può operare alternativamente nel ciclo tradizionale o in quello alternativo “green”.

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 assicura il rifornimento dei prodotti petroliferi, per usi industriali e civili, ad una vasta area, coprendo un hinterland commerciale che si estende nell'area nord-orientale del territorio italiano, nell'Austria ed in Slovenia.

La Raffineria 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.

La Raffineria, durante l'operatività del ciclo produttivo alternativo “green”, è in grado di trattare fino a 400.000 t/a di biomasse oleose producendo circa 360.000 t/a di bio-carburanti. Durante il ciclo produttivo alternativo “green”, la Raffineria è in grado di produrre a partire da biomasse oleose i seguenti prodotti:

- green diesel;
- green GPL;
- green nafta.

² Istanza trasmessa mediante prot. DIR 144/LR.cz del 12/12/12 e successivo aggiornamento prot. DIR 129/LR.cz del 31/07/13.

2.1 Descrizione del ciclo produttivo tradizionale di raffinazione

Il ciclo produttivo tradizionale 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.

Le unità primarie della Raffineria consistono in due unità di Distillazione Primaria (DP2³ e DP3), che provvedono 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:

- 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 gasoli/kerosene 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 solforato⁴ 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

³ L'unità DP2 è stata fermata e messa in conservazione da alcuni anni, come comunicato ad ARPAV in data 09/02/11 nell'ambito della denuncia di inattività temporanea delle relative apparecchiature a pressione e ad ISPRA/APRAV durante la riunione del 15/03/11 per l'attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo dell'AIA.

⁴ Lo zolfo presente nel greggio viene, attraverso varie lavorazioni rimosso dai prodotti (benzine, gasoli, oli combustibili) e trasformato in idrogeno solforato (H₂S).

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 SO_2 a H_2S (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 Figura seguente riporta uno schema a blocchi del ciclo di lavorazione tradizionale della Raffineria.

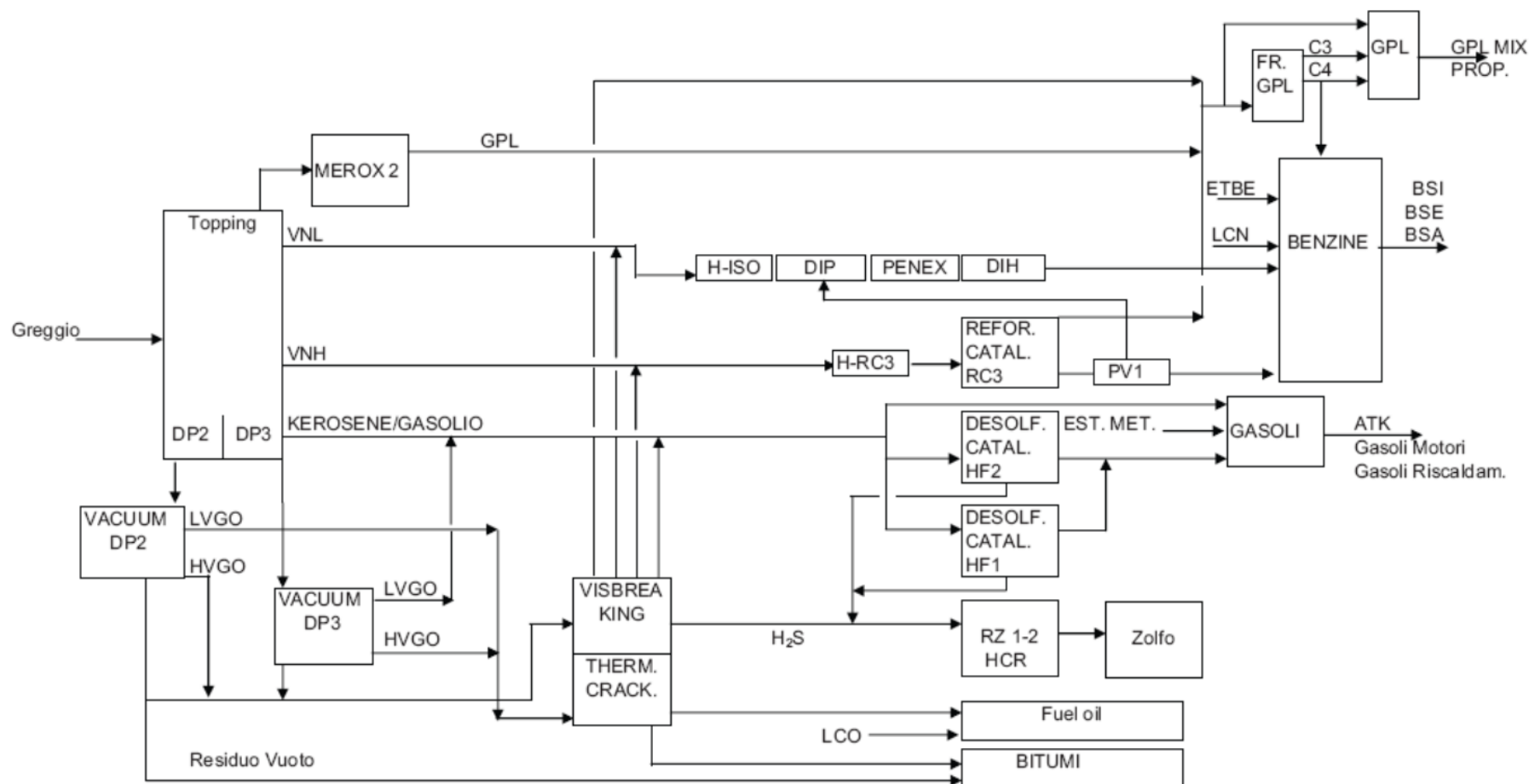


Figura 2. Schema a blocchi del ciclo di lavorazione tradizionale della Raffineria.

Di seguito si descrivono sinteticamente le unità di raffinazione relative al ciclo produttivo tradizionale in esercizio presso lo stabilimento della Raffineria di Venezia.

Unità Distillazione primaria 2 - DP2

L'impianto DP2 effettua la separazione dei componenti del greggio in funzione della volatilità e del punto di ebollizione, separando dal residuo i distillati leggeri e medi; quando viene alimentato con oli greggi particolari l'impianto è in grado di produrre bitume.

E' costituito essenzialmente dalle sezioni di desalting, predistillazione, distillazione atmosferica e distillazione a vuoto.

Il desalter DS-4 è del tipo elettrostatico, monostadio. La carica, dopo preriscaldamento in apposito treno di scambiatori di calore, viene processata dal dissalatore e quindi viene inviata alla colonna di predistillazione T-1, asservita dal forno H-1 che funge da ribollitore di fondo, in cui vengono frazionati i leggeri, inviati alla sezione di stabilizzazione della DP3, e il prodotto di fondo che viene inviato al forno H-2 e quindi alla colonna di frazionamento T-2. La colonna di frazionamento T-2 separa dalla testa benzina e prevede 4 tagli laterali (naphta, kero, gasolio leggero e pesante (LGO e HGO)) che vengono inviati alle colonne laterali di strippaggio con vapore (T-3 A/B/C/D). Il residuo di fondo colonna viene invece inviato al forno H-3 e poi alla successiva colonna di frazionamento sotto vuoto T-4, caratterizzata da 2 tagli laterali (Light Vacuum Gasoil e Heavy Vacuum Gasoil (LVGO e HVGO)) con le relative colonne di strippaggio con vapore T-5 A/B e T-6 A/B. Il residuo di vuoto viene utilizzato come bitume o come carica visbreaking a seconda delle marce dell'impianto. I distillati sono inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading).

Unità Distillazione primaria 3 – DP3

L'impianto DP3 esplica la funzione di frazionare l'olio grezzo, separando dal residuo i distillati leggeri e medi.

E' costituito essenzialmente dalle sezioni di desalting, preflash, distillazione atmosferica, distillazione sotto vuoto, stabilizzazione e splittaggio benzine.

I desalters V-2 A/B sono del tipo elettrostatico a 2 stadi. La carica, dopo essersi preriscaldata in apposito treno a spese dei prodotti caldi, viene processata nella sezione di desalting e quindi, dopo ulteriore preriscaldamento in apposito treno, perviene alla colonna di preflash C-55 che separa dalla testa uno stream di idrocarburi leggeri, inviati alla colonna di stabilizzazione C-3N. Il prodotto di fondo, dopo ulteriore preriscaldamento in apposito treno, viene inviato al forno F-1 e quindi alla colonna atmosferica C-1. Nella colonna C-1 vengono separati i leggeri dalla testa, inviati alla sezione di stabilizzazione, e 4 tagli laterali (naphta, kero, gasoli leggeri e pesanti (LGO e HGO)) che vengono inviati alle colonne laterali di strippaggio con vapore (C-2 A/B/C/D). Il residuo di fondo colonna viene invece inviato alla successiva colonna di frazionamento sotto vuoto C-71 (flash vacuum), caratterizzata da 2 tagli laterali (Light Vacuum Gasoil e Heavy Vacuum Gasoil (LVGO e HVGO)). Il residuo di vuoto viene utilizzato come carica di alimento all'impianto visbreaking. I distillati, dopo recuperi termici interni, vengono raffreddati e inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading). La sezione di stabilizzazione (colonna C-3N) riceve la carica dalla testa della colonna di preflash C-55,

dalla testa della colonna atmosferica C-1 e dalla sezione di prefrazionamento dell'unità DP2 e separa, dal ricevitore di testa, fuel gas, che viene inviato, previo lavaggio con soluzione amminica, in rete gas, GPL, inviato alla sezione MEROX 2 di trattamento e benzina stabilizzata come prodotto di fondo. Questa, unita a nafta già idrogenata da visbreaking, viene inviata alla colonna splitter (colonna C-4N) per separare la carica a Reforming RC3 e la carica all'Isomerizzazione ISO.

Unità Visbreaking/Thermal Cracking – VB/TC

L'impianto di Visbreaking - Thermal Cracking ha lo scopo di ottenere prodotti leggeri (GPL, benzina e gasolio) dal residuo proveniente dagli impianti di distillazione del petrolio grezzo ottenendo anche olio combustibile e bitume.

L'impianto è costituito principalmente da:

- Sezione Visbreaking (VB), comprendente il forno VB-F1A/B, il flash drum atmosferico VB-V1, la colonna di distillazione atmosferica VB-C1, la sezione di recontacting, la colonna di distillazione sotto vuoto (flash vacuum) VB-C4, la colonna di stripper per il kero VB-C2B, la colonna stripper per il gasolio VB-C2A, la colonna stripper per il gasolio pesante atmosferico VB-C3, che costituisce parte della carica alla sezione TC;
- Sezione Thermal Cracking (TC), comprendente l'accumulatore polmone per la carica VB-V2, il forno VB-F2 A/B, il flash atmosferico VB-V33 e la colonna vuoto (flash vacuum) VB-C5;
- Sezione Idrogenazione Benzine (IB), comprendente il forno IB-F1, i due reattori IB-R1 ed IB-R2, la colonna di stabilizzazione IB-C1, la colonna di de-etanizzazione gas liquefatto (GPL) IB-C3;
- Sezione Lavaggio Gas (LG) con soluzione amminica, comprendente la colonna VB-C6 di lavaggio gas proveniente dalla testa colonna di distillazione sotto vuoto, la colonna di lavaggio gas LG-C2, la colonna di lavaggio GPL LG-C1, la colonna di lavaggio gas LG-C4 e la colonna di rigenerazione della soluzione amminica esausta LG-C3;
- Sezione per lo strippaggio di tutte le acque provenienti dalle altre sezioni di impianto (SWS 1) comprendente una colonna di strippaggio SWS-C1 e le attrezzature ausiliarie.

Nell'impianto VB/TC della Raffineria tali operazioni danno luogo alla produzione di :

- gas incondensati che, dopo lavaggio amminico, per rimozione di composti solforati, confluiscono nella rete fuel gas di Raffineria (sezione LG);
- distillati leggeri che, dopo trattamento di idrogenazione e desolforazione, vengono frazionati in gas incondensati, GPL e benzina (sezione IB);
- distillati medi leggeri (gasoli) che vengono impiegati come flussanti di residui o inviati a desolforazione gasolio;

- distillati medi pesanti (gasoli pesanti) che, prodotti dalla colonne di frazionamento della sezione VB, costituiscono parte della carica alla sezione TC, dove sono sottoposti ad una ulteriore reazione di cracking termico. L'effluente dal forno viene separato tramite recipienti di flash in più parti leggere che sono inviate nuovamente alla colonna di frazionamento principale della sezione VB ed in parti più pesanti che vengono inviate ai serbatoi di olio combustibile;
- residuo Tar che viene inviato nei serbatoi di bitume oppure, dopo flussaggio con i distillati medi prodotti, nei serbatoi di olio combustibile;
- acque acide che, dopo un primo trattamento di decantazione per separare eventuali idrocarburi presenti, vengono inviate all'impianto Sour Water Stripper (SWS) per la rimozione dei composti acidi ed ammoniacali.

Unità Reforming Catalitico 3 - RC3 e Splitter nafta PV1

L'impianto di Reforming Catalitico RC3 ha lo scopo di migliorare le caratteristiche ottaniche della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria.

L'impianto è composto principalmente da:

- sezione di desolforazione, comprendente il forno F-1, il reattore di desolforazione R-1, la colonna di strippaggio H₂S C-1 ed il reattore di "guardia zolfo" R-6N;
- sezione di reforming, comprendente lo scambiatore carica/effluente ad elevata efficienza energetica (Packinox[®]) E-7N, i forni F-3AN, F-3A, F-3B, F-3CN ed i reattori R-3, R-4, R-4N e R-5N; quest'ultimo reattore è dotato di un sistema a rigenerazione continua (CCR) del catalizzatore mentre i restanti 3 reattori sono del tipo semi-rigenerativo;
- sezione di frazionamento, comprendente la colonna di de-etanizzazione C-3 e la colonna di stabilizzazione C-4; la colonna di assorbimento C-2 è attualmente utilizzata come semplice KO drum;
- sezione hot-oil, costituita da un circuito chiuso che comprende il forno F-2 ed i ribollitori ad hot-oil E-6, E-13, E- 15;
- sezione di splittaggio della riformata (Splitter nafta PV1) che separa di testa uno stream di benzina leggera e consente di incrementare ulteriormente le caratteristiche ottaniche del prodotto di fondo rispetto alla riformata tal quale.

I forni F3-AN e F3-CN della sezione di reforming sono dotati di una caldaia a recupero per la produzione di vapore di media pressione (MP). I fumi provenienti dai restanti forni della sezione di reforming (F3-A ed F3-B) alimentano la caldaia a recupero B-1 dotata di post-combustione per la produzione di vapore MP.

La carica all'impianto viene preventivamente sottoposta ad un trattamento di desolforazione, al fine di evitare fenomeni di avvelenamento del catalizzatore della sezione di reforming, a base di Pt e Re.

La sezione di reforming produce H₂ puro all'85% in volume circa, che viene utilizzato in tutti i processi catalitici di Raffineria (desolforazioni, isomerizzazione), e benzina riformata, stabilizzata in una colonna de-etanizzatrice ed in una colonna di stabilizzazione ove di testa si separa il GPL.

Unità Isomerizzazione ISO

L'impianto di Isomerizzazione ha la funzione di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina leggera prodotta negli impianti di distillazione.

L'impianto comprende le seguenti sezioni:

- Sezione di desolforazione, che utilizza il forno A-10.1, il reattore A-6.1, la colonna di stripping dell'H₂S A-6.2;
- Sezione deisopentanizzazione che recupera di testa l'iso C5 alto ottanico dalla benzina desolforata. Il prodotto di fondo della colonna viene inviato alla sezione Penex;
- Sezione Penex dotata di 2 reattori con catalizzatore a letto fisso, in condizioni operative che favoriscono le reazioni di isomerizzazione e riducono le reazioni di cracking;
- Sezione deisoesanatrice per il riciclo di n-paraffine in alimento sezione Penex.

La carica all'impianto, dopo essersi miscelata con il gas di trattamento e preriscaldata mediante scambio termico con i prodotti caldi, viene alimentata al forno della sezione di desolforazione e quindi al reattore di desolforazione. A valle del reattore di desolforazione, il prodotto viene strippato dell'H₂S ed inviato alla sezione deisopentanizzatrice (per il recupero dell'iso C5). Il prodotto di fondo della colonna deisopentanizzatrice viene alimentato alla sezione Penex. L'assenza di umidità nella carica alla sezione di reazione del Penex è assicurata dalla presenza di essiccatori in serie sulla carica liquida e sul gas di reintegro. La corrente liquida essiccata è preventivamente miscelata con la corrente di idrogeno di riciclo e pre-riscaldata in un treno di scambio dedicato, per poi essere immessa nel primo reattore. Il promotore (Percloroetilene) della reazione viene additivato alla carica combinata. I due reattori sono predisposti per lavorare in serie: l'effluente dal primo reattore (lead reactor) alimenta il secondo reattore (lag reactor). La corrente in uscita dal primo reattore viene immessa in appositi scambiatori, dove il calore di reazione sviluppato nel primo reattore viene parzialmente assorbito dall'alimentazione al primo reattore stesso. La corrente parzialmente raffreddata viene immessa nel secondo reattore e da qui, dopo raffreddamento, viene inviata in un separatore. Il separatore separa il prodotto liquido dalla corrente gassosa ricca di idrogeno. L'idrogeno dal separatore, attraverso un demister, viene aspirato dal compressore del gas di riciclo e reimpresso nel circuito di reazione. Il prodotto liquido è inviato alla colonna stabilizzatrice per differenza di pressione. La stabilizzatrice separa l'idrogeno disciolto, le impurità presenti e i gas di cracking dalla benzina isomerata. Dalla stabilizzatrice gli idrocarburi leggeri, presenti nella alimentazione, vengono inviati, previo scambio termico, ad un accumulatore in testa colonna, mentre il prodotto di fondo viene inviato alla colonna deisoesanatrice. Il gas di testa della stabilizzatrice è inviato ad uno scrubber, dotato di una sezione di lavaggio con

soluzione caustica e di una sezione di lavaggio con acqua, per rimuovere le impurità presenti ed essere successivamente inviato, una volta lavato, alla rete fuel gas. La deisoesanatrice recupera l'isoesano e i pentani dai prodotti di reazione, mentre i prodotti basso ottanici vengono riciclati in alimento alla sezione Penex.

Unità Desolforazione 1 - HF1

L'impianto HF1 ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi (gasoli) ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene estratto sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (pressione media di reazione ≈ 33 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatori al cobalto/molibdeno e nichel/molibdeno e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 10 ppm (blu diesel).

L'impianto è composto principalmente da:

- sezione di reazione, costituita da 2 treni di reazione paralleli (ramo 1 e ramo 2) con tre reattori catalitici;
- sezione di strippaggio dell' H_2S comprendente la colonna di strippaggio C-101;
- sezione di essiccamento del gasolio;
- sezione di lavaggio amminico dei gas comprendente la colonna di assorbimento ad alta pressione C-102 e la colonna di assorbimento a bassa pressione C-103.

L'alimento impianto, a valle delle pompe di carica, viene ripartito, tramite sistema di controllo dedicato, nella carica ai rami 1 e 2 rispettivamente. La carica del ramo 1 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata nel forno F-101 pervenendo in seguito al reattore R-151 e al reattore R-101N posti in serie. L'effluente reattore viene raffreddato (preriscaldando la carica al forno) e perviene quindi al ricevitore di alta pressione. Nel ricevitore di alta pressione del ramo 1 vengono liberati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico C-102 per il lavaggio del gas, ricco in idrogeno, da riciclare; il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione. La carica del ramo 2 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata nel forno F-102 pervenendo in seguito al reattore R-102. L'effluente reattore viene raffreddato (preriscaldando la carica al forno) e perviene quindi al ricevitore di alta pressione. Nel ricevitore di alta pressione del ramo 2 vengono liberati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico C-102 per il lavaggio del gas, ricco in idrogeno, da riciclare, mentre il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione. Il gas dal separatore di bassa pressione, comune ai 2 rami, viene inviato alla colonna di lavaggio amminico C-103; il liquido in uscita dal separatore viene inviato alla colonna di strippaggio H_2S C-101. Il prodotto di fondo della colonna di strippaggio C-101 viene inviato alla sezione di essiccamento gasolio; il gas che si separa dal ricevitore di testa colonna viene inviato alla sezione di lavaggio amminico C103 mentre il liquido (nafta) è inviato all'unità DP3. Il prodotto di fondo della colonna di essiccamento costituisce il prodotto desolforato dell'impianto.

I gas dopo il trattamento di lavaggio amminico nella colonna C-103 vengono inviati in rete FG. L'ammina ricca (esausta) viene inviata a rigenerazione all'Unità 22 rigenerazione ammine.

Unità Desolforazione 2 - HF2

L'impianto HF2 ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi (gasoli) ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene estratto sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (pressione media di reazione ≈ 65 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatori al cobalto/molibdeno e nichel/molibdeno e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 10 ppm (blu diesel).

L'impianto è composto principalmente da:

- sezione di reazione comprendente il forno B-101 ed il reattore D-102N;
- sezione di stripping dell' H_2S comprendente la colonna di stripping E-101;
- sezione di essiccamento del gasolio desolfurato comprendente la colonna E-155;
- sezione di lavaggio amminico dei gas comprendente la colonna di assorbimento di alta pressione E203N e la colonna di lavaggio dei gas di bassa pressione E-201.

La carica viene unita all'idrogeno di make-up (proveniente dal collettore) ed all'idrogeno di riciclo compressi da apposita sezione di compressione gas e quindi, dopo preriscaldamento in treno di scambio dedicato a spese dei prodotti caldi, viene ulteriormente riscaldata nel forno B-101 pervenendo quindi al reattore D-102N. L'effluente reattore viene raffreddato (preriscaldando la carica al forno) e perviene quindi al ricevitore di alta pressione. Nel ricevitore di alta pressione viene liberato il gas ricco di idrogeno da riciclare, previa rimozione dell' H_2S nella colonna di lavaggio E203N, mentre il liquido viene inviato al separatore di bassa pressione. I gas dal separatore di bassa pressione vengono inviati alla colonna di lavaggio amminico E-201 mentre il prodotto liquido viene inviato alla colonna di stripping H_2S E-101. Da questa colonna si ottiene, come prodotto di fondo, il gasolio desolfurato (inviato poi alla sezione di essiccamento sotto vuoto E 155) e, come prodotto di testa, una fase gassosa che viene raffreddata ed inviata in un ricevitore per la separazione finale del gas (inviato, previa compressione, alla sezione di lavaggio amminico E-201) e del liquido recuperato (naphta inviata all'unità DP3).

I gas dopo il lavaggio amminico nella colonna E-201 vengono inviati in rete gas. L'ammina ricca (esausta) viene inviata a rigenerazione all'Unità 22 rigenerazione ammine.

Unità desolforazione GPL - MEROX 2

Il GPL prodotto dalla distillazione primaria (unità DP3 e DP2) è inviato alla sezione MEROX 2 GPL, che prevede una sezione di lavaggio amminico per la rimozione di H_2S (colonna assorbimento C-1, con relativa rigeneratrice) e una sezione di lavaggio con soluzioni acquose di soda caustica e catalizzatore liquido (Merox[®]) per l'estrazione dei mercaptani che comprende una sezione di rigenerazione della soda.

Splitter GPL

L'impianto tratta il GPL proveniente dalla sezione di desolforazione (MEROX 2) del GPL dell'unità DP3 e il GPL prodotto dagli impianti RC3 e visbreaking.

L'impianto è costituito da una sezione di deetanizzazione (colonna C1) e da una colonna di splittaggio del GPL in propano e butano (colonna C2).

Unità 22 - Rigenerazione Ammine

La sezione di rigenerazione ammine Unità 22 è adibita alla rigenerazione della ammina esausta (ricca) proveniente dalle sezioni di lavaggio gas degli impianti HF1 e HF2.

Le correnti di ammina esausta vengono alimentate all'accumulatore di carica V1 dove vengono omogeneizzate e dove vengono separati gli idrocarburi condensati e il gas eventualmente presenti. La soluzione amminica viene quindi preriscaldata a spese del prodotto amminico rigenerato e quindi alimentata alla colonna di rigenerazione C-1 che è riscaldata con vapore.

L'ammina rigenerata viene raffreddata, filtrata e quindi rinviata alle sezioni di lavaggio gas degli impianti HF1 e HF2. L'H₂S recuperato dalla testa colonna viene inviato alle unità di recupero zolfo RZ 1 e RZ2.

Unità Sour Water Stripper - SWS 1, 2, 3

La Raffineria è dotata di 3 unità di Sour Water Stripper (SWS), denominati SWS 1, SWS 2 e SWS 3. Il SWS 1 (1982) tratta principalmente le acque acide provenienti dall'impianto Visbreaker/Thermal Cracking; gli impianti SWS 2 (1989) e l'impianto SWS3 (2001) trattano le acque acide provenienti dagli altri impianti di Raffineria.

Unità Recupero zolfo RZ1, RZ2 e gas di coda HCR

La Raffineria risulta dotata di 2 unità di recupero zolfo che convertono l'idrogeno solforato (H₂S) recuperato dalla testa delle colonne di rigenerazione ammina operative in Raffineria, in zolfo elementare liquido secondo il processo Claus.

L'unità RZ1 è un classico impianto Claus a 2 stadi in grado di produrre 37 t/d di zolfo. L'impianto è predisposto per la marcia con aria arricchita (OxyClaus). L'impianto è predisposto per ricevere i gas acidi da SWS. Esso è costituito dalle seguenti attrezzature:

- caldaia D-301N;
- 2 reattori in serie D-302N e D-303N;
- ricevitore interrato F-304N;
- post combustore termico B-301;
- serbatoio dello zolfo prodotto F-305N.
- pensilina di carico autobotti zolfo liquido

L'unità RZ2 un classico impianto Claus a 2 stadi in grado di produrre 45 t/d di zolfo. L'impianto è predisposto per la marcia con aria arricchita (OxyClaus). L'impianto è predisposto per ricevere i gas acidi da SWS. Esso è costituito dalle seguenti attrezzature:

- caldaia F2/B2;
- 2 reattori in serie R-1 e R-2;
- ricevitore interrato S-1;
- post combustore termico MS-1;
- serbatoio dello zolfo prodotto S-2.

I gas in uscita da entrambe le unità Claus RZ1 e RZ2 vengono collettati ed inviati all'unità HCR per un successivo trattamento (Tail gas treatment). La sezione di trattamento dei gas di coda è progettata per rimuovere i composti dello zolfo residui contenuti nel gas di coda degli impianti Claus. Questo processo prevede la riduzione catalitica dell' SO_2 ad H_2S utilizzando H_2 come gas di riduzione. L' H_2S prodotto viene selettivamente recuperato nella sezione di lavaggio amminico (colonna assorbitrice E-502, l'ammina viene poi rigenerata presso la sezione LG dell'impianto VB o all'impianto Unità 22). L' H_2S così recuperato viene inviato nuovamente alle unità di recupero zolfo. Il gas lavato nella colonna E-502 passa per un KO drum e viene inviato ai post combustori termici degli impianti RZ1/2 dove le ultime tracce di H_2S vengono ossidate a SO_2 ed inviate al camino comune del forno B-101 dell'impianto HF2 e dei post combustori stessi.

2.2 Descrizione del ciclo produttivo alternativo "green"

Il ciclo produttivo alternativo "green" prevede l'utilizzo di una parte degli impianti del ciclo produttivo tradizionale e prevede la produzione di biocarburanti innovativi di elevata qualità (green diesel, green GPL e green nafta) a partire da biomasse oleose di prima generazione di origine vegetale.

Le unità di processo operative nel ciclo produttivo alternativo "green" 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 ECOFININGTM (sezioni 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.

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 l'idrogeno necessario all'impianto ECOFINING™ noto processo sviluppato da Eni R&M in collaborazione con la Società UOP.

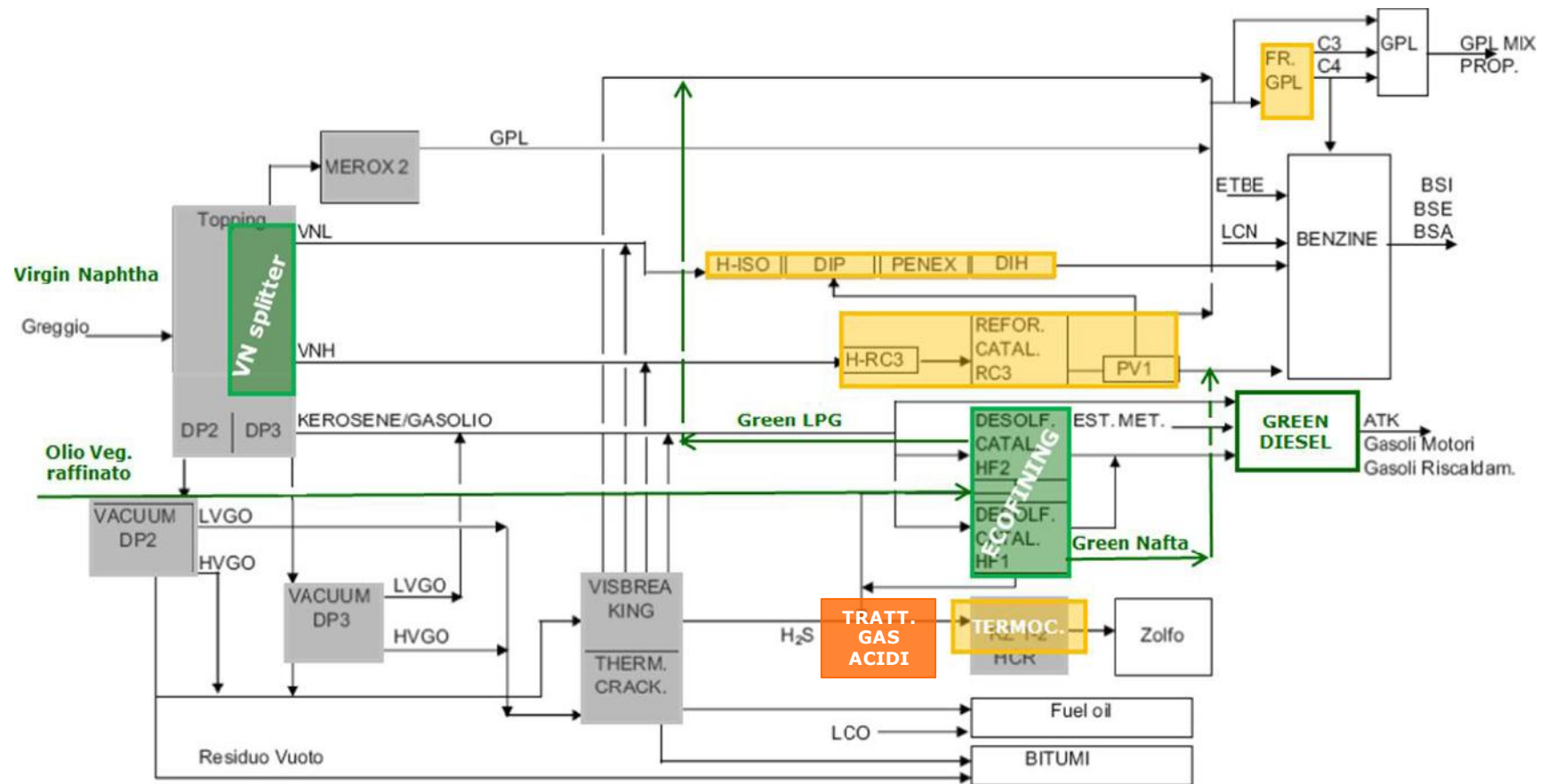
La benzina riformata, in uscita dal Reforming Catalitico RC3, viene alimentata allo Splitter Nafta PV1, allo scopo di migliorare il numero di ottano della stessa, recuperata dal fondo della colonna, eliminando in testa i componenti più leggeri ed inviandoli in carica all'impianto isomerizzazione.

Una corrente 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 contenenti H₂S prodotti dagli impianti operanti nel ciclo "green", previo pretrattamento nell'unità di lavaggio gas, verranno inviati al sistema di trattamento dei gas acidi.

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 di Trattamento Effluenti (TE).

La Figura seguente riporta uno schema a blocchi del ciclo di lavorazione alternativo "green" della Raffineria.



Legenda:

- : Unità non utilizzata nel ciclo "green"
- : Unità utilizzata nel ciclo "green" a valle di modifiche impiantistiche
- : Unità utilizzata nel ciclo "green" senza modifiche impiantistiche

Figura 3. Schema a blocchi del ciclo di lavorazione alternativo "green" della Raffineria.

Di seguito si descrivono sinteticamente le unità di processo attive durante il ciclo produttivo alternativo "green".

Splitter VN dell'unità di Distillazione primaria 3 – DP3

L'impianto Splitter VN dell'unità di Distillazione primaria DP3 esplica la funzione di frazionare la corrente di Nafta full-range in alimentazione, separando una corrente di nafta leggera e una corrente di nafta pesante.

La carica, dopo essere stata preriscaldata in un apposito treno a spese dei prodotti caldi, viene processata nelle due colonne di splittaggio (C-3N e C-4N), che separano dalla testa una corrente di nafta leggera mentre dal fondo una corrente di nafta pesante.

La corrente di nafta leggera viene, previo raffreddamento, in parte reflussata nelle colonne di splittaggio ed in parte alimentata al successivo impianto di Isomerizzazione.

Analogamente, la corrente di nafta pesante viene, previo raffreddamento, in parte reflussata nelle colonne di splittaggio ed in parte alimentata al successivo impianto di Reforming Catalitico.

Unità Reforming Catalitico 3 - RC3

La nafta pesante separata nello Splitter VN è alimentata all'unità di Reforming Catalitico al fine di migliorarne le caratteristiche ottaniche e di produrre idrogeno necessario all'impianto ECOFINING™.

Per maggiori dettagli in merito all'unità si rimanda a quanto già illustrato per il ciclo tradizionale.

La carica all'impianto viene preventivamente sottoposta ad un trattamento di desolforazione, al fine di evitare fenomeni di avvelenamento del catalizzatore della sezione di reforming, a base di Pt e Re.

La sezione di reforming produce H₂ puro all'85% in volume circa, che viene utilizzato nelle altre unità di processo della Raffineria, e benzina riformata, stabilizzata in una colonna de-etanizzatrice ed in una colonna di stabilizzazione ove di testa si separa il GPL.

Unità Isomerizzazione ISO

La nafta leggera separata nello Splitter VN è alimentata all'unità di Isomerizzazione al fine di migliorarne le caratteristiche ottaniche.

Per maggiori dettagli in merito all'unità si rimanda a quanto già illustrato per il ciclo tradizionale.

La carica all'impianto, dopo essersi miscelata con il gas di trattamento e preriscaldata mediante scambio termico con i prodotti caldi, viene alimentata al forno della sezione di desolforazione e quindi al reattore di desolforazione. A valle del reattore di desolforazione, il prodotto viene strappato dell'H₂S ed inviato alla sezione deisopentanizzatrice (per il recupero dell'iso C5). Il prodotto di fondo della colonna deisopentanizzatrice viene alimentato alla sezione Penex. L'assenza di umidità nella carica alla sezione di reazione del Penex è

assicurata dalla presenza di essiccatori in serie sulla carica liquida e sul gas di reintegro. La corrente liquida essiccata è preventivamente miscelata con la corrente di idrogeno di riciclo e pre-riscaldata in un treno di scambio dedicato, per poi essere immessa nel primo reattore. Il promotore (percloroetilene) della reazione viene additivato alla carica combinata. I due reattori sono predisposti per lavorare in serie: l'effluente dal primo reattore (lead reactor) alimenta il secondo reattore (lag reactor). La corrente in uscita dal primo reattore viene immessa in appositi scambiatori, dove il calore di reazione sviluppato nel primo reattore viene parzialmente assorbito dall'alimentazione al primo reattore stesso. La corrente parzialmente raffreddata viene immessa nel secondo reattore e da qui, dopo raffreddamento, viene inviata in un separatore. Il separatore separa il prodotto liquido dalla corrente gassosa ricca di idrogeno. L'idrogeno dal separatore, attraverso un demister, viene aspirato dal compressore del gas di riciclo e reimpresso nel circuito di reazione. Il prodotto liquido è inviato alla colonna stabilizzatrice per differenza di pressione. La stabilizzatrice separa l'idrogeno disciolto, le impurità presenti e i gas di cracking dalla benzina isomerata. Dalla stabilizzatrice gli idrocarburi leggeri, presenti nella alimentazione, vengono inviati, previo scambio termico, ad un accumulatore in testa colonna, mentre il prodotto di fondo viene inviato alla colonna deisoesanatrice. Il gas di testa della stabilizzatrice è inviato ad uno scrubber, dotato di una sezione di lavaggio con soluzione caustica e di una sezione di lavaggio con acqua, per rimuovere le impurità presenti ed essere successivamente inviato, una volta lavato, alla rete fuel gas. La deisoesanatrice recupera l'isoesano e i pentani dai prodotti di reazione, mentre i prodotti basso ottanici vengono riciclati in alimento alla sezione Penex.

Unità di ECOFINING™

Il processo di ECOFINING™ consta in due stadi di reazione:

- 1° Stadio di Deossigenazione (HF1), in cui avviene la de-ossigenazione e la saturazione dei doppi legami dei trigliceridi costituenti la biomassa oleosa, in presenza di specifici catalizzatori. La rottura dei legami dei trigliceridi porta alla formazione di una miscela di catene paraffiniche lineari, propano, acqua e CO₂. Tale miscela di catene paraffiniche lineari, completamente de-ossigenate, è caratterizzata da un elevato numero di cetano ma scarse proprietà a freddo;
- 2° Stadio di Isomerizzazione (HF2), in cui le catene paraffiniche lineari prodotte nello stadio di deossigenazione vengono ramificate, migliorando significativamente le proprietà a freddo del green diesel prodotto.

Stadio di Deossigenazione - HF1

L'impianto è costituito da:

- Sezione di reazione, costituita da 2 treni di reazione paralleli (ramo 1 e ramo 2). La carica dell'impianto, costituita da biomasse oleose, viene inizialmente filtrata nel filtro 21-FT-201 e, a valle delle pompe di carica (MPE-101 A/B), viene ripartita nella carica ai rami 1 e 2 rispettivamente. In seguito alla filtrazione, tale corrente viene miscelata con l'agente sulfidante necessario a mantenere l'attività del catalizzatore dell'ECOFINING™. La carica al ramo 1 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas (MCE-101-D)

e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata al forno di reazione F-101 pervenendo quindi al reattore R-151 e R-101N posti in serie. L'effluente dal secondo reattore viene raffreddato e perviene quindi al ricevitore di alta pressione (V-103), in cui vengono separati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico (C-102) per il lavaggio del gas di riciclo, ricco in idrogeno, al fine di rimuovere la CO₂ e l'H₂S presenti; il liquido separato dal ricevitore viene inviato al successivo separatore di bassa pressione (V-125). La carica del ramo 2 viene anch'essa unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas (MCE-101-D) e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata al forno di reazione F-102 pervenendo quindi al reattore R-102. L'effluente reattore viene raffreddato e perviene quindi al ricevitore di alta pressione (V-123), nel quale vengono separati i gas inviati alla colonna di lavaggi amminico (C-102) per il lavaggio del gas di riciclo, ricco in idrogeno, al fine di rimuovere la CO₂ e l'H₂S presenti mentre il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione (V-125), comune ai due rami. Il gas dal separatore di bassa pressione (V-125) viene inviato alla colonna di lavaggio amminico mentre il liquido in uscita dal separatore viene inviato alla colonna di strippaggio gasolio C-101;

- Sezione di strippaggio gasolio, comprendente la colonna di strippaggio C-101. Il prodotto di fondo dalla colonna di strippaggio C-101 viene inviato alla sezione di essiccamento gasolio; il gas che si separa dal ricevitore di testa colonna (green GPL, ricco in propano) viene inviato alla sezione di lavaggio amminico C-103, a valle della quale sarà compresso dai compressori dell'unità idrogenazione benzine visbreaker ed inviato nell'unità splitter GPL;
- Sezione di essiccamento gasolio, costituita dalla colonna di essiccamento gasolio V-114. Il prodotto di fondo di tale colonna, costituito da una frazione idrocarburica paraffinica, viene inviato ai serbatoio di stoccaggio S228 e S229, dai quali si preleva sia la carica allo stadio successivo di isomerizzazione sia il riciclo liquido utilizzato come diluente nell'unità di deossigenazione. Data l'esotermicità della reazione di deossigenazione è infatti necessario riciclare parte del prodotto del primo stadio in carica al reattore per avere un effetto di diluizione in grado di controllare l'aumento di temperatura nel reattore stesso.

Stadio di Isomerizzazione - HF2

L'impianto è costituito da:

- Sezione di reazione, comprendente il forno di reazione B-101N ed il reattore D-102N. La carica della sezione di isomerizzazione, costituita dalla frazione idrocarburica paraffinica prodotta nello stadio di deossigenazione, a valle delle pompe di carica (J-101 A/B), viene unita alla corrente di idrogeno di make-up ed all'idrogeno di riciclo compressi da un'apposita sezione di compressione gas (J-102 A/B/C) e quindi, dopo preriscaldamento in un treno di scambio dedicato a spese dei prodotti caldi, viene ulteriormente riscaldata nel forno di reazione B-101N pervenendo quindi al reattore di isomerizzazione D-102N. L'effluente da tale reattore viene raffreddato e perviene quindi al separatore di alta pressione (F-103N), in cui vengono separati i gas ricchi di idrogeno da riciclare, mentre il liquido viene inviato al

successivo separatore di bassa pressione (F-104N). Il gas dal separatore di bassa pressione viene inviato alla rete fuel gas della Raffineria mentre il liquido in uscita dal separatore viene inviato, previo riscaldamento, alla colonna di stripping E-101;

- Sezione di stripping gasolio, comprendente la colonna di stripping E-101, dalla quale si ottiene, come prodotto di fondo, il gasolio inviato successivamente alla sezione di essiccamento e, come prodotto di testa, una fase gassosa che viene inviata in un ricevitore (F-105) per la separazione finale del gas (inviato, previa compressione, alla rete fuel gas di Raffineria) e del liquido recuperato (green nafta), parzialmente riflussato nello stripper E-101 mediante le pompe 26-J-301 A/B ed in parte inviato alla successiva sezione di separazione GPL, dove verrà stabilizzato prima di essere inviato ai serbatoi di stoccaggio.
- Sezione di essiccamento gasolio, costituita dalla colonna di essiccazione E-155. Il prodotto di fondo di tale colonna, costituito da Green Diesel essiccato, viene in parte riciclato a monte della sezione di isomerizzazione ed in parte inviata a stoccaggio. Per aumentare il quantitativo di liquido circolante ed assicurare la corretta bagnabilità del catalizzatore, altrimenti a rischio a causa della scarsa quantità di carica fresca, è infatti previsto un riciclo di prodotto al reattore.

Splitter GPL

L'impianto può trattare il GPL proveniente dall'impianto di Reforming Catalitico RC3 o il green GPL prodotto dall'impianto di ECOFININGTM, previa liquefazione attraverso la compressione nei compressori IB K1A/B e IB K2A/B. In quest'ultimo caso il green GPL viene deetanizzato nella colonna C1 ed inviato nella colonna C2 unitamente alla green Nafta per la stabilizzazione della stessa.

Unità di lavaggio gas e rigenerazione ammine

I pretrattamenti di desolforazione delle unità di Reforming Catalitico, Isomerizzazione e sezione di deossigenazione dell'ECOFININGTM, producono correnti gassose contenenti H₂S.

Tali stream verranno trattati nell'unità di lavaggio gas e rigenerazione ammine, costituita da:

- assorbitore ammine dedicato al gas di riciclo dell'ECOFININGTM (C-102), in cui i gas trattati, ricchi di idrogeno, vengono riciclati a monte della sezione di deossigenazione;
- assorbitore ammine dedicato al lavaggio del gas ricco in propano prodotto dalla sezione di deossigenazione dell'ECOFININGTM, destinato ad essere recuperato come GPL (C-103);
- assorbitore ammine dedicato ai gas da V-125, dai pretrattamenti delle unità Isomerizzazione e Reforming catalitico e al fuel gas della rete di bassa pressione della raffineria (E-203N);
- colonna di rigenerazione ammine esauste C-1. L'ammina rigenerata viene raffreddata, filtrata e quindi rinviata alle sezioni di lavaggio gas. La corrente gassosa

ricca in H₂S recuperata dalla testa colonna viene inviata alla successiva sezione di recupero.

Sistema di trattamento dei gas acidi

Il sistema di trattamento dei gas acidi tratta la corrente di gas acido prodotta nella testa della colonna di rigenerazione ammine esauste C-1 dove si rigenera l'ammina usata per lavare i gas prodotti dall'Unità ECOFINING™ e dai pretrattamenti delle unità di Isomerizzazione e Reforming Catalitico.

Il sistema di trattamento del H₂S (sistema AGE) è costituito da due successivi stadi di assorbimento/rigenerazione con un'ammina speciale, selettiva per il solo H₂S, che permette di separare tale componente dalla corrente di gas acidi prodotti, in cui è presente anche la CO₂ prodotta dalle reazioni di decarbonatazione che accompagnano la deossigenazione nel primo stadio di reazione dell'ECOFINING™. La CO₂ deve essere necessariamente separata dal H₂S perché, se riciclata al reattore di deossigenazione, ne sbilancerebbe l'equilibrio termodinamico verso reazioni parassite. L'H₂S è invece indispensabile nel reattore di deossigenazione al fine di mantenere l'attività del catalizzatore data l'ingente quantità di acqua prodotta dalla reazione di deossigenazione stessa.

La corrente di gas acido proveniente dalla colonna di rigenerazione ammine esauste C-1, contenente circa 100 kg/h di H₂S⁵, viene inviata ad una prima colonna di assorbimento. Dalla testa di tale colonna è rimossa gran parte della CO₂ che accompagnava inizialmente lo H₂S, che rimane invece assorbito nell'ammina. L'ammina ricca di H₂S e della CO₂ residua viene inviata ad una prima colonna rigeneratrice, dalla testa della quale si ottiene un gas costituito da H₂S, con ancora una quota parte di CO₂ residua. Il gas ottenuto dalla prima colonna rigeneratrice, non essendo ancora a specifica per essere riciclato al reattore di deossigenazione dell'Unità ECOFINING™, necessita di un ulteriore lavaggio amminico in una seconda colonna di assorbimento, dalla testa della quale si separa la CO₂ residua, che è collettata verso la sezione terminale dell'unità di recupero zolfo RZ1, insieme alla CO₂ ottenuta dalla prima colonna di assorbimento, mentre l'H₂S viene assorbito dall'ammina. L'ammina ricca viene, quindi, rigenerata in una seconda colonna di rigenerazione, dalla quale si ottiene il gas concentrato in H₂S, atto a essere rinvio alla sezione di reazione di deossigenazione come agente sulfidante, permettendo la significativa riduzione dell'aggiunta del DMDS.

Il quantitativo di gas acido non recuperato viene inviato alla sezione terminale dell'unità di recupero zolfo RZ1, mantenendo invariata la configurazione di convogliamento dei fumi dell'impianto zolfo.

Dato il carattere innovativo del suddetto sistema AGE, la Raffineria si è dotata di una unità di backup con tecnologia consolidata che garantisce i miglioramenti ambientali previsti assicurando una continuità di trattamento di H₂S prodotto dal ciclo operativo "green" anche durante le fasi di avvio del sistema AGE o in occasione di eventuali anomalie di funzionamento dello stesso. Tale backup è un sistema di trattamento "package" assemblato

⁵ Il contenuto di H₂S nella corrente da trattare varia a seconda delle caratteristiche della virgin nafta in ingresso alla sezione di splitter benzine.

su skid, costituito da uno scrubber a due stadi che effettuano la rimozione del H₂S dagli stream gassosi prodotti dal ciclo "green" mediante lavaggio con soluzione caustica della corrente in ingresso.

Unità Sour Water Stripper 3 (SWS3)

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 di Trattamento Effluenti.

Sezione terminale dell'unità Recupero zolfo RZ1

I gas uscenti dal sistema di trattamento dei gas acidi vengono inviati alla sezione terminale dell'unità di recupero zolfo RZ1, prima di essere convogliati in atmosfera, mantenendo invariata la configurazione di convogliamento dei fumi dell'impianto zolfo.

2.3 Impianti 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 "green".

I principali impianti ausiliari sono descritti nella seguente Tabella.

Tabella 1. Principali Impianti Ausiliari di Raffineria.

Impianti Ausiliari	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.

Impianti Ausiliari	Descrizione
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 4 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 di origine superficiale. 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. E' 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.
Distribuzione Fuel Oil, Fuel Gas e Metano	La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel oil utilizzato come combustibile nei forni e nelle caldaie della Raffineria e di una rete di distribuzione di fuel gas autoprodotta utilizzato come combustibile al Turbogas, ai forni e alle caldaie della Raffineria.

Impianti Ausiliari	Descrizione
	Inoltre da Aprile 2013 è stata attivata la fornitura di metano, mediante gasdotti dalla rete SNAM.
Trattamento Effluenti TE	<p>Il refluo di collettore unico di Raffineria viene convogliato in una vasca dove avviene una prima disoleazione effettuata tramite "discoil".</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

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, per la verifica del tenore di zolfo nell'olio combustibile e di H₂S del fuel gas;
 - 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.

2.3.1 Sistema di generazione di energia elettrica e vapore - COGE

Il fabbisogno energetico degli impianti della Raffineria viene garantito da un sistema di generazione di vapore ed energia elettrica denominato COGE, in funzione dal 1993, con una potenza installata di 33,8 MW elettrici.

Tale sistema è costituito da un complesso di cogenerazione, che assicura la copertura del fabbisogno interno di vapore per usi tecnologici e di sicurezza ed energia elettrica.

L'impianto, schematizzato nella Figura sotto riportata, è così strutturato dal punto di vista termico:

- 1 caldaia a recupero (B01) che utilizza il calore residuo dei fumi provenienti da Turbogas e postcombustione da 125 t/h a 43 barg (di cui 50 t/h fornite a solo recupero e 75 t/a a solo postcombustione);
- 1 caldaia a fuoco diretto (B02) da 120 t/h a 43 barg;
- 2 degasatori da 263 m³/h, 140°C e 2,2 barg;
- 1 turbina a gas (TG01) da 25,9 MW elettrici;
- 1 turbina a vapore (TGV) da 7,9 MW, ingresso 120 t/h con spillamento da 8 t/h a 24 barg per abbattimento NOx nel turbogas, derivazione di 80 t/h a 14 barg per rete vapore tecnologico agli impianti e scarico 32 t/h a 4 barg per rete riscaldamenti e rimanenti utilizzati di processo.

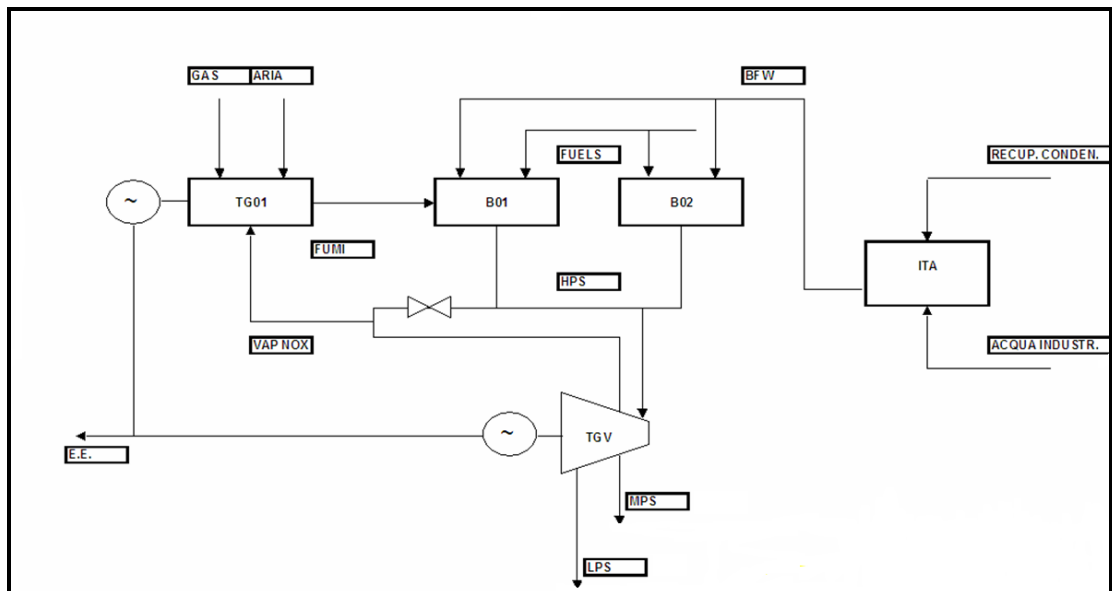


Figura 4. Schema dell'impianto COGE.

Il turbogas (TG01) è alimentato da fuel gas prodotto dalla Raffineria e/o metano da rete. I fumi di scarico della turbogas alimentano la caldaia a recupero dotata di postcombustione (B01). Le caldaie sono entrambe dotate di bruciatori a combustione mista fuel oil/fuel gas e/o metano.

Il vapore prodotto dalle caldaie viene inviato alla turbina a vapore (TGV01) per la produzione d'energia elettrica e utilizzato attraverso lo spillamento della stessa a 24 barg per abbattimento NOx, la derivazione a 14 barg e lo scarico a 4 barg come sopra descritti.

La produzione di energia elettrica dal turbogas TG01, alimentato con gas residuo di Raffineria, e dalla turbina a vapore TGV consente l'alimentazione di tutte le macchine elettriche di stabilimento e l'immissione in RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) della differenza tra l'energia prodotta dai turbogruppi e l'energia assorbita dalle macchine elettriche suddette.

Il vapore prodotto ha utilizzo di tipo tecnologico (impianti di produzione) e di sicurezza (barriere/spiazzamenti).

L'autoproduzione di energia elettrica consente alla Raffineria di essere autosufficiente e di svincolarsi in caso di necessità dalla rete elettrica nazionale garantendo il permanere di condizioni di sicurezza anche in caso di black-out esterno.

Le principali caratteristiche delle turbine installate nell'impianto COGE sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 2. Caratteristiche delle Turbine installate nell'impianto COGE.

Denominazione Turbina	Potenza (MW)	Alimentazione
TG01	25,9	Fuel gas/Metano
TGV	7,9	Vapore

La successiva Tabella illustra invece le principali caratteristiche delle caldaie ubicate nell'impianto COGE.

Tabella 3: Caratteristiche delle caldaie installate nell'impianto COGE.

Denominazione Caldaia	Vapore (t/h)	Pressione (barg)
B01	125	43
B02	120	43

Il vapore viene utilizzato dalla Raffineria negli impianti, come fluido di processo o come fluido di riscaldamento del grezzo, degli oli combustibili, per la produzione di energia elettrica, nella movimentazione di macchine ausiliarie, nei degasatori e per bonifiche ed operazioni di messa in sicurezza. La quantità di vapore prodotto è legata alla richiesta delle varie utenze.

2.4 Movimentazione e stoccaggio materie prime e prodotti finiti

La Raffineria riceve i prodotti petroliferi mediante oleodotto sublagunare di diametro di 42" e lunghezza di circa 11 km che collega la Raffineria (Isola dei Petroli) ad un Terminale, sito in località San Leonardo (Comune di Mira). I prodotti petroliferi vengono da qui trasferiti ai serbatoi di stoccaggio situati nell'Isola dei Petroli.

Il pontile presso il Terminale di San Leonardo permette la scarica, su due accosti, di navi con un tonnellaggio fino a 80.000 DWT. I due ormeggi (Ormeggio N°1 e Ormeggio N°2) del pontile, vengono impiegati stagionalmente, uno alla volta, in relazione alla direzione del vento predominante. Ciascun accosto è dotato di due linee di sbarco. Ogni linea di sbarco, dotata ciascuna di tre bracci di scarico, si collega alla sealine mediante una linea di dimensioni DN30" con un tracciato che corre in parte sul pontile e in parte sulla parte a terra del Terminale.

Sulla parte a terra del Terminale è presente una trappola per il lancio di pig che vengono utilizzati per la pulizia, il controllo geometrico e le ispezioni della sealine. Tale trappola, costituita da un corpo cilindrico formato da due tubi concentrici di diametro pari a 46" e 42", e di lunghezza complessiva pari a 6 m, è in grado di ospitare un cestello contenente un solo

Fig. Il funzionamento di tale trappola è legato all'attivazione di valvole a saracinesca motorizzate.

Presso il Terminale sono inoltre presenti 3 motogeneratori diesel di energia elettrica e 3 motopompe diesel ad uso antincendio alimentati a gasolio. Tali apparecchiature sono installate in una sala dedicata ubicata nella parte a terra del Terminale. In prossimità di tale sala sono presenti 7 serbatoi metallici ad asse orizzontale per lo stoccaggio del gasolio necessario al funzionamento delle apparecchiature precedentemente illustrate.

Oltre ai prodotti petroliferi dal Terminale di San Leonardo, la Raffineria riceve via mare, attraverso una Darsena dedicata presso l'area di Raffineria, la quasi totalità dei semilavorati (ad eccezione di alcuni greggi di origine nazionale, che sono introdotti mediante autobotti) e delle biomasse oleose raffinate di origine vegetale. La Darsena della Raffineria è formata da 2 approdi per navi cisterna.

Le altre materie prime di natura non petrolifera vengono, invece, ricevute via terra, mediante autobotti e/o con bulk di materiale adeguato.

La distribuzione dei prodotti finiti avviene tramite:

- oleodotti che collegano la Raffineria con il Deposito Costiero PETROVEN di Porto Marghera (per una percentuale pari a circa il 60% del flusso totale di prodotti dalla Raffineria);
- navicisterna, con spedizioni da 2 pontili attrezzati situati in Darsena (coinvolgenti poco meno del 13% della produzione, essenzialmente oli combustibili pro bunker);
- autobotti o ferrocisterne (che coprono circa il 27% dell'esportazione dei prodotti finiti), caricati attraverso 6 aree di carico/scarico ubicate in area Raffineria e zona Nord-Est.

Lo stoccaggio dei prodotti avviene attraverso un parco serbatoi di circa 150 serbatoi per una capacità complessiva di circa 1,3 milioni di m³. In particolare:

- il greggio è stoccato quasi totalmente in serbatoi ubicati presso l'Isola dei Petroli;
- gli oli vegetali (quali l'olio di palma) e i prodotti semilavorati sono stoccati in serbatoi ubicati in area di Raffineria e in Zona Nord-Est;
- i prodotti finiti sono stoccati in serbatoi ubicati in area di Raffineria, in Zona Nord-Est e presso l'Isola dei Petroli.

Lo stoccaggio è stato adeguato alla tipologia delle materie prime e dell'ampia varietà di prodotti immessi sul mercato: GPL, benzine finite e semilavorate, kerosene per vari utilizzi, gasoli ed oli combustibili. In particolare lo stoccaggio del GPL è previsto utilizzando serbatoi tumulati secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

I principali prodotti di Raffineria e le relative capacità di stoccaggio del parco serbatoi della Raffineria sono riassunti nella seguente Tabella.

Tabella 4. Parco serbatoi di Raffineria.

Prodotto	Ciclo tradizionale		Ciclo "green"	
	Numero di Serbatoi utilizzati	Capacità di stoccaggio (m ³)	Numero di Serbatoi utilizzati	Capacità di stoccaggio (m ³)
GPL/green GPL	17	5.459	17	5.459
Benzina finita/semilavorata/green nafta	23	176.395	26	218.256
Greggio	15	559.374	12	428.445
Oli vegetali	0	0	3	53.536
Kerosene	12	16.587	11	11.587
Gasolio/biodiesel/green diesel	32	265.364	30	305.896
Bitume	9	19.912	9	19.912
Olio Combustibile/slop/hot oil	29	211.450	29	211.450
Altro (acque, condense, additivi, etc.)	19	53.659	20	53.693
TOTALI	156	1.308.200	157	1.308.234

2.5 Bilancio di materia ed energia

2.5.1 Bilancio di materia

In Raffineria sono presenti, in lavorazione, un notevole numero di sostanze che possono essere genericamente classificate come "materie prime", intese cioè come componenti fondamentali per l'ottenimento dei "prodotti finiti" destinati alla commercializzazione.

Ciclo produttivo tradizionale

Tra le materie prime utilizzate durante l'operatività del ciclo produttivo tradizionale si possono distinguere:

- materie prime di natura petrolifera (grezzi e semilavorati);
- prodotti petroliferi intermedi e finiti (distillati leggeri, medi, pesanti e GPL).

I principali prodotti petroliferi introdotti per lavorazione o miscelazione sono:

- greggio;
- virgin naphtha (VN);
- etil-ter-butil-etero (ETBE), per migliorare le caratteristiche ottaniche delle benzine distribuite;

- biodiesel;
- benzina da cracking (LCN), utilizzata nel blending benzine;
- residui (Alto Tenore di Zolfo (ATZ)/Basso Tenore di Zolfo (BTZ)) da inviare come carica addizionale al Topping o alla conversione termica per saturarne la capacità;
- benzine e gasoli semilavorati e finiti (da altre Raffinerie del settore).

Le quantità di materie prime in ingresso alla Raffineria alla Massima Capacità Produttiva sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 5. Materie prime in ingresso.

Materie prime	U.d.m.	MCP
Grezzi	t/a	4.550.000
Semilavorati (nafta, gasoli e oli combustibili)	t/a	865.000

Inoltre vengono introdotte in Raffineria materie ausiliarie di natura non petrolifera, quali chemicals, flocculanti, catalizzatori e altre sostanze necessarie all'operatività delle unità di processo.

Oltre ai combustibili utilizzati per usi interni, la Raffineria produce:

- GPL (gas di petrolio liquefatto) propano e miscela;
- benzine auto a vari livelli di numero di ottano (RON);
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- gasolio per autotrazione e per riscaldamento;
- oli combustibili a varie viscosità e contenuti di zolfo;
- bitume per impiego stradale ed industriale;
- zolfo liquido.

Ciclo produttivo alternativo "green"

Tra le materie prime utilizzate durante l'operatività del ciclo alternativo "green" si possono distinguere:

- biomasse oleose di origine vegetale, in carica all'unità di ECOFINING™ (quali olio di palma raffinato);
- nafta full-range, destinata, dopo separazione di nafta leggera e nafta pesante nella sezione di splitter VN, alle unità di Isomerizzazione e di Reforming Catalitico.

Le quantità di materie prime in ingresso alla Raffineria alla Massima Capacità Produttiva sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 6. Materie prime in ingresso.

Materie prime	U.d.m.	MCP
Olio vegetale raffinato	t/a	400.000
Nafta full-range	t/a	873.100

Inoltre vengono introdotte in Raffineria materie prime ausiliarie, quali chemicals, flocculanti, catalizzatori e altre sostanze necessarie all'operatività delle unità di processo.

I prodotti della Raffineria nel ciclo alternativo "green" sono i seguenti:

- green diesel, prodotto di natura idrocarburica paraffinica, ottenuto mediante il processo di idrotattamento ECOFINING™;
- green GPL (77% mol propano), sottoprodotto dell'unità di ECOFINING™, costituisce le quote bio del GPL prodotto;
- green nafta, sottoprodotto dell'unità ECOFINING™, costituisce le quote bio della benzina prodotta.

La seguente Tabella riassume le quantità di prodotti "green" in uscita dalla Raffineria alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 7. Prodotti "green" in uscita dalla Raffineria.

Prodotto	U.d.m.	MCP
Green diesel	t/a	308.000
GPL (con quote bio)	t/a	64.000
Benzina (con quote bio)	t/a	865.000

Durante l'operatività della Raffineria nel ciclo "green", in analogia a quanto già avviene per il ciclo tradizionale, verranno introdotti e stoccati prodotti petroliferi per attività di movimentazione e distribuzione.

2.5.2 Bilancio di Energia

La Raffineria è un complesso industriale che necessita di energia elettrica e energia termica. Per rispondere al fabbisogno energetico, è presente un sistema di produzione di vapore e di energia elettrica COGE (vedi Paragrafo 2.3.1). L'energia termica necessaria è prodotta anche dai forni delle unità di processo.

Il Decreto AIA (prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/10) prevede per il ciclo tradizionale della Raffineria un assetto emissivo costituito da due fasi successive:

- **1° fase:** miglioramento della qualità del gas combustibile a partire dal rilascio del Decreto AIA ottenuto con la riduzione del contenuto di zolfo da 0,21% a 0,05% peso;
- **2° fase:** sostituzione parziale di olio combustibile con gas naturale introdotto nella rete di Raffineria a partire dal 01/01/2015.

I consumi e le produzioni annue di energia relativi al ciclo tradizionale e a quello alternativo “green” riferiti alla MCP sono riportati nella seguente Tabella riepilogativa.

Tabella 8. Consumi e produzioni energetiche della Raffineria.

Parametro	U.d.m	Ciclo tradizionale		Ciclo “green”
		1° fase	2° fase	
Produzione di energia				
Energia termica	MWh _t	3.026.731	3.026.726	1.919.810
Energia elettrica	MWh _e	306.590		263.676
Consumo di energia				
Energia termica da combustibili	MWh _t	3.560.861	3.560.854	2.258.600
Consumo vapore MP	t/a	813.099		199.300
Consumo vapore LP	t/a	153.421		496.900
Energia elettrica	MWh _e	217.248		95.099
Consumo di combustibili				
Olio combustibile	t/a	140.289	116.330	-
Fuel gas	t/a	149.299	149.299	54.711
Metano	t/a	-	20.000	112.202

Le emissioni stimate di CO₂, alla Massima Capacità Produttiva, durante il ciclo tradizionale risultano pari a 890 kt/anno mentre quelle durante il ciclo “green” risultano pari a circa 446 kt/anno.

2.6 Interferenze con l’Ambiente

2.6.1 Emissioni in Atmosfera

Le attività di Raffineria generano due tipologie di emissioni: emissioni convogliate ed emissioni diffuse.

2.6.1.1 Emissioni convogliate

Ciclo produttivo tradizionale

Il Decreto AIA (prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/10) prevede per il ciclo tradizionale della Raffineria un assetto emissivo costituito da due fasi successive:

- **1° fase:** miglioramento della qualità del gas combustibile a partire dal rilascio del Decreto AIA ottenuto con la riduzione del contenuto di zolfo da 0,21% a 0,05% peso;
- **2° fase:** sostituzione parziale di olio combustibile con gas naturale introdotto nella rete di Raffineria a partire dal 01/01/2015.

Per tali fasi il Decreto AIA stabilisce i valori limite di emissione, riferiti all'intero complesso di Raffineria ("Bolla di Raffineria"). In particolare il Decreto AIA prescrive:

- Valori limite dei flussi di massa calcolati su base annuale:

Tabella 9. Valori limite espressi in flussi di massa.

Parametro	Ciclo tradizionale	
	1° fase	2° fase
	(t/a)	(t/a)
SO ₂	2.821	2.275
NO _x	1.820	1.365
Polveri	182	137
CO	205	205

- Valori limite di concentrazione calcolati su base mensile:

Tabella 10. Valori limite espressi in concentrazioni.

Parametro	Ciclo tradizionale	
	1° fase	2° fase
	(mg/Nm ³)	(mg/Nm ³)
SO ₂	435	370
NO _x	284	250
Polveri	28	20
CO	32	30
COV	20	20
H ₂ S	5	3
NH ₃ e composti a base di cloro	20	20

Le seguenti Tabelle riportano le emissioni continue di Raffineria espresse come flussi di massa (t/a) e concentrazioni (mg/Nm³) per singolo punto di emissione autorizzate per la Massima Capacità Produttiva.

Tabella 11. Emissioni continue convogliate in atmosfera. Ciclo tradizionale 1° fase.

Camini	Impianti afferenti	SO ₂		NOx		Polveri		CO		Volume fumi Nm ³ /h
		t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	
E3	DP2	171,0	910,1	92,1	490,5	16,3	86,9	9,0	48,0	21.443
E18	DP3 e COGE	882,1	198,4	935,3	210,4	59,5	13,4	105,9	23,8	507.569
E15	Isomerizzazione	213,7	903,8	117,3	495,9	16,3	69,1	9,0	38,1	26.990
E8	Reforming catalitico 3/a	196,6	927,3	100,5	474,1	16,3	77,0	9,0	42,5	24.201
E12	Reforming catalitico 3/b	128,2	963,6	58,6	440,6	8,2	61,4	9,0	67,7	15.190
E14	Reforming catalitico 3/c	290,6	942,4	159,1	516,0	24,5	79,4	18,0	58,4	35.205
E20	Visbreaker/Thermal cracker	410,3	847,9	209,4	432,7	24,5	50,6	27,0	55,9	55.239
E16	HF1	68,4	437,2	67,0	428,4	8,2	52,2	9,0	57,6	17.854
E17	HF2, RZ1 e RZ2	393,2	2.357,2	58,6	351,5	8,2	48,9	9,0	54,0	19.042

Tabella 12. Emissioni continue convogliate in atmosfera. Ciclo tradizionale 2° fase.

Camini	Impianti afferenti	SO ₂		NOx		Polveri		CO		Volume fumi Nm ³ /h
		t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	
E3	DP2	113,9	634,5	51,9	289,2	6,8	37,9	7,9	44,1	20.486
E18	DP3 e COGE	859,7	193,4	846,1	190,3	55,4	12,5	102,6	23,1	507.569
E15	Isomerizzazione	138,3	603,4	67,5	294,4	6,8	29,7	7,9	34,6	26.161
E8	Reforming catalitico 3/a	122,0	602,8	57,1	282,0	6,8	33,6	7,9	39,1	23.107
E12	Reforming catalitico 3/b	81,3	640,2	31,1	245,1	6,8	53,5	7,9	62,4	14.503
E14	Reforming catalitico 3/c	178,9	607,7	88,2	299,6	13,6	46,2	15,8	53,8	33.614
E20	Visbreaker/Thermal cracker	390,4	806,8	129,7	268,1	20,4	42,2	23,8	49,1	55.239
E16	HF1	48,8	246,7	57,1	288,6	3,0	15,3	7,9	40,1	22.579
E17	HF2, RZ1 e RZ2	341,6	2.073,7	36,3	220,5	6,8	41,3	7,9	48,1	18.806

Ciclo produttivo alternativo "green"

Le emissioni convogliate in atmosfera relative al ciclo alternativo "green" riferite alla Massima Capacità Produttiva sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 13. Emissioni convogliate in atmosfera.

Parametro	Ciclo "green"	
	(t/a)	(mg/Nm ³)
SO ₂	270 ⁶	52
NO _x	1.154	220
Polveri	44	8
CO	151	29

La seguente Tabella riporta le emissioni continue di Raffineria espresse come flussi di massa (t/a) e concentrazioni (mg/Nm³) per singolo punto di emissione, per la Massima Capacità Produttiva.

⁶ Tali valori sono stati ricavati ipotizzando un contenuto di zolfo totale nel metano pari a 150 mg/Sm³ (dati SNAM rete gas) e nel fuel gas pari a 200 ppm.



Tabella 14. Emissioni continue convogliate in atmosfera. Ciclo "green".

Camini	Impianti afferenti	SO ₂		NO _x		Polveri		CO		Volume fumi
		t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	Nm ³ /h
E3	DP2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E18	DP3 e COGE	14,9	3,84	700,8	179,3	35,0	9,0	73,6	18,9	446.249
E15	Isomerizzazione	7,0	25,9	55,2	200	1,8	6,4	15,8	59,0	31.293
E8	Reforming catalitico 3/a	7,9	25,9	105,1	348,7	1,8	5,8	17,5	59,0	34.417
E12	Reforming catalitico 3/b	5,3	25,9	61,3	323,6	1,8	9,2	11,4	59,0	21.631
E14	Reforming catalitico 3/c	11,4	25,9	182,2	415,9	1,8	4,0	26,3	59,0	50.067
E20	Visbreaker/Thermal cracker	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E16	HF1	0,9	26,9	14,0	430,4	0	0	1,8	53,8	3.717
E17	HF2, RZ1 e RZ2	223,4	2.400	35,0	378,9	1,8	18,8	4,4	50,4	10.617

2.6.1.2 Emissioni convogliate - Impianto COGE

Le emissioni in atmosfera alla Massima Capacità Produttiva prodotte dall'impianto COGE, nel ciclo tradizionale della Raffineria e in quello alternativo "green", espresse come flussi di massa (kg/h) e concentrazioni (mg/Nm³), sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 15. Emissioni in atmosfera - Impianto COGE.

Parametro	Ciclo tradizionale ⁷ (1° e 2° fase)		Ciclo "green"	
	(mg/Nm ³)	(kg/h)	(mg/Nm ³)	(kg/h)
SO ₂	450	180	3,84	1,7
NO _x	180	80	179,3	80
Polveri	10	5	9	4
CO	100	100	18,9	8,4

2.6.1.3 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 che si generano 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 sorgenti 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 stima delle quantità complessive delle emissioni diffuse e fuggitive per la Massima Capacità Produttiva della Raffineria, operante nel ciclo tradizionale, è riportata nella seguente Tabella.

Tabella 16. Emissioni diffuse e fuggitive - Ciclo tradizionale (1° e 2° fase) della Raffineria.

Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti	
		Tipologia	Quantità (ton)
Diffuse	Emissioni da serbatoi	COV	120,4
		Benzene	1,1
Diffuse	Caricamento prodotti	COV	6,8
		Benzene	0,06
Fuggitive	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati impianti	COV	354,9
		Benzene	3,2

⁷ I valori indicati si riferiscono ai limiti autorizzativi del Decreto MICA del 15/11/91.

Durante l'operatività del ciclo alternativo "green" parte degli impianti di processo, attivi durante il ciclo tradizionale di raffinazione, risultano fermi pertanto le emissioni fuggitive risultano inferiori rispetto a quanto riportato in Tabella 16.

Per quanto riguarda invece le emissioni diffuse relative alle attività di stoccaggio e movimentazione non ci sono variazioni tra le due possibili configurazioni della Raffineria.

2.6.2 Consumi idrici

I consumi idrici della Raffineria relativi al ciclo tradizionale e a quello alternativo "green" riferiti alla MCP sono riportati nella seguente Tabella.

Tabella 17. Consumi idrici della Raffineria.

Fonti di approvvigionamento	U.d.m	Ciclo tradizionale (1° e 2° fase)	Ciclo "green"
Acque di processo - Acquedotto industriale	m ³ /a	2.628.000	1.800.000
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m ³ /a	140.000	140.000
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m ³ /a	70.080.000	44.244.000

2.6.3 Effluenti liquidi

Nella seguente Tabella si riportano i dati quantitativi degli scarichi idrici alla Massima Capacità Produttiva relativi alla Raffineria, nel ciclo tradizionale e a quello alternativo "green".

Tabella 18. Bilancio quantitativo degli scarichi idrici.

Scarico	U.d.m	Ciclo tradizionale (1° e 2° fase)	Ciclo "green"
Acqua di raffreddamento da mare	m ³ /a	70.080.000	44.244.000
Acque reflue a impianto consortile SIFA	m ³ /a	3.836.286	3.150.000

Durante entrambe i cicli produttivi della Raffineria, la qualità delle acque reflue conferite all'impianto consortile SIFA rispetterà gli standard stabiliti dal Regolamento stipulato con il Consorzio medesimo, riportati nella seguente Tabella.

Tabella 19. Qualità delle acque reflue conferite all'impianto consortile SIFA.

Parametro	U.d.m	Limite
Temperatura	°C	35
COD*	mg/l	800
Solidi Sospesi Totali	mg/l	270
Azoto ammoniacale	mg/l	10
Azoto nitrico	mg/l	4
Azoto nitroso	mg/l	4
Fosforo totale	mg/l	1,5
Idrocarburi totali	mg/l	150

Parametro	U.d.m	Limite
Benzene	mg/l	5
Toluene	mg/l	5
O-xilene	mg/l	2
IPA totali	mg/l	0,014
Metatoluenammina	mg/l	0,4
Toluidina	mg/l	0,1
Ammine alifatiche	mg/l	3

*con rapporto COD/BOD pari ad almeno 1,8.

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.

Inoltre, al fine di ottemperare alla normativa vigente, l'innalzamento termico indotto allo scarico lagunare dell'acqua mare di raffreddamento impianti non supererà i 3°C oltre i 100 metri dal punto di immissione di tale scarico.

2.6.4 Rifiuti

Da un punto di vista quantitativo, la produzione annuale tipica di rifiuti della Raffineria, operante nel ciclo produttivo tradizionale, alla Massima Capacità Produttiva viene riportata nella seguente Tabella.

Tabella 20. Tipologia e quantità di rifiuti prodotti - Ciclo tradizionale.

Rifiuti Prodotti	U.d.m	Ciclo tradizionale
Rifiuti non pericolosi	t	3.074
Rifiuti pericolosi	t	2.907
TOTALE	t	5.981
Di cui a recupero	t	2.037

I principali rifiuti solidi prodotti dalla Raffineria durante il ciclo alternativo "green" risultano costituiti dai catalizzatori esausti dell'unità ECOFINING™, in sostituzione dei catalizzatori esausti prodotti dalle unità di desolforazione gasoli/kerosene HF1 e HF2 nella configurazione tradizionale di raffinazione.

In considerazione del fatto che durante l'operatività del ciclo alternativo "green" parte degli impianti di processo, attivi durante il ciclo tradizionale di raffinazione, risultano fermi, la quantità di rifiuti prodotti durante il ciclo "green" è circa pari a 5.400 t/a.

2.6.5 Rumore

La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre a ridurre il livello di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantisce che il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria sia in accordo alla normativa vigente, definita dal Piano di Zonizzazione acustica relativo al Comune di Venezia, secondo il quale la Raffineria risulta localizzata in area di classe VI, ad uso "esclusivamente industriale".

2.6.6 Traffico

Nella seguente Tabella si riportano i dati di movimentazione di mezzi alla Massima Capacità Produttiva relativi alla Raffineria, operante nel ciclo tradizionale e in quello alternativo "green".

Tabella 21. Dati traffico.

Mezzo di trasporto	U.d.m	Ciclo tradizionale (anno 2010)	Ciclo "green"
Navi (materie prime e prodotti finiti)	navi/giorno	218	217
Autobotti (ATB) (materie prime e prodotti finiti)	ATB/giorno	70	49
Ferrocisterne (FCC) (finiti)	FCC/giorno	13	16

2.6.7 Suolo e sottosuolo

La Legge 426/98 ha identificato l'area industriale di Porto Marghera come sito ad alto rischio ambientale e la sua perimetrazione è stata definita dal successivo DM del 23/02/00 "Perimetrazione del sito di bonifica di interesse nazionale [SIN] di Venezia".

Già dall'avvio delle attività conoscitive finalizzate alla progettazione degli interventi, l'articolatezza delle iniziative da un lato e la complessità della compagine di Società ed Enti coinvolti dall'altro, hanno reso necessario un approccio condiviso avviatosi già nel 1998 con l'Accordo di Programma per la Chimica a Porto Marghera.

Il processo di predisposizione di strumenti programmatici e pianificatori per il risanamento ambientale dell'area industriale è poi proseguito con la definizione del Master Plan per le bonifiche quale strumento che, "nel rispetto della normativa vigente e delle finalità dell'Accordo", "individui e cadenzii gli interventi, nonché le priorità ed i tempi, delle iniziative da assumere nel SIN per attuare le scelte strategiche dell'Accordo medesimo".

Su tale impianto, le attività di gestione della contaminazione del sottosuolo nell'area del polo industriale si sono sviluppate e durano tuttora. Ad oggi la gestione della contaminazione è affrontata in modo distinto tra la matrice "terreni" e la "falda".

La falda

Il Progetto di Bonifica della Falda presentato dalla Raffineria nel Marzo 2005 è stato dichiarato approvabile nella Conferenza di Servizi Decisoria dell'Novembre 2007 (Decreto Direttoriale 4254 del 10/12/07).

Il Progetto, che riguarda esclusivamente interventi sulla Falda Superficiale, prevede:

- Marginamento delle sponde lagunari mediante palancolatura (attività a cura del Magistrato alle Acque);
- Captazione delle acque intercettate dallo stesso marginamento;
- Emungimento della Falda Superficiale da N° 4 Piezometri;
- Conferimento delle acque emunte e captate all'impianto consortile SIFA nell'ambito del Progetto Integrato Fusina.

Il Progetto iniziale prevedeva la realizzazione in Raffineria di un impianto di trattamento acque di falda (TAF) per il trattamento e successivo riutilizzo delle acque stesse all'interno del ciclo produttivo. Successivamente, sulla base di un contratto di servizi sottoscritto con la l'impianto consortile SIFA, a conferma degli impegni presi con l'Accordo di Programma, le acque di falda emunte e captate verranno conferite a SIFA che provvede al trattamento delle stesse e alla distribuzione delle acque trattate, ad uso industriale.

Il Progetto di Bonifica della Falda, revisionato in tal senso, è stato valutato positivamente nella Conferenza di Servizi Istruttoria del 14/06/12.

Con Decreto Direttoriale 4004 del 27/12/12, relativo alla Conferenza di Servizi Decisoria del 15/11/12, la Revisione del Progetto di Bonifica della Falda è stata dichiarata approvabile.

I terreni

Il Progetto di Bonifica dei Suoli presentato preliminarmente dalla Raffineria nel 2005 ha subito successive rielaborazioni e rimodulazioni anche sulla base delle aggiornamenti normativi (D.Lgs. 152/06) nonché di richieste di integrazioni e prescrizioni specifiche da parte del Ministero Ambiente.

In data 29/11/12 è stato presentato un Progetto di Messa in Sicurezza Operativa dei Suoli (MISO) per le Aree di Raffineria, congiuntamente alla Analisi di Rischio Sanitaria. Successivamente in data 09/04/13 è stato presentato il Progetto di Messa in Sicurezza Operativa dei Suoli (MISO) anche per l'Area "Isola Petroli". Quanto sopra in conformità a quanto richiesto dalla Conferenza di Servizi Decisoria del 15/11/12. Il Progetto di MISO per le Aree di Raffineria è stato dichiarato approvabile dalla Conferenza di Servizi Decisoria del 15/10/2013.

L'Analisi di Rischio è stata finalizzata alla determinazione delle Concentrazioni Soglia di Rischio per il terreno insaturo a protezione del recettore umano. Dalle valutazioni eseguite è emerso che nella maggior parte delle aree di Raffineria le non conformità rilevate nel terreno insaturo superficiale e nel sottosuolo insaturo profondo generano un rischio accettabile per i recettori umani.

Limitatamente ad alcune aree si rendono necessari interventi di MISO. Tali interventi consistranno nella realizzazione di idonee coperture superficiali mediante terreno vegetale/asfaltatura, tali da interrompere i percorsi di esposizione attivi, nonché la parziale pavimentazione di alcuni bacini dei serbatoi di stoccaggio.

3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Al fine di incrementare la produzione di biocarburanti, la Raffineria intende operare un upgrade del progetto “Green Refinery” massimizzando la capacità di trattamento dell’unità di ECOFINING™, che passerà dalle attuali 400.000 t/a alle 560.000 t/a previste. Il progetto di upgrade prevede inoltre la realizzazione di una nuova sezione d’impianto allo scopo di frazionare la corrente di green diesel prodotta per produrre green jet fuel.

Con l’upgrade, la Raffineria intende inoltre processare, oltre agli oli vegetali (quali l’olio di palma), anche altre biomasse oleose quali i grassi animali derivanti dagli scarti dell’industria alimentare e gli oli esausti di frittura. Tutta la carica verrà importata in Raffineria grezza e prima di essere alimentata all’ECOFINING™ verrà trattata in una nuova unità di pretrattamento al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella stessa e renderla compatibile con il processo ECOFINING™.

Per essere in grado di produrre tutto l’idrogeno necessario a massimizzare la carica dell’ECOFINING™, attualmente prodotto dall’unità di Reforming Catalitico RC3, la Raffineria intende realizzare un nuovo impianto Steam Reformer in grado di produrre fino a 35.000 Nm³/h di idrogeno.

Nei paragrafi che seguono sono descritti i nuovi impianti e le modifiche agli impianti esistenti che si intendono realizzare nell’ambito dei progetti precedentemente illustrati.

Di seguito si riporta la descrizione dei nuovi impianti e delle modifiche agli impianti esistenti che si intendono realizzare nell’ambito del presente progetto.

3.1 Nuova unità di pretrattamento della carica all’ECOFINING™

La nuova unità di pretrattamento della carica all’unità ECOFINING™ ha lo scopo di ridurre, mediante raffinazione fisica della carica grezza, il contenuto di contaminanti presenti nella stessa, prima di essere alimentata all’unità ECOFINING™.

Tale unità potrà trattare una miscela di:

- Oli vegetali grezzi (quali olio di palma grezzo) (Crude Palm Oil - CPO);
- Segno animale di categoria 1 (grassi animali);
- Oli esausti di frittura.

Dalla nuova unità di pretrattamento della carica all’unità ECOFINING™ si otterrà una corrente di biomassa oleosa raffinata, inviata a stoccaggio e quindi in alimentazione all’unità ECOFINING™.

Ai fini del presente documento, per l’analisi del processo della nuova unità, si è considerato un funzionamento della stessa pari a 330 g/anno corrispondente ad un fattore di utilizzo dell’impianto pari al 90% e a una capacità di trattamento di circa 600.000 t/a di materia

grezza costituita da una miscela di oli vegetali grezzi e sego animale che si ritiene pienamente rappresentativa ai fini della valutazione degli eventuali impatti ambientali indotti.

3.1.1 Descrizione delle principali fasi di processo

La nuova unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™ sarà costituita da:

- **Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio.** In tale sezione vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme) contenuti nel sego in alimentazione. I fosfolipidi potrebbero provocare la formazione di schiume dannose per le successive fasi di lavorazione;
- **Sezione T5/600 PS - Pretrattamento a secco con decolorazione.** In tale sezione vengono rimosse altre sostanze indesiderate presenti nella carica (costituita da olio vegetale grezzo, grassi animali degommati e olio esterificato prodotto nella sezione di esterificazione degli acidi grassi);
- **Sezione 800PS - Deodorazione/neutralizzazione.** In tale sezione vengono rimosse tutte le sostanze volatili e le tracce di acidi grassi presenti nella carica (costituita dalla biomassa in uscita dalla sezione precedente);
- **Sezione 800IC -Sistema di generazione vuoto.** In tale sezione avviene la condensazione delle sostanze volatili separate nella precedente sezione;
- **Sezioni 5600RC e 9200 - Sistema di raffreddamento;**
- **Sezioni 178 e 4010 - Esterificazione degli acidi grassi.** In tale sezione avviene la conversione degli acidi grassi separati presso la sezione di deodorazione/neutralizzazione, in olio esterificato, che viene ricircolato in alimentazione alla sezione di decolorazione;
- **Sezione di pretrattamento delle acque reflue.** Tale sezione tratta tutti i reflui prodotti dalla nuova unità di pretrattamento.

In Allegato 2 è riportato il layout ed i prospetti previsti, mentre nella Figura seguente è rappresentato lo schema semplificato della nuova unità.

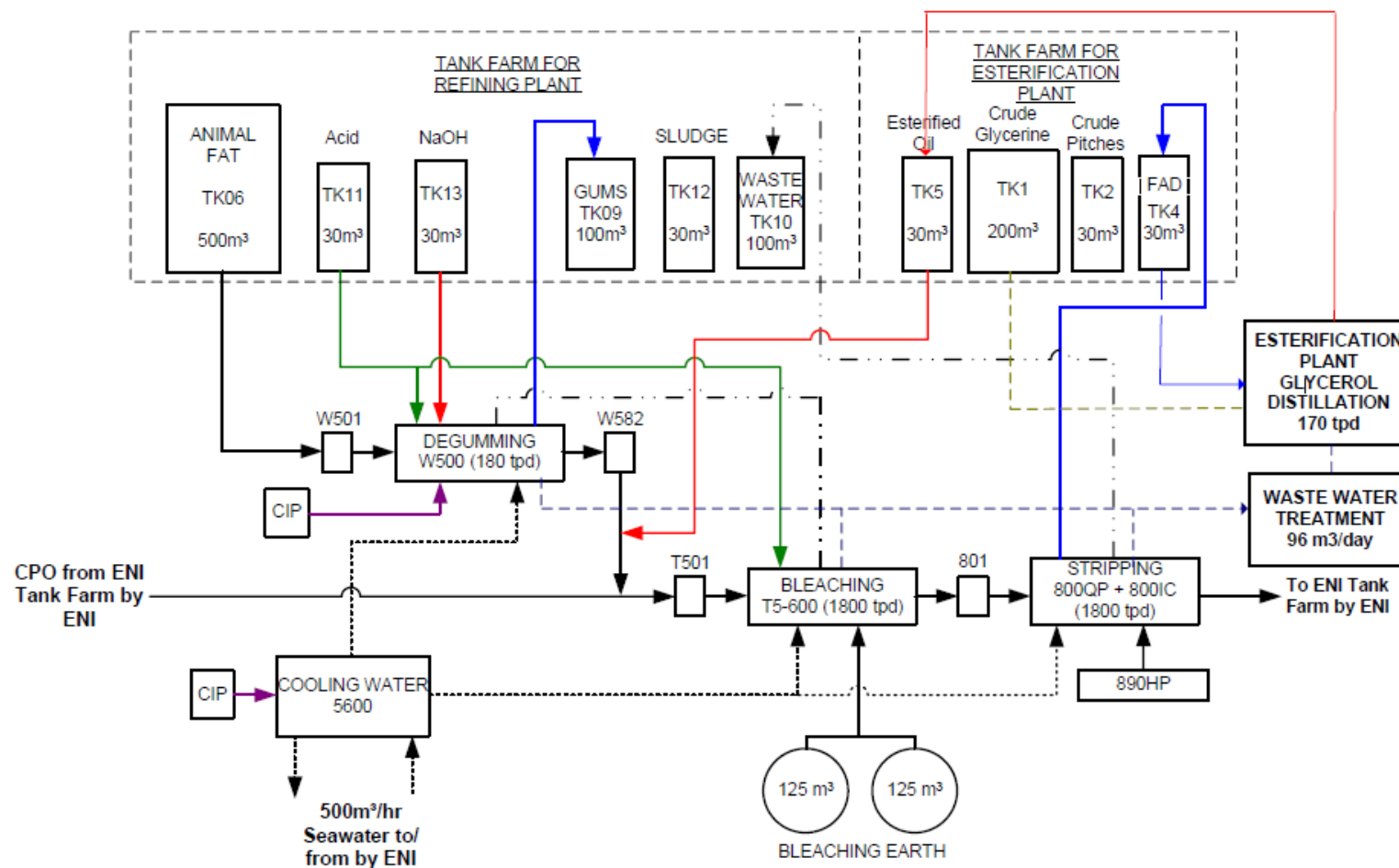


Figura 5. Schema semplificato della nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™.

Di seguito si riporta la descrizione delle diverse sezioni della nuova unità. Per maggiori dettagli si rimanda ai Process Flow Diagrams (PFD) riportati in Allegato 3.

Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio

Il processo di degommazione del sego animale (di seguito grasso animale) ha lo scopo di rimuovere, mediante idratazione, i fosfatidi (detti anche gomme) che potrebbero provocare la formazione di schiume nell'olio, con possibile interferenza nelle fasi successive della lavorazione.

I grassi animali, ricevuti in Raffineria mediante autobotti, vengono stoccati, con l'ausilio delle pompe P5482C A1/2, nei nuovi serbatoi TK6GA e TK7. Tali serbatoi hanno una capacità di stoccaggio pari a 500 m³ ciascuno.

Questi sono trasferiti, mediante un sistema di pompaggio, al vessel intermedio W501, dopo essere stati trattati dal filtro denominato W524. Da qui i grassi vengono inizialmente riscaldati fino a circa 75°C nello scambiatore W521A, a spese della corrente calda in uscita dall'essiccatore W506, ed ulteriormente riscaldati fino a circa 95°C nello scambiatore W521B, mediante l'utilizzo di vapore a bassa pressione. La corrente di grassi viene quindi miscelata nel mixer W504AC con una soluzione di acido citrico.

L'acido citrico, ricevuto in Raffineria mediante autobotti, è stoccato nel nuovo serbatoio TK11, avente una capacità di stoccaggio pari a 30 m³. Da qui viene trasferito, mediante le pompe P5482AC B1/2, nel vessel intermedio W534AC2, diluito con acqua ed inviato nel mixer W504AC1 prima di essere miscelato con la corrente di grassi.

La miscela grassi/soluzione acida viene quindi alimentata al reattore W503AC, 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 nel mixer W504NA. Tale processo permette di agglomerare le gomme idratibili.

La soda caustica, approvvigionata mediante autobotti, è stoccata nel nuovo serbatoio TK13, avente una capacità di stoccaggio pari a 30 m³. Da qui viene trasferita, mediante le pompe P5482NA B1/2, nel vessel intermedio W578NA1, diluita con acqua inviata nel mixer W504NA1.

Lo stream in uscita dal mixer W504NA1 viene alimentato, dopo essere stato miscelato con la corrente in uscita dal reattore W503AC, al separatore centrifugo W518NA, nel quale avviene la separazione delle gomme dalla corrente trattata, che viene quindi inviata alla successiva sezione di lavaggio.

Le gomme separate vengono raccolte nel vessel intermedio W582G, dal quale sono inviate, mediante la pompa PW582G, a stoccaggio, nel nuovo serbatoio TK09, avente una capacità di stoccaggio pari a 100 m³, e quindi inviate a smaltimento.

Al fine di ridurre ulteriormente il contenuto di gomme, lo stream di grassi in uscita dal separatore centrifugo W518NA, viene alimentato al reattore W503W1, dopo essere stato miscelato nel mixer W504W1 con una corrente di acqua calda. Dopo un breve tempo di reazione, la corrente di grassi animali viene inviata separatore centrifugo W518W1, in cui

avviene la separazione della corrente di grassi, lavata dalle gomme residue, dalla corrente acquosa.

Per evitare la produzione di un grande quantitativo di acqua di lavaggio contaminata, quest'ultima viene raccolta nel vessel intermedio W532C e completamente riciclata nel primo separatore centrifugo W518NA. I grassi recuperati nel vessel W532C vengono riciclati, mediante le pompe PW532C, in miscela con l'acqua di diluizione a valle dei vessel intermedi di acido citrico (W534AC2) e di soda caustica (W578NA1).

La corrente di grassi animali prodotta dal trattamento di degommazione viene quindi inviata, previo riscaldamento nello scambiatore W521D nell'unità di essiccazione sotto vuoto W506, al fine di ridurne l'umidità residua. Il vuoto viene ottenuto grazie al sistema di generazione denominato 641A.

La corrente così trattata viene trasferita nel vessel intermedio W582 dalle pompe PW506, e successivamente inviata alla sezione di decolorazione, mediante le pompe PW582.

Sezione T5/600 PS - Pretrattamento a secco con decolorazione

Il processo di pretrattamento a secco della carica grezza, costituita da olio vegetale grezzo, grassi animali degommati e olio esterificato prodotto nelle sezioni 178 e 4010, ha l'obiettivo di alterare le gomme eventualmente presenti in essa in modo da poterle eliminare durante il successivo processo di decolorazione.

La carica in ingresso è raccolta nel vessel intermedio T501. Da qui, previo riscaldamento negli scambiatori T521A e T521B, viene alimentata con una soluzione di acido citrico al mixer T504.

L'acido citrico, stoccato nel vessel intermedio W534AC2, viene miscelato con acqua per la diluizione ed inviato nel mixer T504AC, prima di essere miscelato con la carica grezza da trattare. La miscela carica grezza/soluzione acida viene quindi alimentata nel reattore T503, dove, dopo un sufficiente tempo di permanenza, le gomme non idratibili vengono trasformate in idratibili.

Alla miscela carica grezza/soluzione acida presente nel reattore T503 viene aggiunta, mediante un sistema di dosaggio volumetrico, terra decolorante, al fine di rimuovere i pigmenti, le tracce di gomme, i prodotti dell'ossidazione, i composti policiclici e altre sostanze indesiderate presenti in essa. La terra decolorante, verrà stoccata in due silos 610A, di capacità pari a 125 m³ ciascuno. Da qui la terra sarà alimentata al sistema di dosaggio, mediante un sistema di trasporto pneumatico 609A, previo passaggio attraverso un filtro 616/09A e un ventilatore 636/09A.

Dopo la miscelazione con la terra decolorante, la carica viene alimentata nella colonna di decolorazione 622, in cui vengono rimossi i composti indesiderati ad una temperatura di circa 150°C. Una corrente di vapore, iniettata dal fondo della colonna 622, permette di mantenere il sistema sotto agitazione, assicurando pertanto una perfetta dispersione della terra decolorante nella carica. Il processo di decolorazione è inoltre condotto sotto vuoto al fine di evitare l'ossidazione della carica a causa dell'attività catalitica della terra decolorante. Il vuoto viene generato dal sistema denominato 641A.

La miscela carica decolorata/terra decolorante è infine inviata, mediante le pompe P622, ad un sistema di filtrazione, costituito da una serie di filtri ermetici denominati 616A, operanti alternativamente.

La carica filtrata viene tenuta sotto vuoto nel vessel 682B, al fine di evitare l'ossidazione della stessa, e quindi ulteriormente filtrata nel filtro di sicurezza 616B, al fine di rimuovere le eventuali tracce di terre decoloranti ancora presenti. Quest'ultime, infatti, durante il successivo processo di deodorizzazione, catalizzerebbero le reazioni indesiderate di polimerizzazione e trans-isomerizzazione.

L'olio presente nelle terre trattenute dal sistema di filtrazione viene recuperato mediante insufflaggio di vapore, raccolto nel vessel 682A e riciclato nella sezione. La torta di terre viene quindi scaricata dalla tramoggia 657CK e inviata a smaltimento.

Sezione 800PS - Deodorazione/neutralizzazione

Il processo di deodorazione/neutralizzazione ha l'obiettivo di rimuovere tutte le sostanze volatili e le tracce di acidi grassi presenti nella carica in uscita dalla precedente sezione.

La carica decolorata viene quindi raccolta nel vessel intermedio 801, tenuto sotto vuoto dall'unità 641A.

Successivamente la carica viene portata in temperatura (260-265°C) mediante passaggio negli scambiatori 881A, 880A e 821A. Quest'ultimo scambiatore è alimentato con vapore a alta pressione prodotto dalla nuova caldaia 890HP, avente potenza di 3 Gcal/h.

La carica riscaldata viene alimentata preliminarmente alla colonna di flash 802P, nella quale evaporano gli acidi grassi presenti nell'olio e successivamente nella colonna di stripping sotto vuoto 882QP, nella quale vengono rimosse tutte le sostanze volatili e le ulteriori tracce di acidi grassi presenti.

La carica in uscita dal fondo dello stripper 822QP viene raffreddata progressivamente negli scambiatori 880A, 881A e T521A ed infine portata alla temperatura di stoccaggio mediante passaggio nello scambiatore ad acqua mare 881B2. Prima di essere inviata a stoccaggio, la carica trattata passa attraverso il filtro 816B.

Gli acidi grassi separati dalla carica nello stripper 822QP vengono condensati nel sovrastante scrubber 823P, mediante uno spray di acidi grassi raffreddati. Gli acidi grassi condensati sono raccolti nel vessel 882AG, pompati mediante le pompe P882AG e raffreddati nello scambiatore 881AG, da acqua di raffreddamento, prima di essere riciclati nello scrubber 823P. Gli acidi grassi in eccesso vengono inviati nel nuovo serbatoio di stoccaggio TK4, avente una capacità di stoccaggio pari a 30 m³.

Il vuoto nella colonna 882QP viene generato da un sistema di condensazione a secco 800 IC (ice condensing system), descritto nel successivo paragrafo.

Sezione 800IC - Generazione vuoto

Il sistema di generazione del vuoto mediante condensazione a secco consiste nel congelamento del vapore di stripping, contenente le sostanze volatili separate dall'olio,

fino a circa -31°C . In tal modo nella colonna di strippaggio viene prodotto un vuoto di circa 2 mbar.

Il congelamento del vapore di strippaggio avviene mediante passaggio dello stesso nei sublimatori 819IC1/2, all'interno dei quali scorre una corrente di ammoniaca, mantenuta in temperatura nell'unità di raffreddamento 811IC e ricircolata dalle pompe P811. Una volta che un sublimatore risulta carico di ghiaccio, questo viene pulito mediante flussaggio con una corrente di acqua calda circolante in un ciclo chiuso, costituito dal serbatoio 878/32IC, dalle pompe P878IC e dallo scambiatore 821IC.

I gas incondensabili (saturati con vapore) in uscita dai sublimatori vengono evacuati mediante gli eiettori a vapore 841IC e le pompe P841X.

Sezioni 178 e 4010 - Esterificazione degli acidi grassi

Il processo di esterificazione degli acidi grassi con glicerolo ha lo scopo di convertire gli acidi grassi, separati presso la sezione di deodorazione/neutralizzazione, in olio esterificato, che verrà ricircolato in alimentazione all'impianto di pretrattamento, nella sezione di decolorazione.

Nella Figura riportata alla pagina seguente è rappresentato lo schema semplificato di tale processo.

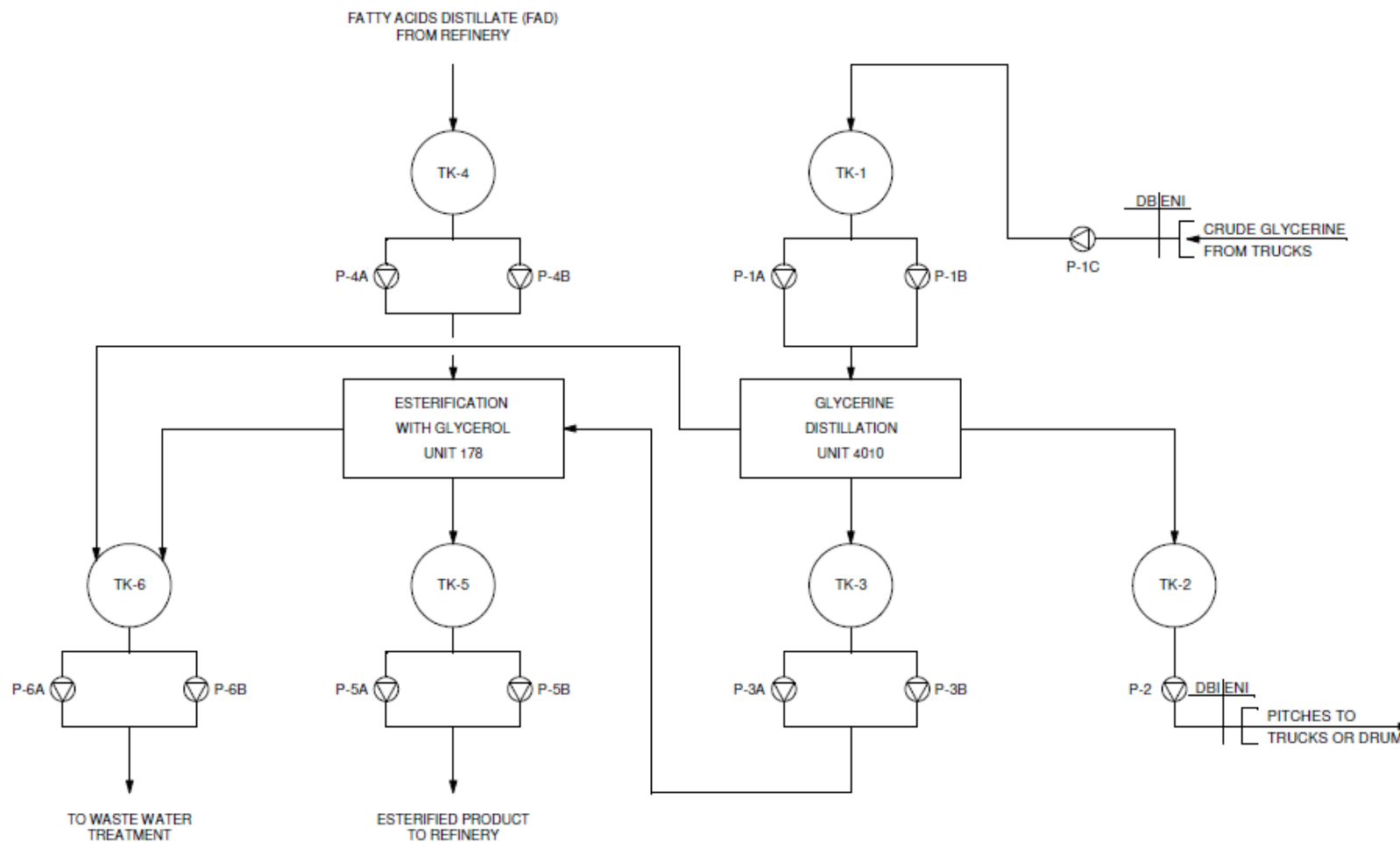


Figura 6. Schema semplificato della nuova sezione di esterificazione degli acidi grassi.

La glicerina (soluzione di glicerolo all'80-85%), ricevuta in Raffineria mediante autobotti, viene stoccata, con l'ausilio della pompa P1C, nel nuovo serbatoio TK1, di capacità pari a 200 m³. Dallo stoccaggio, mediante le pompe P1A/B, la glicerina viene alimentata alla colonna di distillazione sotto vuoto 4C1.

Il sistema di vuoto è connesso alla testa della colonna ed è composto dagli eiettori 4J1 e 4J2A/B e dai condensatori 4E5A/B.

La miscela glicerolo/acqua, separata dal fondo di tale colonna, viene inviata al ribollitore 4E3 e quindi ricircolata nella colonna mediante le pompe 4P6A/B.

I prodotti pesanti presenti nella soluzione, uscenti dal fondo della colonna 4C1, e la corrente di ricircolazione proveniente dal ribollitore 4E1, sono inviati in una seconda colonna di distillazione 4D1, previa miscelazione con acido fosforico, al fine di modificarne il pH. Il residuo di fondo della colonna 4D1 è inviato a stoccaggio nel nuovo serbatoio TK2, di capacità pari a 30 m³, e successivamente inviato a smaltimento.

La soluzione di glicerolo in uscita dalla testa della colonna 4D1, viene condensata nello scambiatore 4E2 e quindi riciclata alla colonna 4C1.

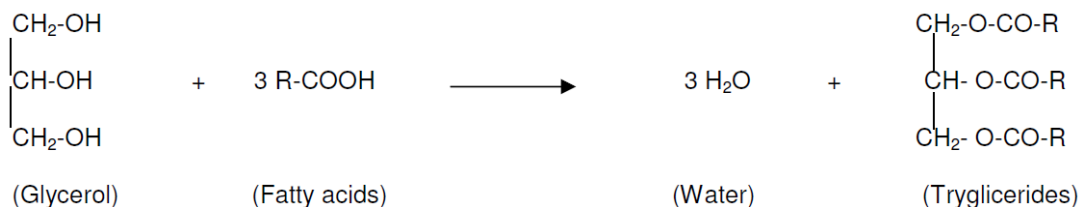
I vapori in uscita dalla testa della colonna 4C1 sono inviati nello scambiatore 4E4, in cui il glicerolo viene condensato e successivamente raffreddato nello scambiatore 4EP1, prima di essere inviato a stoccaggio nel nuovo serbatoio TK3, di capacità pari a 8 m³.

Il glicerolo dal serbatoio TK3 viene inviato nel vessel intermedio 178V1 e quindi alimentato nel mixer 178MX1 e nei reattori 178R1A/B/C.

Gli acidi grassi, separati dall'olio nello stripper 822QP della sezione di deodorazione/neutralizzazione, sono stoccati nel nuovo serbatoio di stoccaggio TK4, di capacità pari a 30 m³, e da qui inviati nella sezione di esterificazione.

La corrente di acidi grassi viene quindi miscelata con il glicerolo nel miscelatore 178MX1 e quindi riscaldata nello scambiatore 178E1, a spese dell'olio esterificato caldo in uscita dai reattori di esterificazione, e nello scambiatore 178E2, sfruttando vapore ad alta pressione.

La miscela di acidi grassi e glicerolo riscaldata viene quindi alimentata ai reattori di esterificazione 178R1A/B/C disposti in serie, nei quali avviene la seguente reazione:



I reattori sono riscaldati con vapore ad alta pressione al fine di permettere l'evaporazione dell'acqua prodotta, aumentando la resa del processo.

La miscela di acqua e glicerolo in uscita dalla testa dei reattori è inviata allo scrubber 178C1, dove il glicerolo viene condensato e inviato al vessel intermedio 178V1, da cui, dopo

eventuale make-up di glicerolo, viene ricircolato ai reattori di esterificazione. Il vapore d'acqua separato dalla testa dello scrubber 178C1 è invece condensato negli scambiatori 178E4A/B, connessi agli eiettori a vuoto 178J1A/B, ed inviato al nuovo serbatoio TK6AR, di capacità pari a 5 m³, e da qui, mediante le pompe P6A/B, all'impianto di pretrattamento delle acque reflue, descritto nel successivo paragrafo.

Il prodotto di reazione (olio esterificato), costituito da una miscela di mono (MG), di (DG) e trigliceridi (TG), viene estratto dal fondo dell'ultimo reattore 178R1C e successivamente raffreddato nello scambiatore 178E1, a spese della corrente di acidi grassi in ingresso al reattore, e nello scambiatore 178E5 con acqua di raffreddamento. L'olio esterificato viene infine stoccato nel nuovo serbatoio TK5, di capacità pari a 30 m³, da cui viene inviato, mediante le pompe P5A/B, nella sezione di pretrattamento a secco della carica grezza, precedentemente descritta.

Sezioni 5600RC e 9200 - Circuiti chiusi di raffreddamento

L'acqua di raffreddamento risulta necessaria in diverse parti dell'unità di pretrattamento. Sono pertanto previsti due circuiti chiusi di raffreddamento con acqua dolce, che viene raffreddata, mediante passaggio in scambiatori, da acqua mare, già attualmente utilizzata a tale scopo dalla Raffineria.

Uno dei due circuiti (sezione 5600RC) è asservito alle sezioni W500 (Sezione di degommazione acida con fase di lavaggio), T5/600 PS (Sezione di pretrattamento a secco con decolorazione) e 800PS (Sezione di deodorazione/neutralizzazione). Tale circuito è dotato di due scambiatori 5681W1/2, di un sistema di pompaggio (pompe P5613RC) e di un sistema di stoccaggio dell'acqua dolce (5613RC).

Il secondo circuito (sezione 9200) è invece asservito alle sezioni 178 e 4010 (Sezione di esterificazione degli acidi grassi). Tale circuito è dotato di uno scambiatore 9200E1, di un sistema di pompaggio (pompe 9200P1A/B) e di un sistema di stoccaggio dell'acqua dolce (9200V1).

Sezione di pretrattamento delle acque reflue

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

- Omogeneizzazione;
- Trattamento chimico-fisico;
- Trattamento biologico.

Omogeneizzazione

Le acque reflue prodotte dalle sezioni dell'unità descritte nei precedenti paragrafi vengono pompate nella vasca di omogeneizzazione 5201A, quest'ultima dotata dell'agitatore M5201A. In tale vasca vengono minimizzate le fluttuazioni di concentrazione e di portata degli inquinanti, generalmente presenti nelle acque reflue prodotte nell'impianto.

Trattamento chimico-fisico

Dalla vasca di omogeneizzazione i reflui vengono inviati alla sezione trattamento chimico-fisico, costituita da:

- la vasca di coagulazione 5203CO, dotata dell'agitatore M5203CO;
- la vasca di flocculazione 5203PO, dotato dell'agitatore M5203PO;
- la vasca di flottazione ad aria dissolta 5232PC;
- il bacino di neutralizzazione 5205BA, dotato dell'agitatore M5203BA.

I reflui in uscita dalla vasca di omogeneizzazione vengono inviati nel bacino di coagulazione, all'interno del quale vengono miscelati con cloruro ferrico (agente coagulante) e acido solforico, al fine di favorire la separazione dell'emulsione acqua/materiale organico e la coagulazione di quest'ultimo.

Le acque vengono successivamente inviate nella vasca di flocculazione, nella quale viene aggiunto un agente polimerico per consentire l'ingrandimento dei piccoli aggregati solidi formati nella sezione di coagulazione e la conseguente formazione dei primi fiocchi in sospensione.

Da qui i reflui vengono inviati alla vasca di flottazione per la rimozione del materiale flocculato. Tale rimozione avviene mediante aria insufflata che permette la flottazione del materiale organico non altrimenti separabile per gravità. Lo strato di olio galleggiante sulla superficie della vasca viene asportato mediante pompe e inviato a ricircolo.

I reflui in uscita dalla flottazione vengono poi additivati con soda caustica nel bacino di neutralizzazione al fine di raggiungere il pH ideale per il successivo trattamento biologico.

Trattamento biologico

Il refluo in uscita da trattamento chimico-fisico viene quindi alimentato al reattore biologico a letto mobile MBBR (Moving Bed Biological Reactor) 5278HL, costituito dalle due vasche 5236HL1/2 all'interno delle quali vengono mantenuti in movimento gli elementi di supporto (carrier), sui quali aderiscono i microrganismi, sviluppando una pellicola biologica (biofilm). Il movimento degli elementi è garantito da un sistema di insufflaggio di aria (mediante soffianti 5266HL1/2).

L'effluente del reattore biologico confluisce nella vasca di aereazione a fanghi attivi 5278LL, dove, mediante insufflaggio di aria, viene creato un sistema dinamico aerobico controllato, in grado di riprodurre in ambiente artificiale gli stessi meccanismi biologici che avvengono in natura per la depurazione delle acque inquinate da sostanze organiche biodegradabili. Additivando infatti l'effluente da depurare con uno specifico nutriente, a base di urea, si ottiene lo stesso processo di autodepurazione che avviene in natura, ma con minori tempi e spazi.

La miscela in uscita dalla vasca di aereazione, viene inviata nella vasca di flocculazione 5203PO nella quale viene aggiunto un agente polimerico per favorire la formazione dei fiocchi di fanghi attivi. I reflui vengono quindi inviati nella vasca di flottazione 5232PCB dove

avviene la separazione dei fiocchi di fanghi attivi dall'effluente depurato. Il fango separato viene in parte reintrodotta nel reattore biologico e in parte smaltito come rifiuto.

L'effluente depurato viene invece convogliato all'impianto di trattamento acque reflue TE della Raffineria, mediante la rete fognaria esistente.

3.1.2 Specifiche della Carica e dei Prodotti d'Impianto

Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio

La sezione di degommazione acida con fase di lavaggio ha lo scopo di rimuovere, mediante idratazione, le gomme presenti nei grassi animali (sego animale).

Il sego animale approvvigionato in Raffineria consiste in una miscela di grassi animali precedentemente sottoposta a trattamento di rendering, processo in grado di convertire gli scarti animali in un prodotto ad alto valore aggiunto utilizzabile come materia prima per la produzione di biocarburanti.

Le caratteristiche delle principali impurità dei grassi animali in ingresso ed in uscita da tale sezione d'impianto sono riportate nelle seguenti Tabelle.

Tabella 22. Caratteristiche delle principali impurità dei grassi animali in ingresso.

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	30,00
Fosforo	% wt.	1,25
Umidità	% wt.	1,50
Impurità	% wt.	0,15

Tabella 23. Caratteristiche delle principali impurità dei grassi animali in uscita.

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	30,00
Fosforo	% wt.	0,13
Umidità	% wt.	0,10
Impurità	% wt.	0,10

Sezione T5/600 PS - Sezione di pretrattamento a secco con decolorazione

La sezione di decolorazione ha lo scopo di eliminare le gomme presenti nell'olio vegetale grezzo, nei grassi degommati e nell'olio esterificato.

Le caratteristiche delle principali impurità presenti nell'olio vegetale grezzo, nei grassi degommati e nell'olio esterificato in ingresso sono riportate nelle seguenti Tabelle.

Tabella 24. Caratteristiche delle principali impurità dell'olio vegetale grezzo (olio di palma) in ingresso.

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	5,00

Proprietà	Unità di misura	Valore
Fosforo (fosfatidi)	% wt.	0,0015
Umidità	% wt.	0,10
Impurità	% wt.	0,10

Le caratteristiche delle principali impurità presenti nei grassi animali sono presentate nella precedente Tabella 23, mentre quelle degli oli esterificati verranno riportate alla Tabella 28.

Sezione 800PS - Sezione di deodorazione/neutralizzazione

La sezione di deodorazione/neutralizzazione ha l'obiettivo di rimuovere tutte le sostanze volatili e le eventuali tracce di acidi grassi presenti nella corrente trattata nella precedente sezione di pretrattamento a secco con decolorazione.

Le caratteristiche delle principali impurità dell'olio vegetale raffinato e degli acidi grassi in uscita dalla sezione sono riportate nelle seguenti Tabelle.

Tabella 25. Caratteristiche delle principali impurità dell'olio raffinato in uscita.

Proprietà	Unità di misura	Valore
TAN (numero di acidità totale)	mg	0,1
FFA (acidi grassi liberi)	% wt.	0,05
Composti insaponificabili	% wt.	1
Metalli (Na, Ca, Mg, K, P, Fe)	% wt.	0,0005
Fosforo	% wt.	0,0003
Zolfo	% wt.	0,0003
Azoto	% wt.	0,001
Cloro	% wt.	0,00005
Acqua	% wt.	0,05

Tabella 26. Caratteristiche delle principali impurità degli acidi grassi in uscita.

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	% wt.	70-90
Peso molecolare medio FFA	g/mol	270-300
Composti insaponificabili	% wt.	5
Umidità	% wt.	0,05
Impurità	% wt.	0,15

Sezioni 178 e 4010 - Sezione di esterificazione degli acidi grassi

Gli acidi grassi separati nella precedente sezione vengono alimentati nelle sezioni di esterificazione per la conversione in olio esterificato, mediante additivazione di glicerolo, ottenuto dalla distillazione di glicerina grezza. Tale olio viene di seguito riciclato in alimentazione all'impianto di pretrattamento della carica, nella sezione di decolorazione.

Le caratteristiche delle principali impurità degli acidi grassi sono presentate nella precedente Tabella 26, mentre la composizione della corrente di glicerina grezza sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 27. Caratteristiche della corrente di glicerina grezza.

Proprietà	Unità di misura	Valore
Glicerolo	% wt.	80-85
MONG (Materiale Organico Non Glicerolo)	% wt.	2
NaCl	% wt.	5-8
Metanolo	% wt.	0,1
Acqua	% wt.	A bilancio
pH	-	6,5-7,5

La composizione degli oli esterificati in uscita dalla sezione sono riportati nella seguente Tabella.

Tabella 28. Composizione degli oli esterificati in uscita.

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	% wt.	1
Mono-gliceridi	% wt.	4-8
Di-gliceridi	% wt.	30-35
Tri-gliceridi	% wt.	35-45
Glicerolo	% wt.	0,01

3.1.3 Apparecchiature principali

Nelle seguenti Tabelle si riporta l'elenco delle principali apparecchiature dell'impianto di pretrattamento oli, suddivise per singole sezioni.

Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio

Tabella 29. Sezione di degommazione acida con fase di lavaggio - Apparecchiature.

Sigla	Servizio
TK6GA - 5482C	Serbatoio di stoccaggio grassi animali
TK7	Serbatoio di stoccaggio grassi animali
P5482 C A1/2	Pompe di alimentazione olio
P5482 C B1/2	Pompe di trasferimento olio
W524	Filtro
W501	Vessel di alimentazione olio
PW501	Pompa di alimentazione olio
W521A	Scambiatore di calore olio/olio
W521B	Riscaldatore olio
TK11 - 5482AC	Serbatoio di stoccaggio acido

Sigla	Servizio
P5482 AC A1/2	Pompe di scarico acido
P5482 AC B1/2	Pompe di trasferimento acido
W534AC2	Vessel di accumulo acido
PW534AC2	Pompe di dosaggio acido
W504AC	Miscelatore acido
W504AC1	Pre-miscelatore acido
W503AC	Reattore acido
TK13 - 5482NA	Serbatoio di soda caustica
P5482 NA A1/2	Pompe di scarico NaOH
P5482 NA B1/2	Pompe di trasferimento NaOH
W578NA1	Vessel di accumulo Soda Caustica
PW578NA1	Pompa di dosaggio Soda Caustica
W504NA	Miscelatore Soda Caustica
W504NA1	Pre-miscelatore Soda caustica
W518NA	Separatore centrifugo
W582G	Vessel di stoccaggio gomme acide
PW582G	Pompe gomme acide
TK09 - 5482G	Serbatoio di stoccaggio gomme
P5482 G1/2	Pompe di trasferimento gomme
W504W1	Miscelatore acqua di lavaggio
W503W1	Reattore acqua di lavaggio
W518W1	Separatore centrifugo
W532C	Vessel riciclaggio acqua di lavaggio
PW532C	Pompa acque di recupero
W578HW1	Serbatoio acqua calda
PW578HW	Pompa acqua calda
W578X	Separatore stazione di pulizia cilindri
W521D	Riscaldatore olio
W506	Essiccatore olio
PW506	Pompa di scarico essiccatore
W582	Vessel di alimentazione olio
PW582	Pompa di alimentazione olio
W578CIP1	Vessel detergente alcalino
W578CIP2	Vessel detergente acido
PW578CIP	Pompa di circolazione CIP

Sezione T5/600 PS - Pretrattamento a secco con decolorazione

Tabella 30. Sezione di pretrattamento a secco con decolorazione - Apparecchiature.

Sigla	Servizio
T504X	Pre-miscelatore acido
T501	Vessel di alimentazione olio
PT501	Pompa di alimentazione olio
T521A	Scambiatore di calore olio/olio
T521B	Riscaldatore olio
T504	Miscelatore acido
T504AC	Pre-miscelatore acido
T503	Reattore acido
610 A	Silos terra sbiancante
609 A	Gruppo di alimentazione pneumatica terra
636/09 A	Ventilatore
616/09 A	Filtro terra sbiancante
630 A	Tramoggia terra sbiancante
607 A	Apparecchiatura di dosaggio terra sbiancante
635PM/07 A	Miscelatore olio-terra
622/21	Sbiancatore a riscaldamento continuo
P622	Pompe di alimentazione filtro
616 A	Filtro ermetico principale
657CK	Tramoggia di raccolta terra usata
682B	Vessel olio filtrato
P682B	Pompa olio filtrato
616 B	Filtro di sicurezza
682 A	Vessel olio recuperato
623/82 A	Condensatore di vapore
641 A	Unità di generazione vuoto
P641X	Pompa a vuoto
682X	Stazione di pulizia elementi di filtraggio

Sezione 800PS - Deodorazione/neutralizzazione

Tabella 31. Sezione di deodorazione/neutralizzazione - Apparecchiature.

Sigla	Servizio
801	Vessel di alimentazione olio
P801	Pompa di alimentazione olio
881A	Scambiatore di calore olio/olio

Sigla	Servizio
880A	Scambiatore di calore principale olio/olio
821X	Riscaldatore di start-up
821A	Riscaldatore finale di olio
802P	Vessel di flash
822Q	Colonna di stripping
857B	Condotto - da separatore F.A. a 841A
P822	Pompa olio neutralizzato
P880	Pompa olio neutralizzato
881B2	Refrigeratore finale olio neutralizzato
P850/81B	Pompa finale acqua di raffreddamento
816B	Filtro pulente
846E	Separatore vapore
857C	Condotto - da separatore F.A. a 841A
882AG	Vessel acidi grassi
P882AG	Pompa di ricircolo degli acidi grassi
881AG	Refrigeratore acidi grassi
P850/81AG	Pompa acqua di raffreddamento

Sezione 800IC - Sistema di generazione vuoto

Tabella 32. Sistema di generazione vuoto - Apparecchiature.

Sigla	Servizio
819IC1/2	Sublimatore
841IC	Unità di generazione vuoto
P841X	Pompa a vuoto
841B	Eiettore di start-up
857IC	Condotto gas
857D	Condotto gas
878/32IC	Decanter/Vessel acqua calda
P878IC	Pompa di circolazione acqua calda
P832IC-W	Pompa acque reflue
P878IC-F	Pompa olio recuperato
821IC	Riscaldatore acqua
811IC	Unità di raffreddamento
P811	Pompa di circolazione ammoniacca

Sezioni 178 e 4010 - Esterificazione degli acidi grassi

Tabella 33. Sezione di esterificazione degli acidi grassi - Apparecchiature.

Sigla	Servizio
178R1A/B/C	Reattori di esterificazione
178E4A/B	Condensatore a superficie
178E2	Scambiatore di calore olio/olio
TK4	Serbatoio FAD
P4A/B	Pompe FAD
178E1	Scambiatore di recupero calore acido/olio
178E5	Refrigeratore olio esterificato
178P1A/B	Pompe di alimentazione glicerina
178P2A/B	Pompe di trasferimento olio esterificato
178P3A/B	Pompe di distribuzione
178C1	Scrubber
178E3	Refrigeratore glicerina
178V1	Contenitore di mantenimento glicerina
178MX1	Miscelatore
178J1A/B	Eiettore
P1C	Pompe di scarico glicerina
TK1	Serbatoio glicerina grezza
P1A/B	Pompa di alimentazione glicerina
4C1	Colonna di distillazione
4D1	Distillatore secondario
4E1	Secondo ribollitore
4E2	Condensatore a superficie
4E3	Primo ribollitore
4E4	Primo Condensatore a superficie
4E5	Secondo Condensatore a superficie
TK5	Serbatoio olio esterificato
P5A/B	Pompe esterificati
4EP1	Refrigeratore glicerina distillata
TK3	Serbatoio glicerina distillata
P3A/B	Pompa glicerina distillata
4P1A/B	Pompa sale
TK2	Serbatoio scarti del processo di distillazione glicerina
P2	Pompa Scarti del processo di distillazione glicerina
4P2A/B	Pompa di ricircolazione secondo

Sigla	Servizio
	ribollitore
4P3A/B	Economizzatore pompa di scarico
4P5A/B	Economizzatore pompa di scarico
4P6A/B	Pompa di ricircolazione primo ribollitore
4P7A/B	Pompa glicerina distillata
4PD1A/B	Pompa di dosaggio acido fosforico
4J1-J2A/B	Eiettore
TK6AR	Serbatoio acque reflue
P6A/B	Pompe acque reflue

Sezioni 5600RC e 9200 - Circuiti chiusi di raffreddamento

Tabella 34. Circuiti chiusi di raffreddamento - Apparecchiature.

Sigla	Servizio
5613RC	Vessel di accumulo
5681W1/2	Scambiatore di calore
P5613RC	Pompa di circolazione acqua
5678CIP2	Vessel detergente acido
P5678CIP	Pompa di circolazione CIP
9200EP1	Refrigeratore
9200V1	Accumulatore acqua
9200P1A/B	Pompa acqua

Sezione di pretrattamento delle acque reflue

Tabella 35. Pretrattamento delle acque reflue - Apparecchiature.

Sigla	Servizio
TK10 - 5482W	Serbatoio acqua reflue
P5482W1/2	Pompa
5201 A	Vasca di omogeneizzazione
M5201 A	Agitatore vasca di omogeneizzazione
P5201A1/2	Pompa
5203CO	Vasca coagulazione
M5203CO	Agitatore vasca di coagulazione
5234CO	Unità di dosaggio coagulazione
5234AC	Unità di dosaggio acido
5203PO	Vasca flocculazione
M5203PO	Agitatore vasca di flocculazione
5234PO	Unità di dosaggio polimeri

Sigla	Servizio
5232PC	Unità flottazione ad aria disciolta
5204PCA	Contenitore di saturazione
P5204PC	Pompa ad alta pressione
P5278PC	Pompa
5205BA	Vasca di neutralizzazione
M5203BA	Agitatore vasca di neutralizzazione
5234BA	Unità di dosaggio NaOH
5278HL	MBBR - Moving Bed Biological Reactor- Reattore a letto mobile a biomassa adesa
5278LL	Fase di basso carico
5234NU	Unità di dosaggio nutrienti
5203PO	Vasca flocculazione
5232PCB	Unità flottazione ad aria disciolta
5204PCB	Contenitore di saturazione
P5204PCB	Pompa ad alta pressione
P5278PCB	Pompa
TK12 - 5482S	Serbatoio di accumulo fanghi
P5482S1/2	Pompa di trasferimento fanghi

3.1.4 Bilanci di materia e di energia

Lo schema semplificato della nuova unità di pretrattamento, rappresentato in Figura 7, riporta le principali produzioni e consumi dell'impianto.

In aggiunta a quanto riportato nello schema sopracitato, si sottolinea che presso l'unità vengono inoltre utilizzate altre materie prime ausiliarie. I dettagli delle stesse e i relativi consumi sono riportati nella seguente Tabella.

Tabella 36. Consumo della materie ausiliarie nella nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™.

Sostanza	Unità di misura	Valore
Sezione W500 - Sezione di degommazione acida con fase di lavaggio		
Acido citrico	kg/h	26,7
Soda caustica	kg/h	15
Sezione T5/600 PS - Sezione di pretrattamento a secco con decolorazione		
Acido citrico	kg/h	200,5
Terre sbiancanti	kg/h	600
Sezioni 178 e 4010 - Sezione di esterificazione degli acidi grassi		
Acido Fosforico	kg/h	1,28
Sezione di pretrattamento delle acque reflue		

Sostanza	Unità di misura	Valore
Acido Solforico	kg/h	8
Cloruro Ferrico	kg/h	3,5
Urea	kg/h	0,5
Soda Caustica	kg/h	4,4
Agente polimerico flocculante	kg/h	0,07

I rifiuti prodotti dalla nuova unità di pretrattamento sono costituiti da:

- gomme separate dai grassi animali (circa 7,4 t/d);
- terre sbiancanti esauste (circa 19 t/d);
- fanghi separati dalla colonna 4D1, nella sezione di distillazione della glicerina (circa 2,5 t/d);
- fanghi prodotti dall'impianto di trattamento delle acqua reflue (circa 370 kg/d).

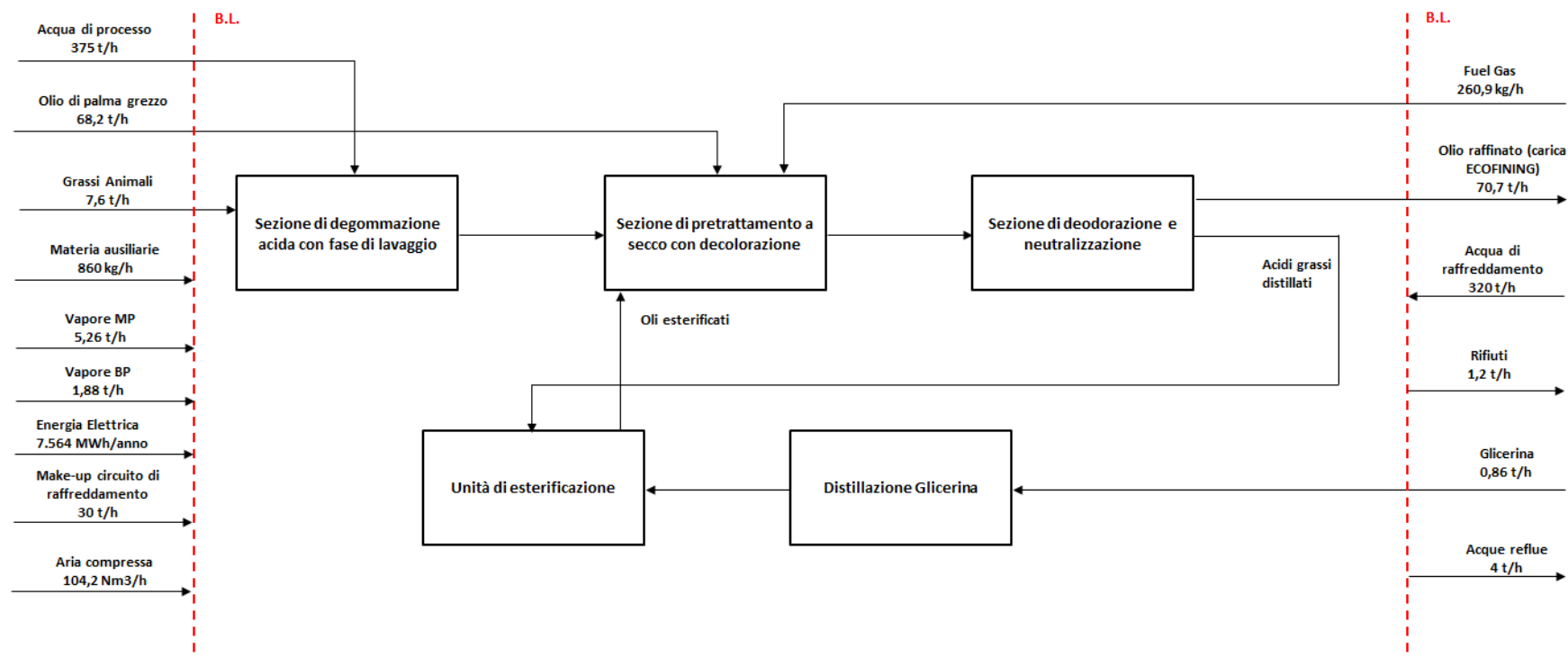


Figura 7. Bilancio di materia e di energia della nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™.

B.L. = Limite di Batteria

3.2 Nuovo impianto Steam Reforming

Il nuovo impianto per la produzione di idrogeno avrà una capacità produttiva massima di circa 35.000 Nm³/h di idrogeno puro (3,17 t/h). Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione (circa 50 barg).

L'impianto sarà alimentato interamente con gas naturale proveniente dalla rete Snam Rete Gas.

Il gas verrà approvvigionato all'impianto alla pressione richiesta, grazie a due nuovi compressori attraversando una linea aerea che verrà realizzata a partire da una nuova stazione di riduzione installata all'interno della Raffineria.

L'idrogeno prodotto verrà inviato in alimentazione all'unità ECOFINING™.

3.2.1 Descrizione delle principali fasi di processo

Il nuovo impianto di Steam Reforming sarà suddiviso nelle seguenti cinque sezioni principali:

- purificazione della carica;
- pre-reforming;
- Steam Reforming;
- CO Shift (conversione di CO);
- purificazione dell'idrogeno (PSA - Pressure Swing Adsorption unit).

In Allegato 4 al presente progetto sono riportati il layout ed i prospetti previsti, mentre nella Figura seguente è illustrato lo schema semplificato della nuova unità.

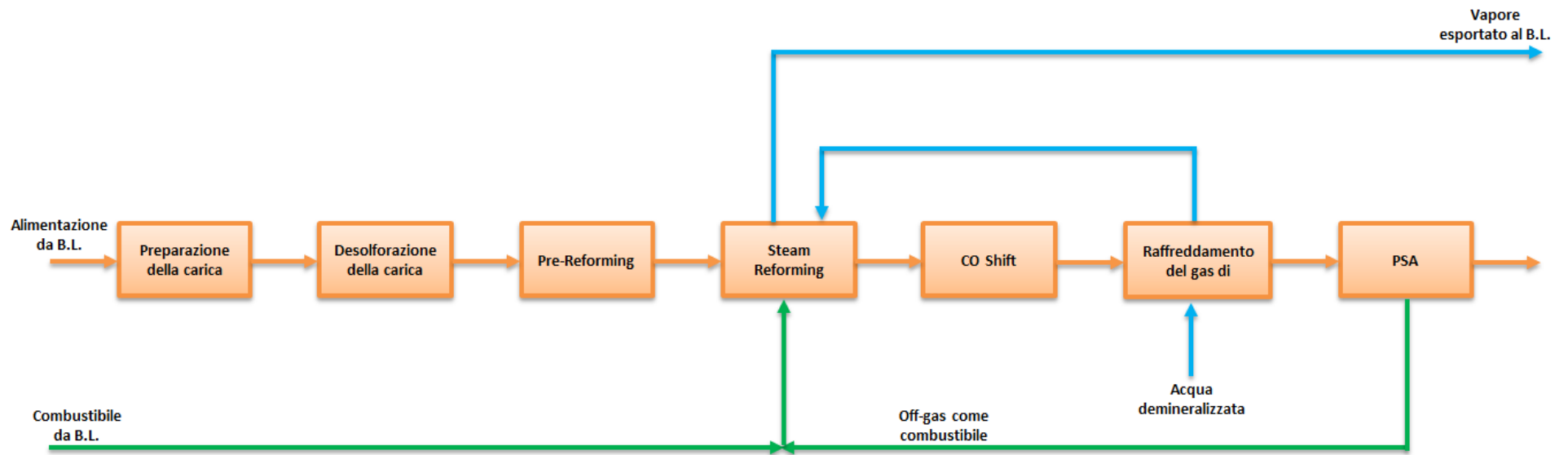


Figura 8. Schema semplificato della nuova unità Steam Reforming.

B.L. = Limite di Batteria

Di seguito si descrivono nel dettaglio le varie sezioni dell'impianto, così come sono presentate nei Process Flow Diagrams (PFD) riportato in Allegato 5 al presente progetto.

Sezione di purificazione della carica

La funzione della sezione di purificazione è principalmente quella di eliminare dalla carica il cloro, l' H_2S e gli altri composti solforati che potrebbero comportare l'avvelenamento dei catalizzatori. Tale sezione è costituita da 3 reattori disposti in serie: il reattore di idrogenazione 01R001 e i due reattori di desolforazione 01R002A e 01R002B.

Il gas naturale è fornito al limite di batteria e, prima della sezione di purificazione, è miscelato con una piccola quantità di H_2 (circa 3% vol.), proveniente dalla sezione HF2 dell'impianto ECOFINING™ (Isomerizzazione).

Allo scopo di riscaldare l'alimentazione alla temperatura richiesta per le reazioni di idrogenazione di circa 370°C, l'alimentazione viene riscaldata negli scambiatori 00E001 e 00E002, nei quali avviene lo scambio termico con il vapore proveniente rispettivamente dall'accumulatore 03D001 e dallo scambiatore 03F002E31.

La carica riscaldata è inviata nel reattore di idrogenazione 01R001, nel quale, in presenza di opportuni catalizzatori a base di ossido di cobalto e molibdeno, ha luogo la reazione di idrotattamento, al fine di convertire i composti organici contenenti zolfo in H_2S . La carica idrogenata attraversa quindi i due reattori di desolforazione 01R002A e 01R002B disposti in serie, costituiti da due colonne di adsorbimento contenenti tre differenti strati catalitici:

- Catalizzatore di dechlorinazione, a base di ossido di alluminio, in grado di eliminare l' HCl formatosi nel reattore di idrogenazione per reazione dei composti organici del cloro, eventualmente presenti nella carica, con l'idrogeno;
- Catalizzatore di desolforazione, a base di ossido di zinco, che adsorbe l' H_2S prodotto dalle reazioni di idrogenazione;
- Catalizzatore di desolforazione spinta, a base di ossido di rame, in grado di ridurre, mediante adsorbimento, il contenuto di S nella carica fino a 50 ppbv.

Sezione di pre-reforming

Il gas di processo proveniente dalla sezione di desolforazione viene miscelato con il vapore proveniente dall'accumulatore 03D005. È necessario utilizzare un alto rapporto vapore/metano nella carica al fine di:

- avere disponibilità di vapore nella sezione successiva di conversione di CO (Shift Section);
- prevenire il depositarsi di carbone all'interno dei pori del catalizzatore di reforming.

La miscela gas naturale/vapore viene quindi riscaldata fino a 480°C nello scambiatore 03F002E11, collocato nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer, e successivamente alimentata al Pre-Reformer 02R001, contenente un catalizzatore a base di nichel.

La temperatura della corrente in ingresso al Pre-Reformer viene controllata mediante l'iniezione di acqua nello spray 03F002E01 e mediante bypass del riscaldamento della corrente nello scambiatore 03F002E11.

La funzione della sezione di pre-reforming è quella di convertire gli idrocarburi superiori al metano, contenuti nella carica, in una miscela di CH₄, CO, CO₂ e H₂.

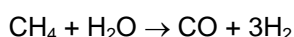
Il gas in uscita dal Pre-Reformer, prima di essere alimentato alla sezione di Reforming, viene riscaldato a circa 610°C nello scambiatore 03F002E12, collocato anch'esso nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer.

Sezione di Steam Reforming

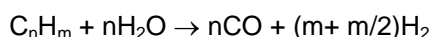
Lo Steam Reformer 03F001 converte la carica idrocarburica in alimentazione in una miscela di H₂, CO e CO₂, oltre a una piccola quantità di CH₄ non reagito, grazie alla reazione della stessa con vapore. Grazie al trattamento del gas di processo nella sezione di pre-reforming, tutti gli idrocarburi pesanti sono convertiti in metano ed il rischio di formazione di carbone è pertanto minimizzato.

Le reazioni che avvengono nella sezione di Steam Reforming sono complesse ma possono essere così riassunte:

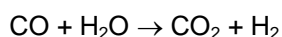
1. Reforming del metano:



2. Reforming degli idrocarburi:



3. Reazione di water gas shift:



La reazione globale è fortemente endotermica e il calore necessario è fornito dai bruciatori, del tipo Low NO_x, che riscaldano i 76 tubi, riempiti con il catalizzatore a base di nichel, contenuti del forno di Steam Reformer. In essi fluisce il gas di processo che viene inizialmente riscaldato fino alla temperatura di reazione e in seguito convertito in idrogeno.

La temperatura della corrente in ingresso allo Steam Reformer viene controllata mediante l'iniezione di acqua nello spray 03F002E02.

Come combustibile primario sono usati gli off-gas provenienti dalla PSA Unit contenenti una quantità di H₂ non separato, mentre una miscela di gas naturale e gas di raffineria è usata come combustibile secondario per bilanciare la richiesta di combustibile.

L'aria di combustione richiesta è fornita al bruciatore mediante la soffiante 03MC001, dopo essere stata preriscaldata nello scambiatore 03E004, nel quale avviene lo scambio termico con il vapore proveniente dall'accumulatore 04S003, e successivamente riscaldata fino a 350°C negli scambiatori 03F002E41 e 03F002E42, collocati nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer.

I fumi prodotti nella sezione radiante del forno, aventi una temperatura di uscita di circa 1.000-1.050°C, entrano nella sezione convettiva dello Steam Reformer, dove cedono il calore sensibile per:

- generazione di vapore a circa 50 barg nel generatore di vapore 03F002E71;
- riscaldamento della miscela gas naturale/vapore, prima di entrare nel Pre-Reformer e nello Steam Reformer, negli scambiatori 03F002E11 e 03F002E12;
- surriscaldamento del vapore negli scambiatori 03F002E31 e 03F002E32;
- evaporazione della condensa di processo nell'evaporatore 03F002E82;
- riscaldamento dell'aria di combustione negli scambiatori 03F002E41 e 03F002E42;
- riscaldamento della condensa di processo nello scambiatore 03F002E81.

Nella sezione convettiva dello Steam Reformer la temperatura dei fumi decresce fino a circa 160°C. I fumi di combustione sono infine inviati al camino mediante la soffiante 03MC002.

L'effluente dello Steam Reformer è raffreddato a circa 350°C nello scambiatore 03E001, prima di essere inviato alla successiva sezione di CO Shift, nel quale avviene l'abbattimento del CO.

Sezione di CO Shift

Lo scopo della sezione di CO Shift è la conversione del CO a CO₂, mediante reazione con vapore, generando idrogeno.

I componenti principali di questa sezione sono il reattore di conversione ad alta temperatura 04R001 (HT Converter) e quello a bassa temperatura 04R002 (LT Converter), disposti in serie. Il processo è catalitico ed è stato pertanto selezionato un catalizzatore a base di rame su ossidi di ferro e cromo per l'HT Converter, e un catalizzatore a base di ossidi di rame e zinco per l'LT Converter.

Il gas di processo dalla sezione di Reforming entra nel reattore di conversione ad alta temperatura 04R001 a una temperatura di 350°C, per poi uscire a circa 420°C, a causa dell'esotermicità della reazione. Il gas viene quindi raffreddato a circa 220°C negli scambiatori 04E001 e 04E002, nei quali avviene lo scambio termico rispettivamente con la condensa di processo proveniente dall'accumulatore 03D005 e con l'acqua proveniente dal limite di batteria.

Successivamente il gas riscaldato è alimentato nel reattore di conversione a bassa temperatura 04R002, dove il contenuto di CO viene ulteriormente ridotto fino a 0,6-0,8 vol%, producendo H₂ e CO₂.

A causa dell'esotermicità della reazione, la temperatura del gas in uscita dal reattore di conversione a bassa temperatura 04R002 è pari a circa 250°C. Prima di passare alla sezione successiva il gas viene raffreddato alla temperatura circa 38°C nelle seguenti apparecchiature:

- Scambiatore 04E009, mediante scambio termico con l'acqua proveniente dal limite di batteria;
- Scambiatore 04E003, mediante scambio termico con la condensa di processo proveniente dall'accumulatore 04S002;
- Air Cooler 04E005;
- Scambiatore 04E006, mediante scambio termico con acqua di raffreddamento.

L'idrogeno prodotto, prima di essere inviato alla sezione finale di purificazione, attraversa gli accumulatori 04S001 e 04S002, collocati nel treno di raffreddamento, dai quali viene separato il vapore non reagito, nella forma di condensa di processo.

Sezione di purificazione dell'idrogeno

La funzione di questa sezione è la separazione dell'idrogeno contenuto nel gas di processo, per ottenere la purezza richiesta.

Il gas di processo contiene infatti H₂, CO₂ e una certa quantità di CO e di gas naturale.

L'H₂ contenuto è purificato fino a un minimo di 99,9 vol% di purezza nella PSA Unit (Pressure Swing Adsorption - 06U001), nella quale le impurità vengono selettivamente adsorbite su un adsorbente ad alta pressione per poi essere successivamente deadsorbite con la diminuzione della pressione. Le operazioni di adsorbimento e deadsorbimento sono ripetute ciclicamente.

L'H₂ prodotto da questa unità è inviato al limite di batteria, e da qui alla rete di Raffineria mediante i due compressori esistenti K3NA/B, ubicati presso l'area dell'impianto RC3.

Gli altri componenti del gas di processo, insieme all'idrogeno non separato, compongono i cosiddetti off-gas, che sono inviati alla sezione di Reforming come combustibile primario per il Reformer.

Sistemi Ausiliari

Generazione di Vapore ad Alta Pressione

L'acqua demineralizzata proveniente dal limite di batteria viene alimentata al deaereatore 82D001 e, a valle delle pompe 82P001A/B, riscaldata negli scambiatori 04E002 e 04E009, mediante scambio termico con il gas di processo in uscita dai reattori di conversione ad alta temperatura 04R001 e bassa temperatura 04R002, prima di essere alimentata nell'accumulatore 03D001, dove viene prodotto vapore saturo ad alta pressione (circa 50 barg).

Parte del vapore prodotto nell'accumulatore 03D001 viene utilizzato per riscaldare il gas naturale in alimentazione, nello scambiatore 00E001. La corrente in uscita da tale scambiatore viene in seguito inviata nell'accumulatore 04S003, da cui si separa il vapore che, miscelato con vapore a bassa pressione dal limite di batteria, è utilizzato per riscaldare l'aria di combustione nello scambiatore 03E004.

La restante parte del vapore prodotto nell'accumulatore 03D001 viene surriscaldata a circa 410°C, mediante il passaggio nello scambiatore 03F002E31, collocato nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer, e in seguito utilizzata per surriscaldare il gas naturale in alimentazione nello scambiatore 00E002. La temperatura della corrente di vapore surriscaldato viene controllata mediante un parziale bypass dello scambiatore 03F002E31 e mediante iniezione di acqua nello spray 03E010.

Successivamente il vapore viene nuovamente riscaldato a 460°C mediante il passaggio nello scambiatore 03F002E32, collocato anch'esso nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer.

Parte del vapore surriscaldato è utilizzata come vapore di processo al fine di ottenere il rapporto gas naturale/vapore desiderato, mentre la restante parte viene inviata ai limiti di batteria. La temperatura della corrente di vapore surriscaldato inviata ai limiti di batteria viene controllata mediante iniezione di acqua nello spray 03E011.

Generazione di Vapore dalla condensa di processo

La condensa di processo ottenuta dal vapore in eccesso non convertito, viene raccolta negli accumulatori 04S001 e 04S002, collocati nel treno di raffreddamento della corrente in uscita dal reattore di conversione a bassa temperatura 04R002, dai quali viene inviata, mediante il sistema di pompaggio, costituito dalle pompe 04P001A/B, attraversando gli scambiatori 04E003 e 03F002E81, nell'accumulatore 03D005.

La frazione liquida separata da tale accumulatore viene inviata in due scambiatori:

- 04E001, collocato nel treno di raffreddamento della corrente in uscita reattore di conversione ad alta temperatura 04R001;
- 03F002E82, collocato nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer.

Il vapore separato dall'accumulatore 03D005 viene utilizzato unicamente come vapore di processo.

Sistema di blow down

Le correnti di blow down prodotte dagli accumulatori 03D001 e 03D005 sono inviate al successivo accumulatore 03D002, da cui si separa una corrente in fase vapore che, dopo essere stata condensata nel condensatore 03E009, è riciclata nell'accumulatore 03D002 e una fase liquida che, in seguito a raffreddamento nello scambiatore 03E007, viene inviata nell'accumulatore 80D001.

L'accumulatore 80D001 raccoglie inoltre la condensa di processo prodotta, durante l'avviamento dell'impianto, dagli accumulatori 04S001 e 04S002, previo raffreddamento nello scambiatore 04E007.

Al fine di inviare il condensato ai limiti di batteria è previsto un sistema di pompaggio, costituito dalle due pompe 80P002A/B.

L'impianto verrà collegato al sistema di blow down esistente di Raffineria.

3.2.2 Specifiche della Carica d'Impianto

L'impianto Steam Reformer converte metano al fine di produrre H₂, da inviare all'unità di ECOFINING™. Le caratteristiche del metano in carica all'impianto sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 37. Caratteristiche del metano alimentato allo Steam Reformer.

Proprietà	Unità di misura	Valore
He	% mol.	0,1
N ₂	% mol.	3,3
C ₁	% mol.	87,8
C ₂	% mol.	6,4
C ₃	% mol.	1,2
i-C ₄	% mol.	0,3
n-C ₄	% mol.	0,2
i-C ₅ + n-C ₅	% mol.	0,2
CO ₂	% mol.	0,5

3.2.3 Specifiche dei Prodotti d'Impianto

L'impianto produce H₂ con le seguenti caratteristiche:

Tabella 38. Caratteristiche dell'idrogeno prodotto dallo Steam Reformer.

Proprietà	Unità di misura	Valore
H ₂	% mol.	99,9
CO + CO ₂	vppm	< 10
N ₂	vppm	< 1.000
CH ₄ + He	% vol.	A bilancio

3.2.4 Apparecchiature principali

Di seguito si riporta l'elenco delle apparecchiature del nuovo impianto.

Tabella 39. Impianto Steam Reformer - Apparecchiature

Sigla	Servizio
Compressori Metano	Compressori di rilancio metano
00E001	Evaporatore II di alimentazione
00E002	Surriscaldatore di alimentazione
01R001	Reattore idrogenazione
01R002A/B	Reattore desolforazione
02R001	Pre-Reformer
03F001	Steam Reformer
03F002	Zona convettiva

Sigla	Servizio
03F002-E01	Attemperatore spray
03F002-E02	Attemperatore spray
03F002-E11	Preriscaldatore I vapore/alimentazione
03F002-E12	Preriscaldatore II vapore/alimentazione
03F002-E31	Surriscaldatore I vapore
03F002-E32	Surriscaldatore II vapore
03F002-E41	Riscaldatore I aria di combustione
03F002-E42	Riscaldatore II aria di combustione
03F002-E71	Generatore di vapore
03F002-E81	Preriscaldatore condensa di processo
03F002-E82	Evaporatore condensa di processo
03D001	Accumulatore di vapore
03D002	Accumulatore policarbonato Blow Down
03D003	Silenziatore vapore
03D004	Silenziatore aria di combustione
03D005	Accumulatore di vapore-policarbonato
03E001	Refrigeratore gas di processo
03E004	Preriscaldatore aria di combustione
03E007	Refrigeratore Blow Down
03E009	Condensatore policarbonato Blow Down
03E010	Attemperatore spray
03E011	Attemperatore spray
03E012	Attemperatore spray
03E013	Attemperatore spray
03MC001	Ventilatore aria di combustione
03MC002	Ventilatore gas condotto
03V901	Camino
04E001	Evaporatore condensa di processo
04E002	Preriscaldatore BFW I
04E003	Preriscaldatore condensa di processo
04E005	Refrigeratore aria
04E006	Refrigeratore finale
04E007	Refrigeratore condensa di processo
04E009	Preriscaldatore BFW II
04S001	Separatore policarbonato caldo
04S002	Separatore policarbonato freddo

Sigla	Servizio
04S003	Accumulatore vapore condensato
04P001A/B	Pompa condensa di processo
04R001	Convertitore HT
04R002	Convertitore LT
06U001	Pressure Swing Adsorption Unit
80D001	Accumulatore slop condensa
80P002A/B	Pompa slop condensa
82D001	Deaeratore
82P001A/B	Pompa BFW

3.2.5 Bilanci di materia e di energia

Lo schema semplificato del nuovo impianto Steam Reformer, illustrato nella Figura 9, riporta la produzione ed i consumi dell'impianto.

In aggiunta a quanto riportato nello schema, si sottolinea che presso le diverse sezioni della nuova unità verranno utilizzati dei catalizzatori. Le relative caratteristiche sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 40. Caratteristiche dei catalizzatori dell'impianto Steam Reforming.

Fase di utilizzo	Item	Volume (m ³)	Durata (anni)
Hydrogenation Reactor 01R001	Catalizzatore di idrogenazione	6,0	6
Desulphurization Reactor (01R002A e 01R002B)	Catalizzatore di dechlorinazione	1,4	6
	Catalizzatore di desolforazione	44,8	6
	Catalizzatore di desolforazione spinta	1,8	6
Pre-reformer (02R001)	Catalizzatore di pre-reforming	5,1	6
Steam reformer (03F001)	Catalizzatore di steam reforming	13,7	6
HT Converter (04R001)	Catalizzatore dell' HT-Converter	17,8	6
LT Converter (04R002)	Catalizzatore dell' LT-Converter	12	6

Gli unici rifiuti prodotti dalla nuova unità saranno costituiti dai succitati catalizzatori arrivati a fine vita e dai rifiuti prodotti dalle attività di manutenzione.

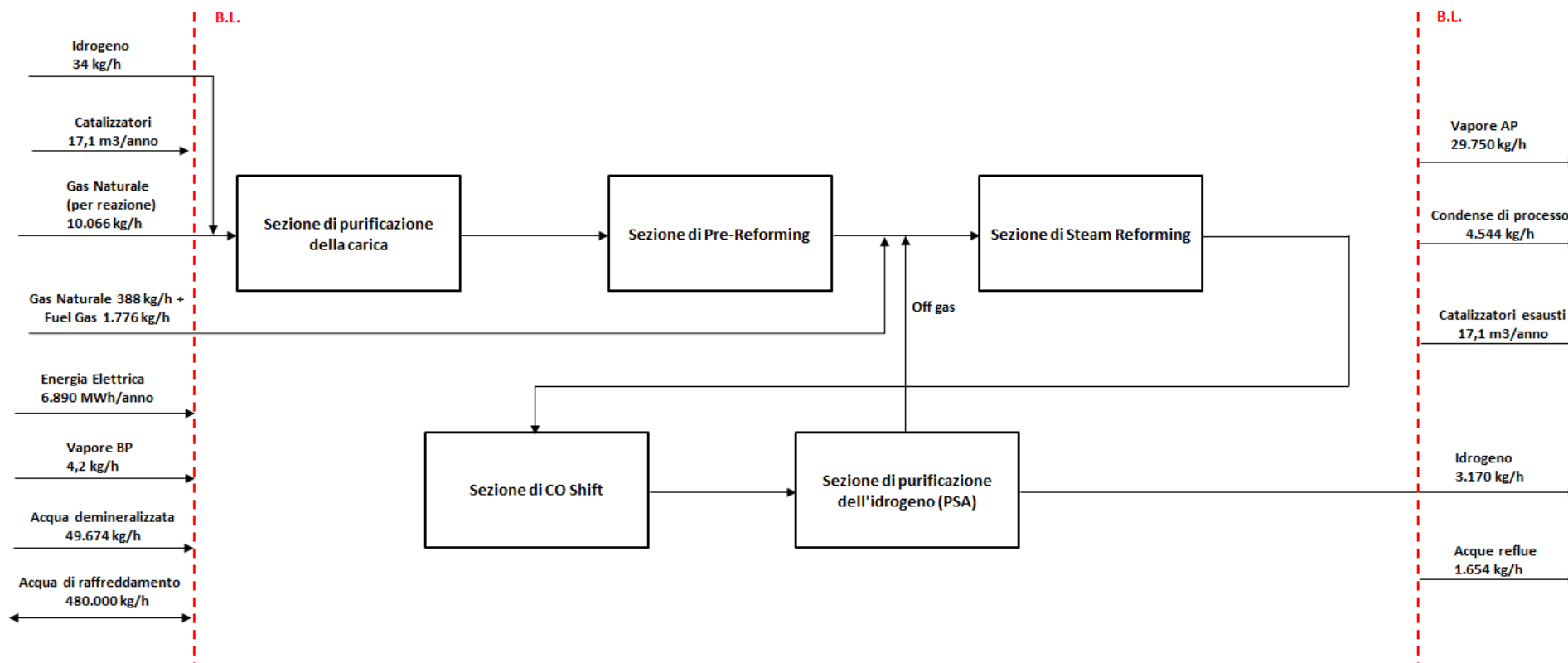


Figura 9. Bilancio di materia e di energia del nuovo impianto Steam Reformer.

B.L. = Limite di Batteria

3.3 Revamping impianto ECOFINING™

Al fine di incrementare la produzione di biocarburanti, la Raffineria intende operare un upgrade del progetto “Green Refinery” apportando delle modifiche all’unità ECOFINING™.

L’impianto ECOFINING™ ha l’obiettivo di produrre biocarburanti di elevata qualità a partire da biomasse oleose a basso costo. Tale impianto ha attualmente una capacità di trattamento pari a 400.000 t/anno di olio raffinato.

La Raffineria, nell’ambito del presente progetto, intende incrementare la capacità di trattamento dell’unità fino a circa 560.000 t/a (considerando un funzionamento dell’unità pari a 330 g/anno).

A tal fine l’impianto verrà sottoposto agli interventi di adeguamento illustrati nella seguente Tabella.

Tabella 41. Interventi di adeguamento dell’impianto ECOFINING™.

Tipologia di intervento	Item	Servizio
Sezione di Deossigenazione HF1		
Sostituzione delle pompe 21-MPE-101 A/B con nuove apparecchiature	21-MPE-205 A/B/C	Pompe di carica
Modifica forno	F-101	Forno di reazione
Sostituzione dello scambiatore esistente E-104N con nuova apparecchiatura (recuperato fascio tubiero esistente con riduzione della lunghezza)	E-204	Refrigerante effluente reattore (treno 1)
Sostituzione del compressore esistente MCE-101-C con nuova apparecchiatura	21-MCE-201	Compressore gas di riciclo
Modifica forno	F-102	Forno di reazione
Sezione di Isomerizzazione HF2		
Sostituzione del distributore alimentazione e modifica ai piatti 17-22	E-101	Stripper
Sostituzione del demister	F-109	Stripper OVHD knockout drum
Sostituzione del demister	F-106	Stripper OVHD gas compressor knockout drum

Inoltre, la Raffineria, al fine di produrre green jet fuel, intende realizzare una nuova sezione d’impianto in cui verrà frazionata la corrente di green diesel prodotta dalla sezione HF2 (isomerizzazione) dell’ ECOFINING™. Tale corrente, dopo essere stata preriscaldata in apposito treno, costituito dagli scambiatori E-1, E-2 e E-3A/B, a spese dei prodotti caldi, viene processata nella colonna di frazionamento C-71. In tale colonna, asservita dal forno F-1, che funge da ribollitore di fondo, vengono separate una corrente di green diesel (dalla testa) e una corrente di green jet fuel (da una taglio laterale), inviate entrambe a stoccaggio in serbatoi esistenti.

Dalla testa della colonna C-71 la corrente di green diesel separata, dopo raffreddamento nell’air cooler EA-1, è alimentata nell’accumulatore V-1 e da qui, a valle delle pompe P-3

A/B, in parte ricircolata in colonna e in parte inviata a stoccaggio nell'esistente serbatoio 111, dopo essere stata raffreddata nello scambiatore E-1, miscelata con una corrente separata dal fondo della colonna e ulteriormente raffreddata nell'air-cooler 01-E-74.

La corrente di green jet in uscita dalla colonna viene, a valle delle pompe P-2 A/B, raffreddato mediante passaggio negli scambiatori E-2 e E-4, a spese rispettivamente della corrente di green diesel in alimentazione e di acqua di raffreddamento, e successivamente inviato a stoccaggio negli esistenti serbatoi 307 e 325.

La corrente in uscita dal fondo della colonna viene, a valle delle pompe P-1 A/B, in parte riscaldata nel forno F-1 e ricircolata in colonna, e in parte miscelata, previo raffreddamento nello scambiatore E-3 A/B con la corrente di green diesel separata dalla testa della colonna.

In Allegato 6 è riportato il layout previsto per la nuova sezione d'impianto, mentre in Allegato 7 al presente documento si riportano i Diagrammi di Flusso (PFD) relativi all'unità di ECOFINING™ così come modificato.

Parte delle apparecchiature che costituiscono la nuova sezione d'impianto risultano già attualmente esistenti presso la Raffineria e saranno adattate al nuovo utilizzo. La restante quota parte sarà costituita da apparecchiature nuove. Di seguito si riporta l'elenco degli interventi di adeguamento previsti per la realizzazione della nuova unità di produzione del green jet fuel.

Tabella 42. Interventi di adeguamento per la realizzazione della nuova unità di produzione del green jet fuel.

Tipologia di intervento	Item	Servizio
Installazione nuovo scambiatore	E-1	Riscaldamento green diesel in alimentazione
Installazione nuovo scambiatore	E-2	Riscaldamento green diesel in alimentazione
Installazione nuovi scambiatori	E-3 A/B	Riscaldamento green diesel in alimentazione
Riutilizzo colonna esistente	C-71	Colonna di frazionamento
Installazione nuovo forno	F-1	Ribollitore
Sostituzione delle pompe esistenti 01-P-74AN/B con nuove apparecchiature	P-1 A/B	Pompe di rilancio fondo colonna
Sostituzione delle pompe esistenti 01MP-75A/B con nuove apparecchiature	P-2 A/B	Pompa di rilancio green jet
Installazione nuovo scambiatore	E-4	Raffreddamento green jet
Installazione nuovo air cooler	EA-1	Raffreddamento green diesel
Installazione nuovo vessel	V-1	Vessel green diesel
Sostituzione delle pompe esistenti 01MP-73A/B con nuove apparecchiature	P-3 A/B	Pompa di rilancio green diesel
Riutilizzo air cooler esistente	01-E-74	Raffreddamento green diesel

3.3.1 Specifiche della Carica d'Impianto

Le caratteristiche dell'olio in carica all'impianto sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 43. Caratteristiche dell'olio raffinato alimentato all'impianto ECOFINING™.

Proprietà	Unità di misura	Valore
TAN (numero di acidità totale)	mg	0,1
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	0,05
Composti insaponificabili	% wt.	1
Composti insaponificabili	% wt.	1
Metalli (Na, Ca, Mg, K, P, Fe)	% wt.	0,0005
Fosforo	% wt.	0,0003
Zolfo	% wt.	0,0003
Azoto	% wt.	0,001
Cloro	% wt.	0,00005

3.3.2 Specifiche dei Prodotti d'Impianto

Le caratteristiche del green diesel prodotto nell'impianto sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 44. Caratteristiche del green diesel prodotto dall'impianto ECOFINING™.

Proprietà	Unità di misura	Valore
Cloud Point	°C	max 0
C.F.P.P. (<i>Cold Filter Plugging Point</i>)	°C	max -12
Ossigeno	% wt.	max 0,5
Intervallo di distillazione	°C	IBP* - 340
Densità	kg/l	0,775 - 0,900

* Initial Boiling Point

Come sottoprodotti, l'impianto ECOFINING™ produce inoltre:

- green GPL (77%mol propano), che costituirà le quote bio del GPL movimentato;
- green nafta, che costituirà le quote bio della Benzina Euro 5 movimentata;
- green jet fuel.

3.3.3 Bilanci di materia e di energia

Lo schema semplificato dell'impianto ECOFINING™, a valle dell'intervento di revamping, illustrato nella Figura 10, riporta la produzione ed i consumi dell'impianto.

In aggiunta a quanto riportato nello schema, si sottolinea che presso le diverse sezioni dell'impianto ECOFINING™ verranno utilizzati dei catalizzatori.

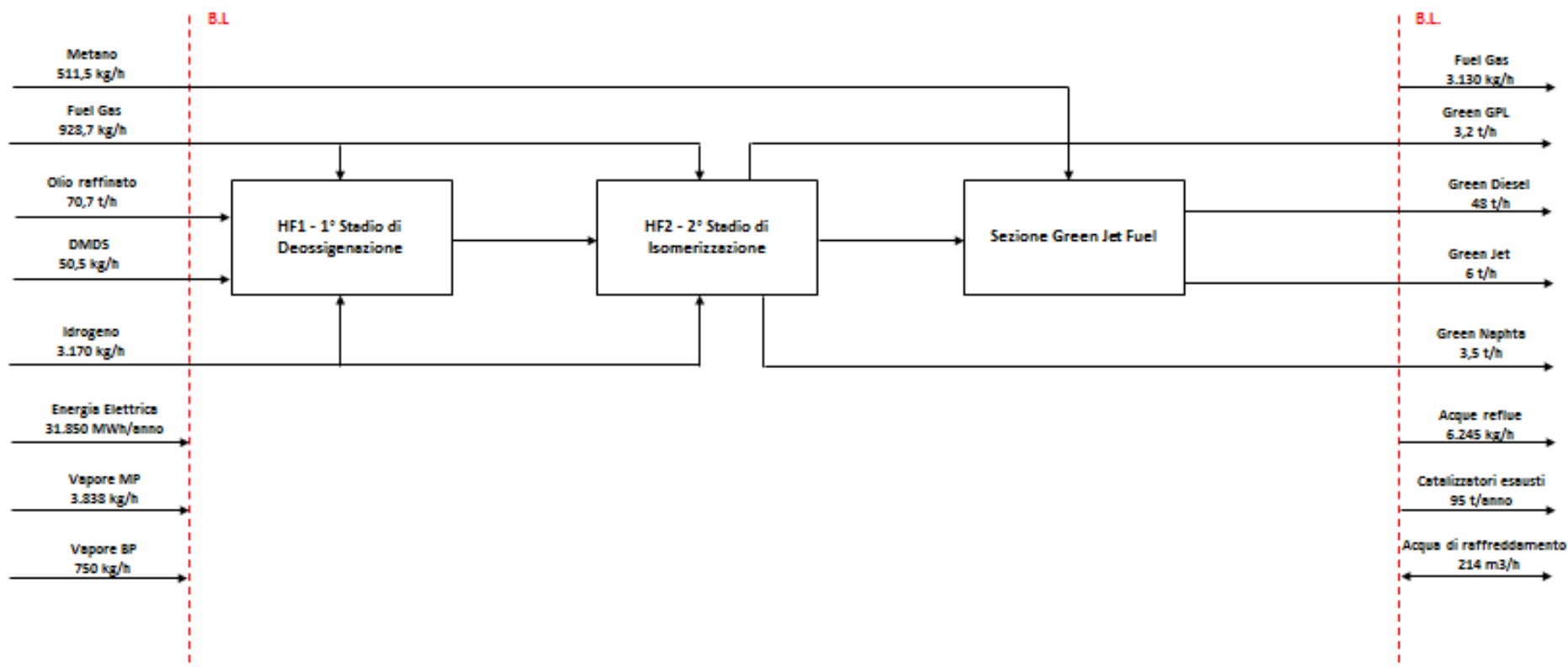


Figura 10. Bilancio di materia e di energia del impianto ECOFINING a valle degli interventi di revamping.

B.L. = Limite di Batteria

3.4 Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione

Anche i nuovi impianti, a valle dell'implementazione del progetto, saranno dotati della necessaria strumentazione dedicata al controllo, regolazione e protezione al fine di garantire la marcia sempre in condizioni di sicurezza.

In linea con le Best Practices internazionali, ed al fine di garantire la massima affidabilità e sicurezza nei sistemi di controllo e di protezione degli impianti, i segnali provenienti dai nuovi impianti, in analogia agli esistenti, verranno gestiti separatamente da due sistemi distinti:

- DCS – Distributed Control System – sistema per la gestione operativa ed il controllo dei parametri di processo;
- PLC – Programmable Logic Controller – sistema per la gestione dei blocchi e delle messe in sicurezza automatiche impianti.

Pur mantenendo distinte le funzioni di controllo (DCS) da quelle di sicurezza (PLC) i due sistemi comunicano costantemente in tempo reale garantendo in tal modo il monitoraggio continuo del segnale analogico su entrambi i sistemi.

Per garantire l'affidabilità del sistema nel suo complesso, in fase di progettazione ed in fase di esercizio saranno implementate le seguenti linee guida:

- ridondanza degli elementi posti a salvaguardia dei punti individuati come critici, in maniera che il guasto di uno di essi (alla cui sostituzione si provvede immediatamente appena avutone segnalazione) non abbia ripercussione alcuna sulla sicurezza d'esercizio;
- progettazione del sistema in grado di mettere automaticamente l'impianto in condizione di sicurezza d'esercizio nel caso di ulteriore guasto;
- adeguati programmi e procedure di verifica e manutenzione.

Di seguito, si riporta uno schema riassuntivo dell'esistente rete interna di Raffineria in cui si evidenzia, oltre all'indipendenza nella gestione della regolazione e della protezione, anche la comunicazione dei due sistemi, DCS e PLC, che permette al DCS di leggere sul PLC e registrare e visualizzare Blocchi e Allarmi. Analoga filosofia sarà implementata nella realizzazione dei nuovi impianti.

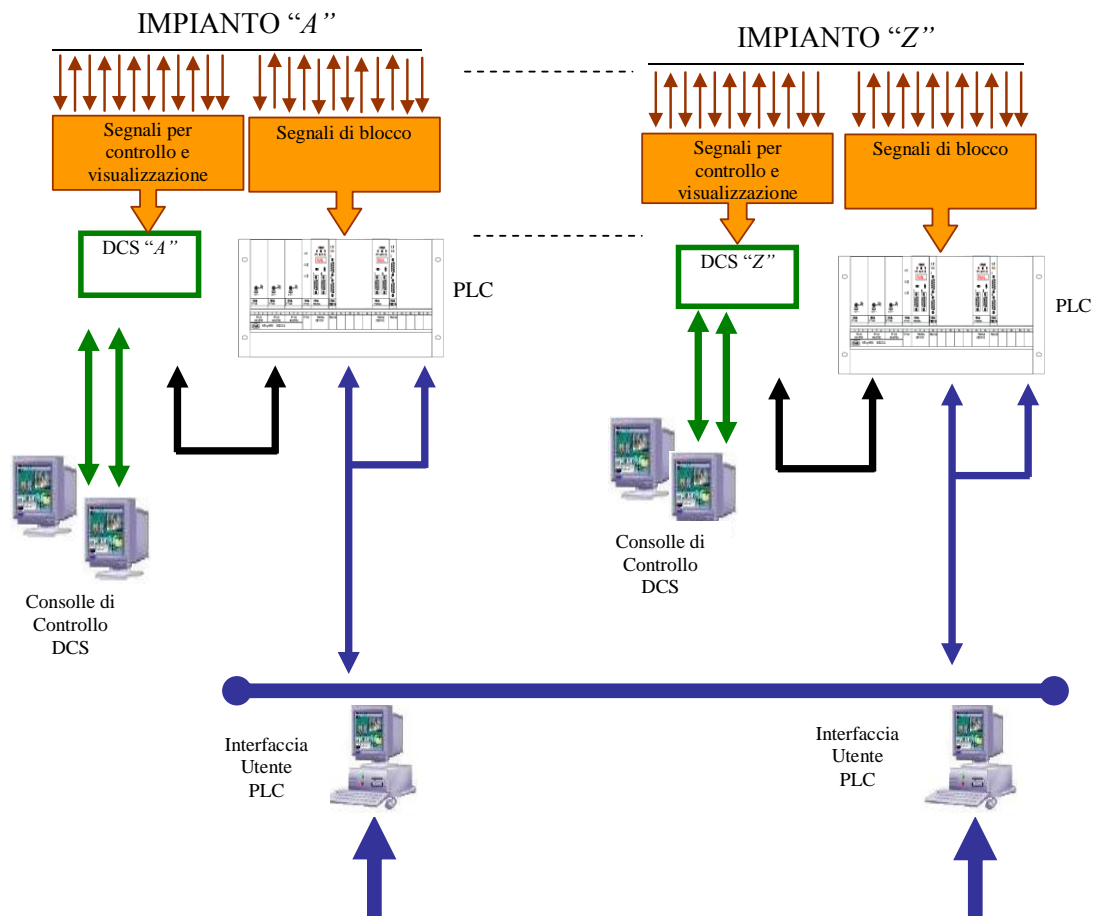


Figura 11. Schema rete distribuzione dati PLC - Campo, DCS - Campo e PLC - DCS.

3.5 Interconnecting

L'interconnecting delle nuove unità previste è stato progettato tenendo conto dei seguenti fattori:

- disponibilità delle utilities ed unità esistenti;
- minimizzazione dei percorsi delle tubazioni;
- necessità di effettuare operazioni per il sezionamento degli impianti;
- flessibilità di lavorazione della Raffineria.

La nuova unità di pretrattamento ha lo scopo di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella carica all'unità ECOFINING™. Tale carica è costituita da una miscela di olio vegetale grezzo (quale olio di palma grezzo), grassi animali e oli esausti di frittura che verranno stoccati presso appositi serbatoi. In particolare l'olio vegetale grezzo verrà stoccato presso i serbatoi esistenti denominati S112 e S105. I grassi animali e gli oli esterificati saranno invece stoccati nei nuovi serbatoi denominati rispettivamente TK6GA, TK7 e TK5, ubicati presso la nuova Tank Farm - Impianto PTO.

Dalla nuova unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™ si otterrà una corrente di biomassa oleosa raffinata, che verrà inviata a stoccaggio nell'esistente serbatoio S104.

Il nuovo impianto Steam Reformer produrrà l'idrogeno che verrà inviato in alimentazione all'unità ECOFINING™. Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione (circa 50 barg) che verrà immesso nella rete vapore esistente della Raffineria.

L'acqua di processo e di raffreddamento ed i vettori energetici necessari al funzionamento delle nuove unità (vapore, energia elettrica e metano) verranno forniti dagli impianti utilities esistenti della Raffineria.

Le condense generate dai nuovi impianti verranno reimmesse nel circuito di recupero esistente, mentre tutti i reflui di processo verranno convogliati nella rete fognaria per trattamento presso l'impianto TE e successivo conferimento all'impianto consortile SIFA.

I fluidi di processo scaricati dalle valvole di sicurezza saranno convogliati al sistema Torcia esistente.

3.6 Analisi dei Malfunzionamenti

Per il progetto oggetto del presente documento la Raffineria intende effettuare le necessarie analisi di rischio previste dalla normativa vigente, in particolare dal D.Lgs. 334/99 e s.m.i..

Nel presente capitolo si riporta una valutazione preliminare dei rischi connessi all'impiego delle sostanze detenute e manipolate negli impianti oggetto del presente Studio di Impatto Ambientale; tale analisi consiste nella individuazione di eventi incidentali di riferimento e nell'analisi delle possibili evoluzioni degli incidenti verso scenari incidentali sulla base di:

- studio degli incidenti tipici che caratterizzano unità analoghe, sia per processo che per tipologia di sostanza utilizzata;
- studio relativo al layout integrato installazioni nuove/esistenti.

Nella Tabella 45 si riporta, per ciascuno degli impianti da realizzare, un elenco (non esaustivo) di eventi incidentali caratteristici (Top Events) che possono avere credibilmente origine nell'attività industriale in esame e che possono essere generati:

- da cause di processo (generati, quindi, da guasti/sequenze di guasti o malfunzionamenti dei sistemi di regolazione, errori di conduzione o di manovra, indisponibilità dei sistemi di blocco, allarme, etc.);
- da cause random cioè non riconducibili direttamente a cause di processo (rottture o perdite dovute a fenomeni di usura, corrosione, stress del materiale, difetti di montaggio, fatica, etc.).

Nella successiva Tabella 46 sono invece indicati gli scenari incidentali che possono derivare dai Top events di riferimento (ad esempio jet fire, esplosione, rilascio tossico, etc.) con le

relative distanze di danno, desunte da precedenti studi su impianti simili. A tal proposito, si precisa quanto segue:

- i dati riportati sono riferiti ad impianti simili ma non uguali;
- le conseguenze degli scenari riportati sono il risultato di:
 1. simulazioni non sempre effettuate con i medesimi codici di calcolo (seppur tutti validati e certificati);
 2. composizioni dei fluidi simili ma non uguali;
 3. condizioni di esercizio simili ma non uguali;
 4. condizioni meteo tipiche dei siti nei quali gli impianti sono stati installati;
 5. le distanze tabulate sono relative a simulazioni in condizioni stazionarie e senza tenere conto dell'intervento di sistemi di emergenza (isolamento, raffreddamento, barriere ad acqua, ecc.);
 6. le distanze non tengono conto di effetti schermanti di altre apparecchiature e/o edifici.

Gli eventi incidentali e i relativi scenari incidentali associabili ai nuovi impianti risultano del tutto analoghi a quelli relativi agli impianti già presenti presso la Raffineria.

Tabella 45. Descrizione degli eventi incidentali.

Unità	Evento incidentale (Top Event)
Pretrattamento Oli	Rilascio dalla condotta di alimentazione dell'olio grezzo e di acqua calda (95°C).
	Rilascio dai serbatoi di stoccaggio di acido citrico e soda caustica.
	Presenza di olio nelle terre decolorate esauste.
Steam Reformer	Rottura cilindro compressore gas di alimentazione per liquido di aspirazione.
	Rottura mandata compressore gas di alimentazione.
	Esplosione in camera di combustione forno steam reforming.
	Rilascio dal refrigerante ad aria del gas di processo.
	Passaggio di gas di processo al degasatore.
	Perdita significativa da linea gas ingresso.

Tabella 46. Descrizione degli scenari incidentali.

Unità	Scenari Incidentali
Pretrattamento Oli	In caso di rilascio di olio grezzo, acqua calda, acido citrico e soda caustica i principali rischi ad essi connessi sono quelli di bruciatura da contatto. La presenza di olio nelle terre decolorate esauste può provocare un incendio nel loro contenitore finale.
Steam Reformer	In caso di rilascio di idrogeno gli scenari incidentali prevedibili sono: <ul style="list-style-type: none">○ Jet fire per innesco immediato. Questo scenario comporta irraggiamento di 5 kW/m^2 a 19 m (lesioni irreversibili per le persone) e 12.5 kW/m^2 a 16.5 m (danni alle strutture);○ Flash Fire per innesco ritardato con LFL/2 a 21 m. Nel caso invece di esplosione in camera di combustione forno steam reforming, con sfogo attraverso le portelle di scoppio, di gas in fase di combustione, le principali conseguenze esterne sono dovute all'irraggiamento causato da fiamme/fumi caldi fuoriuscenti dalle aperture presenti che, data la breve durata del fenomeno, provocherebbero danni solo per chi si trovasse nelle vicinanze del forno. Gli effetti sono normalmente limitati all'area dell'impianto stesso.

Si fa presente che per entrambe le configurazioni future (ciclo tradizionale post-operam e ciclo alternativo "green") non saranno più presenti gli eventi e gli scenari incidentali dell'unità di Distillazione Primaria DP2, in quanto questa verrà demolita. Inoltre per il ciclo alternativo "green" post operam, rispetto alla configurazione ante operam, non saranno presenti gli eventi e gli scenari incidentali relativi agli impianti di Reforming Catalitico (RC3) e di Isomerizzazione (ISO), che saranno messi in conservazione.

I risultati sopra esposti sono da considerarsi obiettivi minimi, in quanto nello sviluppo dell'ingegneria di dettaglio saranno implementati tutti gli accorgimenti tecnicamente validi per ridurre sia le frequenze attese (essenzialmente mediante miglioramenti dei sistemi di controllo, allarme e blocco) che le conseguenze pericolose (mediante sistemi di depressurizzazione, rilevamento incendio e gas, sistemi di protezione attiva e passiva dal fuoco).

3.7 Criteri di Progettazione Impianti Elettrici

Tutte le attrezzature elettriche installate saranno conformi alle Norme IEC (International Electrotechnical Commission) e CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), comprovate con relativa documentazione di conformità.

Le sezioni di nuova installazione sono progettate e verranno realizzate in accordo ai requisiti richiesti dalle Direttive ATEX 94/9/CE e 99/92/CE.

Per la progettazione degli impianti elettrici sono state pertanto adottate le seguenti norme standard:

Norme IEC (International Electrotechnical Commission):

- IEC/EN 60439-1: Low-voltage switchgear and control gear assemblies - Part 1: Type-tested and partially type-tested assemblies;

- IEC/EN 60439-2: Low voltage switchgear and control gear assemblies - Part 2: Particular requirements for busbar trunking systems (busways);
- IEC 60287-1-1: Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses - General;
- IEC 60364-1: Electrical installations of buildings - Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions;
- IEC/EN 60529: Degree of protection provided by enclosures (IP Code);
- IEC/EN 60076-1: Power transformers - Part 1: General;
- IEC 60027-1: Corrected and reprinted 1995-03-31. Letter symbols to be used in electrical technology - Part 1: General;
- IEC/EN 60534-1: Industrial-process control valves. Part 1: Control valve terminology and general considerations;
- IEC 60534-2-1: Industrial-process control valves. Part 2-1: Flow capacity - Sizing equations for fluid flow under installed conditions;
- EN 60079/10 (CEI 3130): Classification areas criteria.

Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano):

- CEI EN 62305: Protezione contro i fulmini;
- CEI EN 60079: Atmosfere esplosive;
- CEI EN 50050: Costruzioni elettriche per atmosfere potenzialmente esplosive - Apparecchiature portatili di spruzzatura elettrostatica;
- CEI EN 50053: Prescrizioni per la scelta, l'installazione e l'uso di apparecchiature di spruzzatura elettrostatica per prodotti infiammabili;
- CEI-EN 50033: Costruzioni elettriche per atmosfere potenzialmente esplosive;
- CEI 31-35: Guida per la classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 64-8: Prescrizioni di progettazione ed esecuzione impianti elettrici;
- CEI 64-2: Impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 3-14, 3-15, 3-16, 3-18, 3-19, 3-20, 3-23: Norme sui simboli grafici per gli schemi elettrici;
- CEI EN 60848: Specifica di linguaggio GRAFCET per diagrammi funzionali in sequenza;
- CEN EN 61082: Preparazione di documenti utilizzati in elettrotecnica;

- CEI EN 50522: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI EN 61936: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo;
- CEI 11-37: Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV.

3.8 Criteri di Progettazione dei Sistemi di Scarico della Pressione

Gli scarichi di sicurezza sono progettati in conformità alla normativa PED (Pressure Equipment Directive), Capo IV - Titolo I del D.M. 21/05/1974 ed alle relative specificazioni della raccolta E, fascicolo E-1/D ultima edizione (ISPESL).

Le valvole di sicurezza sono dimensionate in accordo alla ISPESL ed alle API RP 520.

3.9 Criteri di Progettazione della Strumentazione

Gli standard e le specifiche di riferimento per la progettazione sono le norme Eni di seguito elencate:

- 0062.00 Rev.8: Manometri con elemento a molla;
- 0063.00 Rev.0: Manometri con elemento a membrana;
- 0134.00 Rev.2: Rivestimento apparecchiature metalliche;
- 0163.00 Rev.20: Cavi elettrici di estensione e compensazione per termocoppie;
- 0164.00 Rev.5: Termocoppie industriali;
- 0165.00 Rev.5: Termoresistenze industriali;
- 0166.00 Rev.5: Tubo rigido per impianti elettrici (senza saldatura);
- 0175.00 Rev.3: Tubi singoli e multipli per strumentazione;
- 0181.00 Rev.2: Cavi elettrici per strumentazione;
- 0184.00 Rev.2: Cavi per energia elettrica;
- 0185.00 Rev.3: Termometri a quadrante bimetallici;
- 0197.00 Rev.2: Pozzetti termometrici;

- 0204.00 Rev.5: Raccorderia per impianti elettrici;
- 0209.00 Rev.2: Passerelle prefabbricate portacavi;
- 0350.00 Rev.0: Tubi rigidi senza saldatura;
- 0352.00 Rev.0: Tubo di precisione in acciaio senza saldatura (tubing);
- 0361.00 Rev.2: Flange in acciaio per diaframmi con orifizio calibrato: tipo S.O. - RJ;
- 0362.00 Rev.2: Flange in acciaio per diaframmi con orifizio calibrato: tipo W.N. - RJ;
- 0380.00 Rev.2: Raccorderia S.W.;
- 0381.00 Rev.2: Raccorderia filettata ANSI 3 2.1 NPT;
- 0382.00 Rev.3: Nippoli di riduzione;
- 0383.00 Rev.0: Nippoli da tubo;
- 0390.00 Rev.2: Diaframmi con orifizio concentrico ed anelli distanziatori per flange a gradino (RF) - classe 125-2500;
- 0392.00 Rev.0: Diaframmi con orifizio concentrico ed anelli distanziatori per flange ed anelli Ring Joint (RJ) - classe 150-2500;
- 0401.00 Rev.4: Valvole.

Oltre alle specifiche suddette si fa riferimento anche alle seguenti normative internazionali:

- ISA S.5.1: Simbologia strumentazione locale;
- ISA S.5.2.: Simbologia per diagrammi in logica binaria;
- ISA S.5.3.: Simbologia strumenti collegati a DCS;
- ISA S.18.1.: Specifica e sequenza per annunciatori d'allarme;
- ANSI C-96.1: Termocoppie per misura di temperatura;
- DIN 43760: Termoresistenze per misura di temperatura;
- API-RP-550: Manuale per l'installazione di sistemi di controllo;
- ISO-5167: Misure di portata con dischi calibrati;
- ISO-5168: Errore associato alla misura di portata con dischi calibrati;
- BS 1042: Misure di portata con dischi a quarto di cerchio;
- ANSI B 16.5: Valvole e raccorderia flangiata;
- CEI 64.2: Norme per gli impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione;

- ISA S 75.01: Dimensionamento valvole di controllo. Calcolo C.V.;
- API RP 520: Raccomandazioni per il progetto e l'installazione dei sistemi di pressione di sicurezza;
- ISPEL: Criteri e dimensionamento valvole di sicurezza;
- EN 50014: Appareti elettrici per atmosfere potenzialmente esplosive. Requisiti generali;
- EN 50016: Appareti pressurizzati "p";
- EN 50013: Custodie flameproof "d";
- EN 50019: Sicurezza aumentata "e";
- EN 50020: Sicurezza intrinseca "i".

3.10 Criteri di Progettazione dei Recipienti di Processo, delle Tubazioni e dei Serbatoi

La progettazione, la costruzione, l'ispezione ed il collaudo di tutte le colonne ed i recipienti in pressione vengono effettuate in accordo alle norme PED, per quanto in esse contemplato, ed alle norme ASME, ANSI ed ASTM, per quanto non contemplato dalle norme ISPEL alle disposizioni ENPI o legislative in materia.

In particolare tali attività vengono effettuate secondo le norme:

- Recipienti in pressione:
 - ASME "Boiler and Pressure Vessel Code":
 - Section VIII, Division 1, 2 and 3;
 - Section II;
 - Section IX;
 - AD 2000 Merkblätter "Code for pressure";
 - ASME/ANSI B16. 5, B16.20, B16.21 e B18.2;
 - API 941 "Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperatures and Pressures in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants";
 - Uniform Building Code;
 - PES-AD 6 Non-destructive Testing;
 - PES-AD 3 Additional requirements for hydrogen and sourgas service;

- ES-Y1 Painting;
- Material certificates according to EN10204-3.1 (ASME-design) or as per AD 2000 W - Series (AD 2000/DIN-design);
- ES-X18 Piping Connection;
- Scambiatori:
 - ASME “Boiler and Pressure Vessel Code”:
 - Section VIII, Division 1 or 2;
 - Section II;
 - AD Merkblätter, TRB, TRD, DIN-Standards;
 - TEMA (Tubular Exchanger Manufacturers Association) Standards;
 - API 660 “Shell and Tube Heat Exchangers for General Refinery Service”;
 - HEI standards for steam surface condensers;
 - PES-AD1 Pressure vessels;
 - API 661 “Air-Cooler Heat Exchangers for General Refinery Service”;
- Serbatoi:
 - API 650: Welded Steel Tanks for Oil Storage;
 - API 620: Design and Construction of Large Welded Low-Pressure Storage Tanks;
 - API 2000: Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks;
- Tubazioni:
 - ANSI B1.20.1: Pipe Threads, General Purpose;
 - ANSI B16.10: Face-to-Face and End-to-End Dimensions of Valves;
 - ANSI B16.11: Forged Fittings, Socket-Welding and Threaded;
 - ANSI 16.5: Pipe Flanges and Flanged Fittings;
 - ANSI B16.9: Factory-Made Wrought Steel Butt Welding Fittings;
 - ANSI B31.3: Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping;
 - ANSI B36.10: Welded and Seamless Wrought Steel Pipe;
 - ANSI B36.19: Stainless Steel Pipe;
 - AWWA C207: Steel Pipe Flange for Waterworks;

- BS 5156: Diaphragm Valves;
- DIN 3202 or UNI: Face-to-Face dimensions for wafers type valves;
- MSS SP 43: Wrought Stainless Steel Butt-Welding Fittings;
- MSS SP 80: Bronze Gate, Globe, Angle and Check Valves;
- UNI 5443: Piping in polypropylene;
- API 602: Compact Steel Gate Valves - Flanged, Threaded, Welding and Extended Body Ends.

3.11 Sistema antincendio

3.11.1 Criteri Generali di Progetto

I criteri che in generale verranno presi in considerazione per la progettazione del sistema antincendio per i nuovi impianti sono i seguenti:

- UNI 9490 “Alimentazioni idriche per impianti automatici antincendio”;
- UNI 9485 “Idranti soprasuolo”;
- UNI 10779 “Rete idranti”;
- DM 31/07/34 “Approvazione delle norme di sicurezza per la lavorazione, l’immagazzinamento, l’impiego o la vendita di oli minerali, e per il transito degli oli stessi”;
- DM 13/10/94 “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione, l’installazione e l’esercizio dei depositi di GPL, in serbatoi fissi di capacità complessiva superiore a 5 m³ e/o in recipienti mobili di capacità complessiva superiore a 5.000 kg”;
- NFPA 11 “Low expansion foam”;
- NFPA 15 “Water spray fixed system”;
- NFPA 16 “Deluge foam-water sprinkler and foam water spray system”;
- NFPA 20 “Installation of stationary pumps”;
- NFPA 30 “Flammable and combustible liquid code”;
- API STD 2030 “Application of fixed water spray system for fire protection in the petroleum industry”;
- IM.12.2.1.2 “IRI GAP – Fixed protection for oil and chemical plants”;

- IM.14.0.1 “IRI GAP – Fire protection water supplies”;
- IM.14.1.10 “IRI GAP – Estimating fire protection water demands”;
- Standard interni;
- Best Practices HSE di Divisione.

3.11.2 Classificazione delle Aree con Pericolo di Esplosione

La Classificazione delle Aree Pericolose sarà svolta in accordo alle Norme CEI EN 60079-10 e CEI EN 50281-3, applicabili al progetto, ai fini della definizione dell'estensione delle zone pericolose entro le quali il materiale elettrico deve rispondere a determinati requisiti.

L'attività di classificazione aree pericolose è propedeutica alla applicazione della normativa di recepimento della *Direttiva CE ATEX (D.Lgs. 233/03, DPR 126/98)*.

L'attività consiste nell'esame delle sorgenti di rilascio di prodotti infiammabili identificate dalle Unità di Processo, nella valutazione della loro dispersione al fine della definizione del tipo e dell'estensione delle Zone Pericolose, così come sono definite nella Norma applicata.

3.11.3 Sistemi di Rilevazione Fire & Gas

Per i sistemi di rilevazione Fire & Gas saranno adottate le seguenti norme standard di progettazione:

- Norme UNI EN 54-1, 54-2, 54-3, 54-4, 54-5, 54-6, 54-7, 54-10, 54-11, 54-12;
- Norma UNI 9795: “Sistemi fissi automatici di rilevazione, di segnalazione manuale e di allarme incendio”;
- Norma CEI EN 60079: Atmosfere esplosive;
- Norma CEI 31-35: Guida per la classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione;
- Direttiva 1999/92/CE del 16/12/99, detta anche direttiva ATEX 137, recepita dallo Stato italiano con D.Lgs. 233 del 12 Giugno 2003, relativa alle prescrizioni minime per il miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori che possono essere esposti al rischio di atmosfere esplosive, entrata in vigore il 10/09/03;
- D.M. 26/2/04: “Ministero del lavoro e delle politiche sociali definizione di una prima lista di valori limite indicativi di esposizione professionale degli agenti chimici” HSE – Fire and gas detection – 30.01.2004;
- Standard proprietari;
- Norme API RP 55: “Recommended Practices for Oil and Gas Producing and Gas Processing e API 551/2/4/5 – Instrument and control system installation.

- British Standard BS EN 50241-2:1999 e British Standard BS EN 50073:1999;
- Norme ISA S5.1, ISA S5.2, ISA S5.3, ISA S5.5 e ISA S5.4;
- Norma IEC 61508, IEC 61000 (ex IEC 801), IEC 61131, IEC 61131-2, IEC 61131-3, IEC 61131-5, IEC 61511-1, IEC 61511-2 e IEC 61511-3;
- Norma EN 61779-1, EN 61779-2, EN 61779-3, EN 61779-4, EN 61779-5;
- Best Practices HSE di Divisione.

Legislazione Italiana

- DM 31/07/34 - "Approvazione delle norme di sicurezza per la lavorazione, l'immagazzinamento, l'impiego o la vendita di oli minerali, e per il trasporto degli oli stessi";
- DM 13/10/94 - "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di G.P.L. in serbatoi fissi di capacità complessiva superiore a 5 m³ e/o in recipienti mobili di capacità complessiva superiore a 5.000 kg";
- D.Lgs 17/08/99 n° 334 - "Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose";
- DM 09/08/00 - "Linee guida per l'attuazione del sistema di gestione della sicurezza";
- DM 09/08/00 - "Individuazione delle modificazioni di impianti e di depositi, di processi industriali, della natura o dei quantitativi di sostanze pericolose che potrebbero costituire aggravio del preesistente livello di rischio";
- D.Lgs. 21/09/05, n° 238 - "Attuazione della Direttiva 2003/105/CE che modifica la Direttiva 96/82/CE, sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose";
- DM 22/01/08, n° 37 - "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici";
- D.Lgs. 09/04/08 n°81 - "Tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro - Attuazione articolo 1, legge 123/2007 - Abrogazione D.Lgs. 626/1994".

Sulla base dei riferimenti precedentemente elencati, sono stati definiti i criteri generali per la definizione del sistema per la rivelazione tempestiva di eventuali rilasci di sostanze tossiche e/o infiammabili e principi di incendio che possono accadere in impianto, con il fine di mettere in atto misure per proteggere il personale, le apparecchiature d'impianto e l'ambiente circostante.

Le attività previste sono le seguenti:

- Elaborazione dei criteri di base e della filosofia dei sistemi di rivelazione incendio e gas ed individuazione delle apparecchiature protette dal sistema;
- Definizione della tipologia di rivelatore di gas in funzione della sostanza da rilevare;
- Definizione delle soglie di intervento;
- Definizione del posizionamento dei rilevatori e degli allarmi gas e incendio;
- Verifica della correttezza del posizionamento dei rilevatori e degli allarmi in campo.

Tipologie dei Rivelatori di Gas

In funzione delle differenti sostanze da rivelare e dell'ubicazione dei possibili punti di rilascio, verranno individuate differenti tipologie di rivelatori da installare, così come definito nel seguito.

Gas Infiammabili

I sensori dei dispositivi di rivelazione per gas infiammabili saranno in grado di rivelare in continuo la presenza di gas nel punto di possibile perdita.

Il limite di concentrazione di riferimento è il limite inferiore di infiammabilità (LEL) che sarà preso pari a quello del gas più critico.

Sono previste due soglie di intervento, rispettivamente pari a:

- Pre-Allarme: in caso di raggiungimento di concentrazioni pari al 15% del LEL;
- Allarme: in caso di raggiungimento di concentrazioni pari al 30% del LEL.

Gas Tossici

I sensori per i dispositivi di rilevamento di gas tossici saranno in grado di monitorare in continuo la presenza di gas nei punti di possibile perdita.

Posizionamento dei Rivelatori di Gas

Sulla base delle planimetrie di impianto e della disposizione delle apparecchiature, il posizionamento dei rivelatori di gas sarà effettuato nelle zone di impianto in cui si possano verificare con maggiore probabilità rilasci accidentali di materiale tossico e/o infiammabile, tenendo conto anche delle caratteristiche atmosferiche prevalenti nell'area di interesse.

In fase di ingegneria di dettaglio, sulla base dei principi sopra esposti, sarà sviluppato il posizionamento di dettaglio dei sensori, che verrà rappresentato su apposita planimetria.

3.11.4 Criteri per i Rivestimenti Protettivi Antifuoco – Fire Proofing

Ogni apparecchiatura verrà analizzata per identificare le sostanze pericolose trattate ed i relativi quantitativi, per poter definire le zone ove si può verificare un incendio con fuoco sostenuto e di conseguenza individuare le aree entro le quali le strutture portanti, i supporti delle apparecchiature e quanto altro debba essere protetto dagli effetti di un incendio, ai fini

della messa in sicurezza dell'impianto (es. valvole di blocco) dovranno essere soggette a protezione passiva.

Verranno altresì applicati gli standard di Divisione (Best Practices HSE).

3.12 Fase di Cantiere

L'allestimento del cantiere sarà operato in modo da garantire il rispetto delle più severe norme in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le scelte delle tecnologie e delle modalità operative per la gestione del cantiere saranno dettate, oltre che da esigenze tecnico-costruttive, anche dall'esigenza di contenere al massimo la produzione di materiale di rifiuto, i consumi per i trasporti, la produzione di rumore e di polveri dovuti alle lavorazioni direttamente e indirettamente collegate all'attività del cantiere, ed infine gli apporti idrici ed energetici.

Tutte le attività di progetto saranno realizzate adottando tutte le cautele e le procedure previste dalla legge, in pieno coordinamento con l'art.7 dell' "Accordo di programma per la bonifica e la riqualificazione ambientale del SIN di Venezia – Porto Marghera ed aree limitrofe" siglato tra il MATTM e gli Enti locali, con le procedure di messa in sicurezza e bonifica attualmente in corso ed autorizzate e con tutti i progetti in essere. Inoltre le attività in progetto non interferiranno alcun modo con quanto previsto ed approvato per la bonifica della falda e con la messa in sicurezza operativa (MISO) relativa ai terreni dell'area di Raffineria.

La durata della fase di cantiere per le attività che verranno realizzate all'interno dei confini della Raffineria (realizzazione impianto di pretrattamento oli, realizzazione impianto Steam Reforming e revamping impianto ECOFINING™) è stata stimata complessivamente di circa 17 mesi.

I nuovi impianti di pretrattamento oli e Steam Reforming verranno realizzati nell'area ex DP1 (attualmente libera) e nell'area dove è attualmente ubicata l'unità DP2, che verrà demolita. La sezione di produzione di green jet fuel verrà invece realizzata nell'area dell'impianto DP3.

Le tempistiche precedentemente indicate comprendono anche l'attività di demolizione.

Il numero medio di occupati nei lavori di cantiere sarà mediamente di circa 150 persone, con picchi previsti attorno a 200 persone.

La distribuzione indicativa della domanda di manodopera durante la fase di cantiere è schematizzata nella seguente Figura.

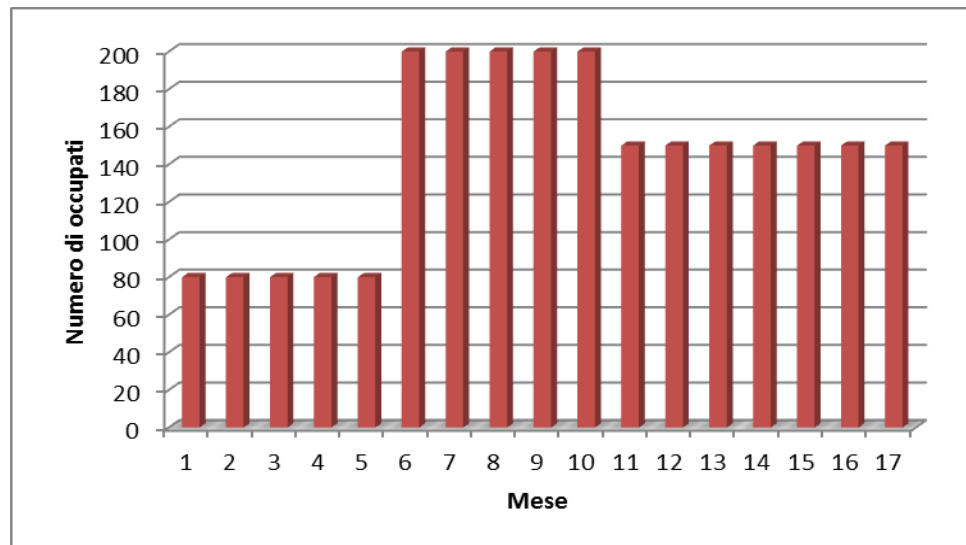


Figura 12. Distribuzione necessità occupazionale durante la fase di cantiere.

3.12.1.1 Attività di sbancamento

L'area complessiva interessata dalle attività per la realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi avrà un'estensione pari a circa 7.700 m². Nella seguente Figura viene riportata l'ubicazione delle aree di realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi.

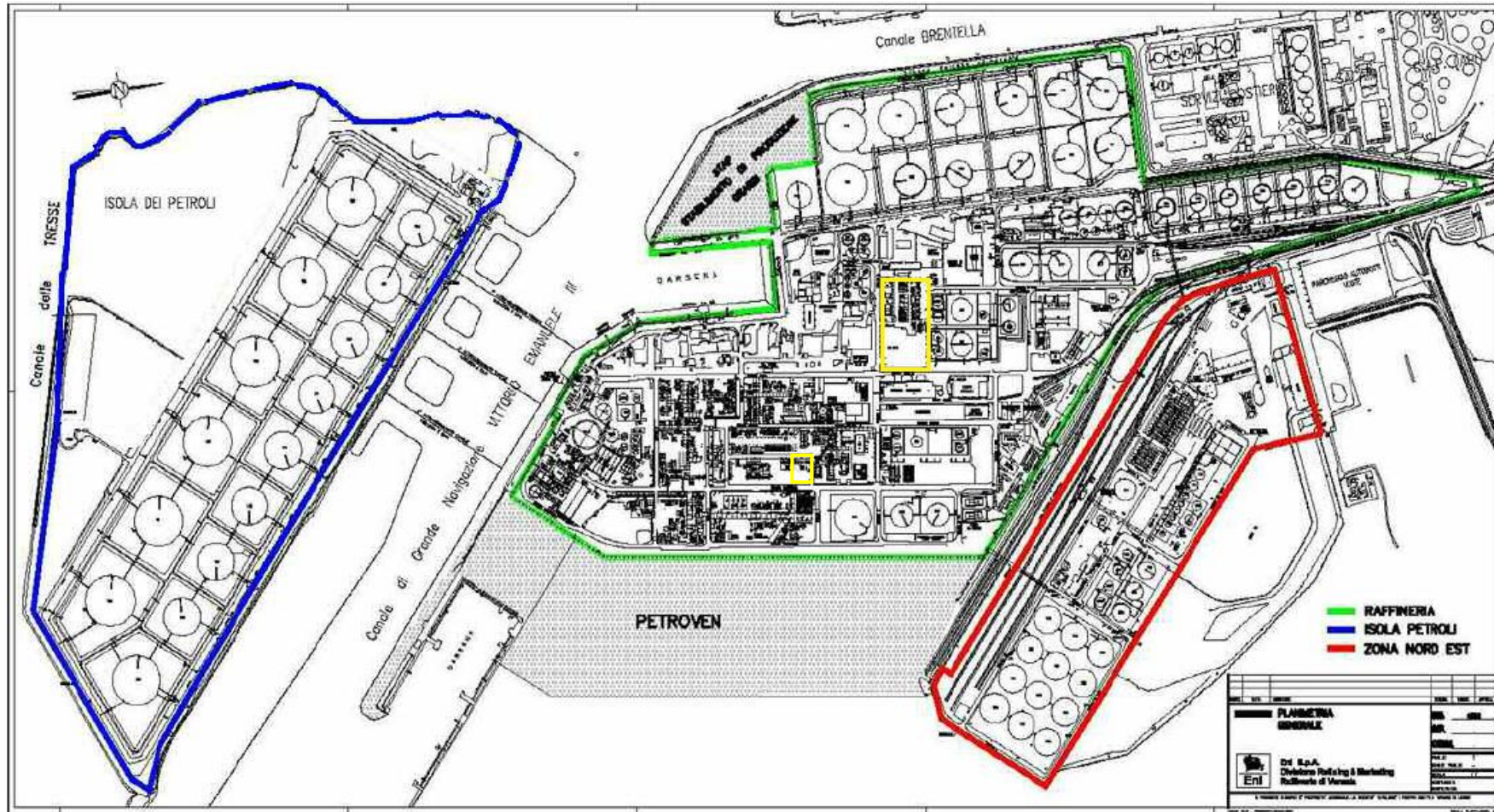


Figura 13. Ubicazione delle aree di realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi (riquadro in giallo).

Per la realizzazione delle nuove strutture si eseguirà uno sbancamento di terreno nel quale poggiano le fondazioni di item minori (pompe, plinti, pipe rack), le opere di drenaggio (pozzetti), le altre reti interrato (masselli, tubazioni). La stessa realizzazione di palificate o consolidamenti del terreno potrà essere eseguita sempre da questo piano di sbancamento.

3.12.1.2 Attività di demolizione

Come descritto nei paragrafi precedenti, parte delle aree in cui è prevista l'installazione dei nuovi impianti è attualmente occupata dall'unità di Distillazione Primaria DP2. Tale unità verrà demolita, insieme al relativo camino E3 e alla torcia fredda ad essa asservita, al fine di rendere disponibile l'area per la realizzazione dei nuovi impianti.

La demolizione includerà tutte le strutture ed i servizi presenti nell'area. Le attività previste sono le seguenti:

- **Lavori civili:**
 - Esecuzione apprestamenti provvisori e di sicurezza nelle aree interessate dalle demolizioni per le delimitazioni di cantiere;
 - Demolizione delle opere in calcestruzzo armato fuori terra;
 - Demolizione dei rivestimenti fire proofing delle carpenterie o altre parti metalliche;
 - Eventuali ripristini di pavimentazioni
- **Lavori meccanici:**
 - Apertura dei passi d'uomo e coperchi delle apparecchiature;
 - Scoibentazione delle attrezzature per esigenze di montaggio (taglio);
 - Smontaggio di tubazioni e di carpenterie leggere e strutturali;
 - Estrazione dei fasci tubieri, apertura coperchi e smontaggio dei seguenti scambiatori: E1A, E1B, E2, E3, E4A/B/C/D, E5A/B/C/D, E6A/B, E7A/B, E8A/B, E9, E10, E11, E12, E13, E14A/B, E15, E16, E20, E22A/B, E23A/B, E24;
 - Smontaggio delle seguenti pompe: P1, P1A, P2, P2A, P3, P3A, P4, P5A, P6, P6A, P7, P8, P8A, P9, P10, P10A, P11, P12, P13A, P14N, P14AN, P15N, P16, P16A, P19N, P19AN, P19C, P22, P25A, P25B, P24, P62A, P62B, P62C;
 - Smontaggio di vessel e recipienti: D1, D2, D3, D4, DS4, D5, D6, R51, Additivi (D1, D2, D3);
 - Smantellamento e smontaggio delle colonne: T1, T2, T3, T4, T5, T6;
 - Smantellamento dei forni: H1, H2, H3.

- **Attività elettriche e strumentali:**

- Scollegamento e recupero di tutti i cavi relativi ai motori elettrici e colonnini di comando;
- Smontaggio impianto di illuminazione (paline e armature);
- Smontaggio passerelle portacavi elettrici e conduit;
- Smontaggio strumentazione (strumenti di misura, trasmettitori, livelli a vetro, valvole di regolazione, etc.);
- Scollegamento e recupero cavi strumentali (multicavi);
- Scollegamento e smontaggio Junction-box;
- Smontaggio passerelle strumentali, conduit, etc.;
- Scollegamento e smontaggio quadri locali in campo.

3.12.1.3 Attività di Costruzione

Le attività di cantiere prevedono, tra le diverse fasi operative, la realizzazione dei nuovi impianti, la costruzione di fondazioni e manufatti.

Nell'ambito delle attività di costruzione delle fondazioni dei nuovi impianti si prevede l'installazione di circa 70 nuovi pali ulteriori o in sostituzione di quelli esistenti.

Al fine di limitare i fenomeni di propagazione preferenziale degli inquinanti in corrispondenza dei pali stessi, verranno selezionati pali della tipologia ad elica continua. Le dimensioni e la profondità dei pali installati sono:

- sezione quadrata di 30 cm x 30 cm;
- profondità massima di 15 m.

Le fasi esecutive prevedranno lo scavo del palo tramite infissione di un'elica continua assemblata su un tubo centrale cavo. Al termine delle fasi di scavo l'estrazione dell'elica avverrà in contemporanea al getto del calcestruzzo pompato dall'interno dell'elica stessa. Ove previsto, i pali possono essere armati per tutta la lunghezza tramite gabbie di armatura inserite nel calcestruzzo ancora fresco.

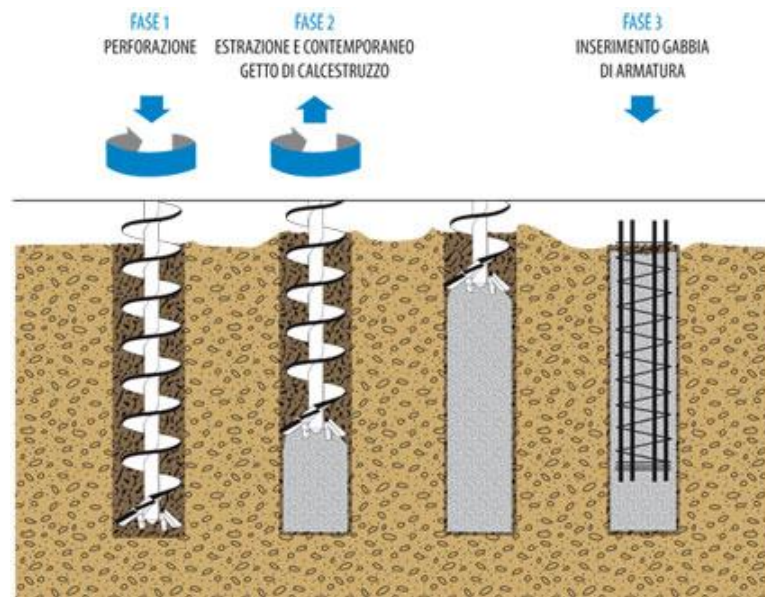


Figura 14. Fasi di infissione di un palo ad elica continua.

La tecnica di intervento selezionata per la messa in opera dei pali di fondazione (pali a elica continua) risulta in linea con le tecnologie proposte all'interno del documento "Modalità di intervento di bonifica e di messa in sicurezza dei suoli e delle acque di falda" – Standardizzazione delle tecniche di posa in opera di fondazioni profonde – protocollo attuativo dell'Accordo di programma per la bonifica e la riqualificazione ambientale del SIN di Venezia - Porto Marghera ed aree limitrofe del 16/04/12 – Art. 5 Comma 5.

E' prevista inoltre la realizzazione di un basamento in calcestruzzo su cui verranno realizzate tutte le apparecchiature costituenti i nuovi impianti.

3.12.1.4 Produzione di rifiuti

Durante le varie attività di cantiere illustrate nei paragrafi precedenti verranno prodotte diverse tipologie di rifiuti, sintetizzate nella Tabella riportata di seguito. I quantitativi riportati rappresentano una stima puramente indicativa riportata a titolo esemplificativo.

Tabella 47. Rifiuti prodotti durante le attività di cantiere.

Descrizione del rifiuto	Codice CER	Fase di provenienza	Quantità
Terra e rocce contenenti sostanze pericolose e non	170503* 170504	Scavi per nuove fondazioni	20.000 m ³
Rifiuti misti pericolosi e non	170903* 170904	Attività smantellamento unità DP2	2.000 t
Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose e non	161105* 161106	Coibentazioni	50 t
Ferro e acciaio	170405	Demolizioni strutture metalliche	1.300 t
Cavi	170411	Da demolizioni	15 t
Asfalto	170302	Da demolizioni stradali	-

Descrizione del rifiuto	Codice CER	Fase di provenienza	Quantità
Inerti da demolizione	170101	Da demolizioni	600 m ³
Materiali contenenti amianto (eventuali)	170605*	Da smantellamento edifici/impianti esistenti	-

Tutti i terreni e le rocce prodotti durante le attività di cantiere verranno opportunamente caratterizzati, eventualmente riutilizzati in sito, ovvero inviati a smaltimento in discariche autorizzate secondo i requisiti di legge.

Esistono in Raffineria consolidate procedure affinché la gestione e l'utilizzo dei materiali da scavo avvenga senza pericolo per la salute dell'uomo, senza recare pregiudizio all'ambiente e in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (DM 161/12 "Regolamento recante la disciplina dell'utilizzazione delle terre e rocce da scavo"). Pertanto, in caso di eventuale presenza di materiali contaminati, verranno intraprese tutte le misure necessarie per eliminare cause ed effetti.

In ogni caso:

- le attività di caratterizzazione, campionamento, gestione e smaltimento/recupero dei materiali provenienti dagli interventi di scavo saranno condotte in accordo alla normativa vigente in materia ambientale (classificazione ai sensi dell'art. 184 del D.Lgs.152/06, conformemente alle indicazioni contenute nell'art. 2 della Decisione 2000/532/CE e successive modifiche, e al DM 161/12);
- gli eventuali residui di demolizione di opere civili preesistenti, saranno gestite a parte e in maniera indipendente dal terreno oggetto di scavo, e saranno anch'essi trattati come rifiuti ai sensi della normativa vigente.

Infine, qualora durante le attività di dismissione dell'unità DP2 venisse riscontrata la presenza di materiali contenenti amianto si procederà alle operazioni di mappatura e rimozione secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

3.12.1.5 Descrizione delle attività di scavo, di caratterizzazione e smaltimento del terreno movimentato

Gli interventi di scavo/movimentazione e smaltimento terreno saranno condotti secondo le seguenti operazioni:

- allestimento dell'area cantiere, identificata sulla base delle evidenze di campo e delle conoscenze acquisite nel corso delle attività di caratterizzazione già eseguite, nonché delle esigenze legate alla presenza di impianti attivi;
- demolizione delle eventuali pavimentazioni presenti o asportazione della copertura in brecciolino esistente;
- scavo a sezione obbligata a partire dal piano di campagna eseguito con mezzo meccanico;

- allestimento di un deposito temporaneo, ai sensi dell'Art. 183 del D.Lgs. 152/06, propedeutico alla fase di classificazione secondo la normativa vigente, ovvero campionamento delle terre da scavo e caratterizzazione ai fini del riutilizzo in sito delle stesse o in caso contrario per lo smaltimento come rifiuto ad idoneo impianto autorizzato;
- campionamento di fondo e pareti scavo secondo le procedure previste dal "Protocollo sottoservizi di Marghera";
- posa del manufatto (fondazione o strutture impiantistiche interrato) e rinterro con terreno idoneo al riutilizzo o in alternativa con terreno certificato da cava;
- ripristino della pavimentazione esistente.

3.12.1.6 Gestione dei terreni di risulta

Una volta conclusa la caratterizzazione del terreno depositato temporaneamente sull'area di deposito temporaneo individuata presso la Raffineria, si procederà:

- alla verifica di idoneità dello stesso al riutilizzo in sito (conformità a CSR) sulla base di quanto contenuto nel protocollo attuativo "*Modalità di intervento di bonifica e di messa in sicurezza dei suoli e delle acque di falda*" - Standardizzazione degli interventi - protocollo attuativo dell'Accordo di programma per la bonifica e la riqualificazione ambientale del SIN di Venezia - Porto Marghera ed aree limitrofe del 16/04/12 – Art. 5 Comma 5;
- alla classificazione dello stesso come rifiuto, per essere successivamente caricato su mezzi di trasporto autorizzati ed inviato presso impianti di smaltimento/recupero esterni autorizzati, (classificazione ai sensi dell'art. 184 del D.Lgs. 152/06, conformemente alle indicazioni contenute nell'art. 2 della Decisione 2000/532/CE e successive modifiche, e al DM 27/09/10 "Definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica, in sostituzione di quelli contenuti nel decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 3 agosto 2005").

Tutti i rifiuti verranno iscritti nel registro di carico e scarico del produttore del rifiuto e quindi trasportati all'idoneo impianto esterno di recupero/smaltimento, mediante automezzi autorizzati, secondo le procedure previste dalla normativa vigente.

3.12.1.7 Caratterizzazione del fondo e delle pareti di scavo

La caratterizzazione di fondo e pareti scavo sarà eseguita in accordo alle modalità descritte nel "Protocollo operativo per la caratterizzazione dei siti ai sensi del D.Lgs.152/06 dell'accordo di programma per la chimica di Porto Marghera (attualmente in Rev. Gen-08)", che fanno esplicito riferimento al Protocollo APAT-ARPAV-ISS "Proposta di integrazione del "Protocollo Operativo per il campionamento e l'analisi dei siti contaminati – Fondo Scavo e Pareti" di cui alla nota APAT prot. N. 31613 del 07/11/06.

Il valore della concentrazione analitica a carico dei campioni compositi rappresentativi dello stato della qualità di fondo e pareti dello scavo sarà confrontato con i corrispondenti obiettivi

di messa in sicurezza operativa sito-specifici (CSR - Concentrazioni Soglia di Rischio) calcolati mediante l'applicazione dell'Analisi di Rischio, come riportato nel Progetto di Messa in Sicurezza Operativa dei Suoli (MISO) per le Aree di Raffineria che è stato dichiarato approvabile dalla Conferenza di Servizi Decisoria del 15/10/2013 (Decreto Direttoriale MATTM 4619 del 29/10/2013).

3.12.1.8 Gestione di eventuali acque di scavo

Eventuali acque presenti all'interno dello scavo (acqua meteorica o di falda, da scavi e da fori di infissione pali) saranno aggettate in fase di cantiere tramite motopompa e collegamento diretto a fognatura di stabilimento per l'invio all' impianto consortile SIFA nel rispetto all'Omologa di accettabilità dell'impianto stesso.

3.12.1.9 Compatibilità dell'intervento con le opere di bonifica della falda e di MISO dei suoli

In considerazione delle attività riconversione industriale descritte e delle modalità tecniche di realizzazione delle stesse, è possibile asserire che:

- le modalità di posa in opera delle fondazioni superficiali e profonde,
- la non interferenza delle aree di cantiere e delle opere da realizzare con i punti di emungimento localizzati della falda previsti dal Progetto di Bonifica della falda,

escludono l'instaurarsi di eventuali ostacoli e/o impedimenti fisici in grado di creare modifiche significative al deflusso idrogeologico dell'acquifero, tali da compromettere la bontà degli interventi di bonifica della falda.

Inoltre:

- la non interferenza delle aree di cantiere con le aree destinate agli interventi di MISO suoli, nonché
- il ripristino, a fine cantiere, delle condizioni ottimali di copertura superficiale delle aree a seguito delle attività di scavo,

consentono di garantire sul sito il mantenimento delle condizioni sito-specifiche, in base alle quali è stata elaborata l'analisi di rischio sanitaria, e sono stati progettati gli interventi di Messa in Sicurezza Operativa dei Suoli.

3.12.1.10 Traffico

Per il trasporto dei materiali da costruzione e dei rifiuti si prevede l'utilizzo di camion. In particolare, durante tutta la fase di cantiere si prevede di mobilitarne circa 7 alla settimana.

4 DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA POST OPERAM

A seguito della realizzazione dei nuovi impianti e delle modifiche impiantistiche descritte nel presente documento, la Raffineria intende mantenere la possibilità di operare mediante i due seguenti cicli produttivi alternativi:

- Ciclo produttivo tradizionale post operam: produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio senza l'impianto di Distillazione Primaria DP2;
- Ciclo produttivo alternativo "green" post operam: produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose, a valle delle modifiche impiantistiche del progetto Green Refinery STEP 2.

Ciò comporta che la Raffineria potrà operare alternativamente nel ciclo tradizionale o in quello alternativo "green".

Nella presente capitolo vengono brevemente descritti i due diversi assetti e presentati i relativi bilanci ed effetti ambientali.

4.1 Descrizione ciclo produttivo tradizionale post operam

Il ciclo produttivo tradizionale post operam risulta essere analogo al ciclo produttivo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. La dismissione definitiva dell'unità DP2 non comporterà, infatti, variazioni nella massima capacità produttiva della Raffineria e nella tipologia di materie prime in lavorazione.

4.2 Descrizione ciclo produttivo alternativo "green" post operam

Il ciclo produttivo alternativo "green" post operam risulterà invece differente rispetto a quello ante operam da un punto di vista di capacità produttiva, di materie prime processate e da un punto di vista impiantistico.

La capacità di trattamento dell'unità di ECOFININGTM passerà infatti dalle attuali 400.000 t/a alle future 560.000 t/a di carica. Presso tale unità, inoltre, non verranno più trattate unicamente biomasse di origine vegetale di prima generazione (quale olio di palma grezzo), ma anche altre biomasse oleose di seconda generazione quali i grassi animali (sego animale) derivanti dagli scarti dell'industria alimentare e gli oli esausti di frittura.

La corrente costituita dalla miscela di olio vegetale grezzo, sego animale e olii esausti di frittura verrà alimentata all'unità di pretrattamento della carica, al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella stessa, prima di essere alimentata all'ECOFININGTM.

La carica, così trattata, unitamente all'idrogeno prodotto dal nuovo impianto Steam Reformer, verrà alimentata all'impianto ECOFININGTM, per la produzione di bio-carburanti (green diesel, green jet fuel, green GPL e green nafta), inviati poi a stoccaggio finale.

La corrente di gas acidi contenenti H_2S prodotti dagli impianti operanti nel ciclo "green", previo pretrattamento nell'unità di lavaggio gas, verranno inviati al sistema di trattamento dei gas acidi. Tale sistema permette di separare l' H_2S dalla corrente gassosa, che viene a sua volta collettata verso la sezione terminale dell'impianto di recupero zolfo RZ1.

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 di Trattamento Effluenti (TE).

Le unità di processo attive nel ciclo produttivo alternativo "green" post operam saranno pertanto le seguenti:

- unità di pretrattamento della carica all'ECOFININGTM;
- impianto Steam Reformer;
- impianto ECOFININGTM (sezioni HF1 e HF2 e green jet fuel);
- splitter GPL;
- unità di lavaggio gas acidi e rigenerazione ammine;
- sistema di trattamento dei gas acidi;
- sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1;
- unità di Strippaggio Acque Acide SWS3;
- impianto di Trattamento Effluenti (TE);
- impianti ausiliari (impianto di cogenerazione COGE, distribuzione energia elettrica, produzione aria compressa e distribuzione, distribuzione acque industriali e di refrigerazione, blow-down e torcia).

Si prevede invece il non utilizzo e la messa in conservazione delle seguenti unità di processo:

- unità di distillazione primaria DP3;
- unità di isomerizzazione ISO;
- unità di reforming catalitico RC3;
- unità di desolforazione GPL - Merox;
- unità di visbreaking/thermal cracking;
- splitter nafta PV1;
- unità di recupero zolfo RZ1 (fatta eccezione per la sezione terminale), RZ2 ed HCR;
- unità di strippaggio acque acide SWS1 ed SWS2.



Durante l'operatività della Raffineria nel ciclo "green", in analogia a quanto già avviene per il ciclo tradizionale, verranno introdotti e stoccati prodotti petroliferi per attività di movimentazione e distribuzione.

In Figura 15 è illustrato lo schema semplificato del ciclo produttivo alternativo "green" post operam.

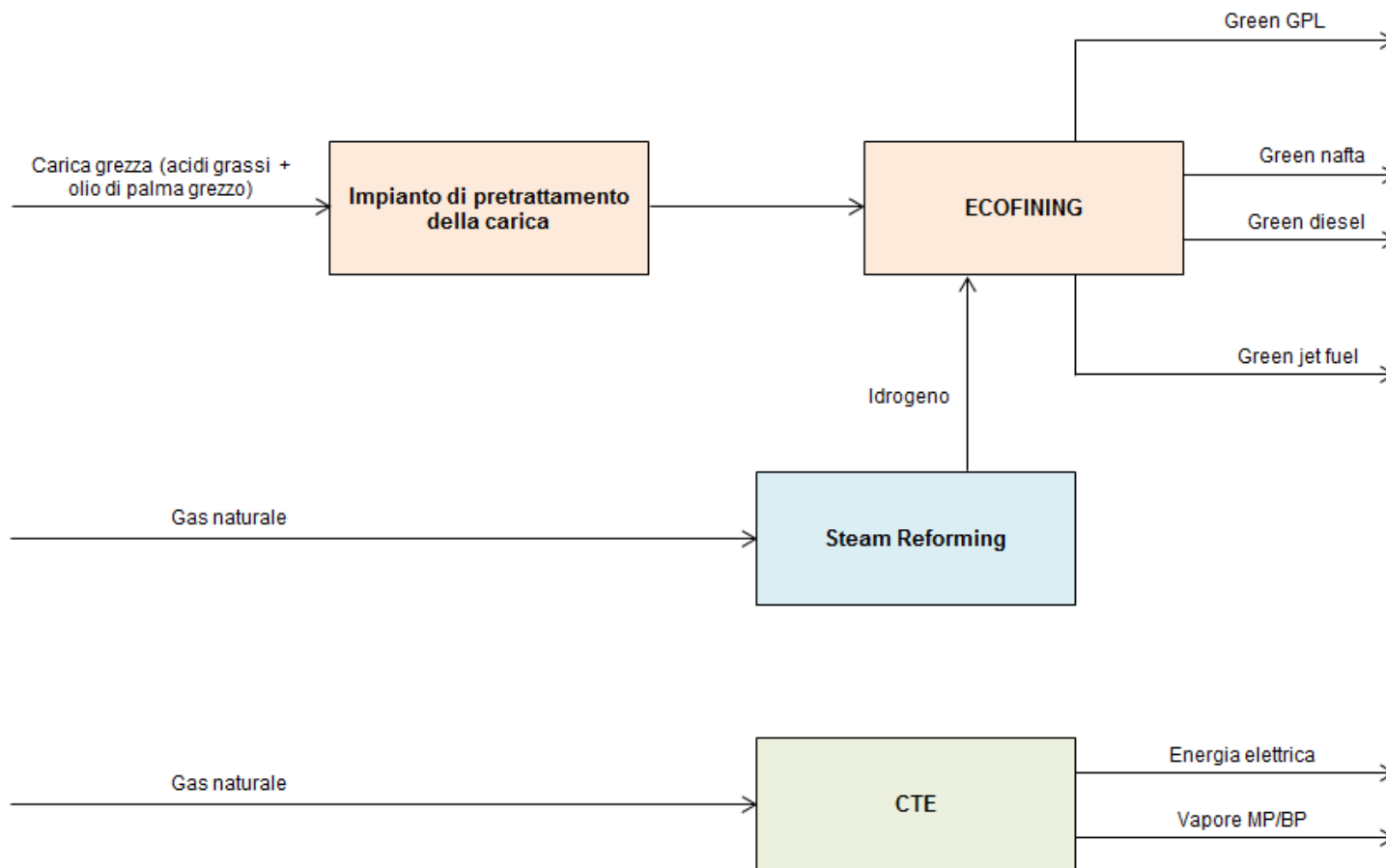


Figura 15. Schema semplificato del ciclo produttivo alternativo “green” post operam.

4.3 Bilancio di materia ed energia

4.3.1 Bilancio di materia

Ciclo produttivo tradizionale

Di seguito si riportano le principali materie prime in ingresso e i prodotti finiti in uscita dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale nella configurazione post operam.

Tabella 48. Materie prime in ingresso.

Materie prime	U.d.m.	Ciclo tradizionale
Grezzi	t/a	4.550.000
Semilavorati (nafta, gasoli e oli combustibili)	t/a	865.000

Oltre ai combustibili utilizzati per usi interni, la Raffineria produrrà:

- GPL (gas di petrolio liquefatto) propano e miscela;
- benzine auto a vari livelli di numero di ottano (RON);
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- gasolio per autotrazione e per riscaldamento;
- oli combustibili a varie viscosità e contenuti di zolfo;
- bitume per impiego stradale ed industriale;
- zolfo liquido.

Ciclo produttivo alternativo "green"

Di seguito si riportano le principali materie prime in ingresso e i prodotti finiti green in uscita dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo "green" nella configurazione post operam.

Tabella 49. Materie prime in ingresso.

Materie prime	U.d.m.	Ciclo "green"
Olio vegetale grezzo	t/a	540.000
Grassi animali	t/a	60.000
Glicerina grezza	t/a	6.800
Metano	t/a	101.000

Tabella 50. Prodotti "green" in uscita dalla Raffineria.

Prodotto	U.d.m.	Ciclo "green"
Green diesel	t/a	380.430

Prodotto	U.d.m.	Ciclo "green"
Green jet fuel	t/a	47.520
Green GPL	t/a	24.985
Green nafta	t/a	28.002

4.3.2 Bilancio di Energia

Ciclo produttivo tradizionale

Di seguito si riportano i consumi/produzioni energetiche alla Massima Capacità Produttiva durante l'operatività del ciclo tradizionale nella configurazione post operam.

Tabella 51. Consumi e produzioni energetiche della Raffineria.

Parametro	U.d.m	Ciclo tradizionale
Produzione di energia		
Energia termica	MWh _t	2.911.769
Energia elettrica	MWh _e	306.590
Consumo di energia		
Energia termica da combustibili	MWh _t	3.425.610
Consumo vapore MP	t/a	725.499
Consumo vapore LP	t/a	153.421
Energia elettrica	MWh _e	208.554
Consumo di combustibili		
Olio combustibile	t/a	103.769
Fuel gas	t/a	149.299
Metano	t/a	20.000

Le emissioni stimate di CO₂, alla Massima Capacità Produttiva, durante il ciclo tradizionale post operam risultano pari a 890 kt/anno.

Ciclo produttivo alternativo "green"

Di seguito si riportano i consumi/produzioni energetiche alla Massima Capacità Produttiva durante l'operatività del ciclo "green" per la configurazione post operam.

Tabella 52. Consumi e produzioni energetiche della Raffineria.

Parametro	U.d.m	Ciclo "green"
Produzione di energia		
Energia termica	MWh _t	1.281.898
Energia elettrica	MWh _e	263.676
Consumo di energia		
Energia termica da	MWh _t	1.508.115

Parametro	U.d.m	Ciclo "green"
combustibili		
Consumo vapore MP	t/a	0 ⁸
Consumo vapore LP	t/a	449.400
Energia elettrica	MWh _e	110.022
Consumo di combustibili		
Fuel gas	t/a	24.790
Metano	t/a	86.449

Le emissioni stimate di CO₂, alla Massima Capacità Produttiva durante il ciclo "green" post operam risultano pari a circa 553 kt/anno.

4.3.3 Emissioni in Atmosfera

4.3.3.1 Emissioni convogliate

La realizzazione dei nuovi impianti di pretrattamento carica ECOFININGTM e Steam Reformer comporterà la demolizione dell'unità DP2 e del relativo camino esistente E3.

I fumi generati dal forno F-1 della nuova sezione di produzione di green jet fuel vengono convogliati all'esistente camino E18.

Per il convogliamento dei fumi delle nuove unità di pretrattamento della carica all'ECOFININGTM e dello Steam Reforming verrà realizzato un nuovo camino, denominato E3N, di altezza pari a 45 m e diametro interno di 2,2 m.

L'ubicazione del nuovo camino è riportata nella planimetria in Allegato 8 al presente documento, nella quale vengono illustrati tutti i punti di emissione presenti in Raffineria.

Nel nuovo camino E3N verranno convogliate, in entrambi i cicli produttivi, anche le emissioni discontinue dell'esistente caldaia H610 di riscaldamento del circuito Hot Oil (1,2 Gcal/h), che nella configurazione attuale vengono convogliate al camino E3.

Ciclo produttivo tradizionale

La seguente Tabella riporta, per singolo punto di emissione, le emissioni continue di Raffineria espresse come flussi di massa (t/a) e concentrazioni (mg/Nm³), previste per la Massima Capacità Produttiva, durante l'operatività di ciclo produttivo tradizionale post operam.

⁸ Tutto il vapore di MP è autoprodotta e consumata dagli stessi impianti. Il vapore MP in eccesso alimenta la rete di BP previa espansione.



Tabella 53. Emissioni convogliate in atmosfera per singolo camino.

Camini	Impianti afferenti	SO ₂		NOx		Polveri		CO		Volume fumi
		t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	Nm ³ /h
E18	DP3 e COGE	863,7	193,4	849,7	190,3	56,1	12,5	103,4	23,1	509.683
E15	Isomerizzazione	138,3	603,4	67,5	294,4	6,8	29,7	7,9	34,6	26.161
E8	Reforming catalitico 3/a	122,0	602,8	57,1	282,0	6,8	33,6	7,9	39,1	23.107
E12	Reforming catalitico 3/b	81,3	640,2	31,1	245,1	6,8	53,5	7,9	62,4	14.503
E14	Reforming catalitico 3/c	178,9	607,7	88,2	299,6	13,6	46,2	15,8	53,8	33.614
E20	Visbreaker/Thermal cracker	390,4	806,8	129,7	268,1	20,4	42,2	23,8	49,1	55.239
E16	HF1	48,8	246,7	57,1	288,6	3,0	15,3	7,9	40,1	22.579
E17	HF2, RZ1 e RZ2	341,6	2.073,7	36,3	220,5	6,8	41,3	7,9	48,1	18.806

Nelle Tabelle successive si riportano rispettivamente i flussi emissivi continui e le concentrazioni di bolla complessivi di Raffineria, riferiti alla Massima Capacità Produttiva, relativi al ciclo produttivo tradizionale della Raffineria nella configurazione post operam.

Tabella 54. Emissioni convogliate in atmosfera per l'intero complesso di Raffineria

Parametro	U.d.m	Ciclo tradizionale
SO ₂	t/a	2.165
NOx	t/a	1.317
Polveri	t/a	120
CO	t/a	182

Tabella 55. Emissioni convogliate in atmosfera per l'intero complesso di Raffineria (concentrazioni)

Parametro	U.d.m	Ciclo tradizionale
SO ₂	mg/Nm ³	351
NOx	mg/Nm ³	214
Polveri	mg/Nm ³	19
CO	mg/Nm ³	30

Ciclo produttivo alternativo "green"

Le nuove sorgenti emissive dei nuovi impianti convoglieranno i propri fumi al nuovo camino E3N e all'esistente camino E18. Le caratteristiche delle nuove sorgenti emissive sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 56. Caratteristiche delle nuove sorgenti emissive.

Apparecchiatura	Camino afferente	Potenza termica installata	Combustibile alimentato
Forno 03F001 - Steam Reformer	E3N	19,3 Gcal/h	Fuel Gas e Metano
Caldaia 890HP - Impianto pretrattamento carica	E3N	3 Gcal/h	Fuel Gas e Metano
Forno F-1 - Sezione di produzione green jet fuel	E18	5,8 Gcal/h	Fuel Gas e Metano

La seguente Tabella riporta, per singolo punto di emissione, le emissioni continue di Raffineria espresse come flussi di massa (t/a), considerando in via conservativa un funzionamento degli impianti pari a 365 g/anno, e concentrazioni (mg/Nm³), previste per la Massima Capacità Produttiva, durante l'operatività di ciclo produttivo alternativo "green" post operam.



Tabella 57. Emissioni convogliate in atmosfera per singolo camino.

Camino	Impianti afferenti	SO ₂		NOx		Polveri		CO		Volume fumi
		t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	t/anno	mg/Nm ³	Nm ³ /h
E3N ⁹	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica ECOFINING TM	8,5	6,2	205,9	150,0	3,3	2,4	52,1	38,2	156.686
E18	COGE, Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel	16,2	4,1	710,0	178,8	35,3	8,9	77,2	19,4	453.257
E16	HF1 (ECOFINING TM)	1,2	30,7	16,4	410,4	1,1	26,3	2,4	59,3	4.556
E17	HF2 (ECOFINING TM), RZ1	199,5	2.368,4	33,1	393,2	1,8	20,8	4,6	54,1	9.614

⁹ La stima dei flussi emissivi e delle concentrazioni relative al camino E3N è stata effettuata includendo il contributo emissivo discontinuo dell'esistente caldaia H610 di riscaldamento del circuito Hot Oil, considerando conservativamente un funzionamento continuo della stessa.

Nelle Tabelle successive si riportano rispettivamente i flussi emissivi continui e le concentrazioni di bolla complessivi di Raffineria, relativi al ciclo produttivo alternativo "green" relativi alla configurazione post operam.

Tabella 58. Assetto emissivo previsto per l'intero complesso di Raffineria - Ciclo "green"

Parametro	U.d.m	Ciclo "green"
SO ₂	t/a	225
NOx	t/a	965
Polveri	t/a	42
CO	t/a	136

Tabella 59. Assetto emissivo previsto per l'intero complesso di Raffineria - Ciclo "green" (concentrazioni)

Parametro	U.d.m	Ciclo "green"
SO ₂	mg/Nm ³	41
NOx	mg/Nm ³	177
Polveri	mg/Nm ³	8
CO	mg/Nm ³	25

4.3.3.2 Emissioni convogliate - Impianto COGE

La realizzazione degli interventi illustrati nel presente progetto non introdurrà alcuna variazione nelle emissioni del COGE, sia nell'operatività della Raffineria nel ciclo tradizionale che in quello "green".

Si riportano pertanto di seguito le emissioni attese per l'impianto COGE, sia nella configurazione tradizionale che in quella alternativa "green", espresse come flussi di massa (kg/h) e concentrazioni (mg/Nm³), alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 60. Emissioni in atmosfera - Impianto COGE.

Parametro	Ciclo tradizionale		Ciclo "green"	
	(mg/Nm ³)	(kg/h)	(mg/Nm ³)	(kg/h)
SO ₂	450	180	3,84	1,7
NOx	180	80	179,3	80
Polveri	10	5	9	4
CO	100	100	18,9	8,4

4.3.3.2.1 Emissioni non convogliate: diffuse e fuggitive

Ciclo produttivo tradizionale

Le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto non comporteranno alcun incremento quantitativo rispetto alle emissioni non convogliate attuali durante l'operatività del ciclo tradizionale in quanto non si prevede una variazione delle materie prime idrocarburiche in lavorazione agli impianti di processo.

Ciclo produttivo alternativo "green"

Le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto comporteranno una riduzione quantitativa rispetto alle emissioni non convogliate durante l'operatività del ciclo "green" ante operam in quanto si prevede un annullamento della lavorazione di prodotti idrocarburici di origine fossile.

4.3.4 Bilancio Idrico

4.3.4.1 Consumi idrici

Ciclo produttivo tradizionale

Di seguito si riportano i consumi idrici alla Massima Capacità Produttiva durante l'operatività del ciclo tradizionale nella configurazione post operam.

Tabella 61. Consumi idrici.

Fonti di approvvigionamento	U.d.m.	Ciclo tradizionale
Acque di processo - Acquedotto industriale	m ³ /a	2.589.050
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m ³ /a	140.000
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m ³ /a	56.807.894

Ciclo produttivo alternativo "green"

Di seguito si riportano i consumi idrici alla Massima Capacità Produttiva durante l'operatività del ciclo "green" nella configurazione post operam.

Tabella 62. Consumi idrici.

Fonti di approvvigionamento	U.d.m.	Ciclo "green"
Acque di processo - Acquedotto industriale	m ³ /a	1.300.000
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m ³ /a	140.000
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m ³ /a	28.400.000

4.3.4.2 Effluenti liquidi

Ciclo produttivo tradizionale

Di seguito si riportano gli scarichi idrici alla Massima Capacità Produttiva durante l'operatività del ciclo tradizionale nella configurazione post operam.

Tabella 63. Scarichi idrici.

Scarico	U.d.M	Ciclo tradizionale
Acqua di raffreddamento da mare	m ³ /a	56.807.894
Acque reflue a Consorzio Fusina	m ³ /a	3.797.336

Ciclo produttivo alternativo “green”

Di seguito si riportano gli scarichi idrici alla Massima Capacità Produttiva durante l’operatività del ciclo “green” nella configurazione post operam.

Tabella 64. Scarichi idrici.

Scarico	U.d.M	Ciclo “green”
Acqua di raffreddamento da mare	m ³ /a	28.400.000
Acque reflue a impianto consortile SIFA	m ³ /a	1.963.555

4.3.5 Rifiuti

Ciclo produttivo tradizionale

Per quanto concerne il ciclo produttivo tradizionale, le modifiche impiantistiche presentate nel presente SIA non comporteranno alcuna variazione qualitativa e quantitativa nella produzione di rifiuti rispetto alla configurazione attuale (ante operam).

Ciclo produttivo alternativo “green”

I principali rifiuti prodotti dalle nuove unità del ciclo produttivo alternativo “green”, nella configurazione post operam, sono costituiti da:

- gomme separate dai grassi animali;
- terre sbiancanti esauste;
- fanghi separati dalla colonna 4D1, nella sezione di distillazione della glicerina;
- fanghi prodotti dall’impianto di trattamento delle acque reflue;
- catalizzatori esausti prodotti dall’impianto Steam Reformer, aventi le caratteristiche riportate nella seguente Tabella 65.

Tabella 65. Caratteristiche catalizzatori esausti prodotti dallo Steam Reformer

Fase di utilizzo	Item	Composizione
Hydrogenation Reactor 01R001	Catalizzatore di idrogenazione	Ossidi di cobalto e molibdeno
Desulphurization Reactor (01R002A e 01R002B)	Catalizzatore di dechlorinazione	Ossido di alluminio
	Catalizzatore di desolforazione	Ossido di zinco
	Catalizzatore di desolforazione spinta	Ossido di rame
Pre-reformer (02R001)	Catalizzatore di pre-reforming	Ossido di nichel
Steam reformer (03F001)	Catalizzatore di steam reforming	Ossido di nichel
HT Converter (04R001)	Catalizzatore dell’ HT-Converter	Rame su ossidi di ferro e cromo
LT Converter (04R002)	Catalizzatore dell’ LT-Converter	Ossidi di rame e zinco

Una stima dei quantitativi annui dei nuovi rifiuti prodotti nel ciclo produttivo alternativo "green" in assetto post operam alla Massima Capacità Produttiva viene riportata nella seguente Tabella .

Tabella 66. Stima dei quantitativi di rifiuti aggiuntivi prodotti durante il ciclo produttivo alternativo "green" nello scenario post operam alla Massima Capacità Produttiva

Descrizione del rifiuto	Codice CER	Fase di provenienza	Quantità
Gomme separate dai grassi animali	020304	Pretrattamento carica ECOFINING™	2.442 t
Terre sbiancanti esauste	020304	Pretrattamento carica ECOFINING™	6.270 t
Fanghi da distillazione glicerina	020304	Pretrattamento carica ECOFINING™	825 t
Fanghi di trattamento acque reflue	020305	Pretrattamento carica ECOFINING™	122 t
Catalizzatori esausti	160802*	Steam reformer	17,1 t

A tali rifiuti si aggiungono quelli prodotti dalle attività di manutenzione di tipologia e qualità del tutto comparabili a quelli generalmente prodotti dalla Raffineria. La stima quantitativa dei rifiuti prodotti durante la manutenzione non è possibile in quanto legata a molteplici fattori (quali regime di produzione, grado di pulizia delle apparecchiature e dei serbatoi, esigenze tecnologiche) variabili nel tempo.

Nella seguente Tabella è riportata la produzione di rifiuti prevista per il ciclo "green" post operam.

Tabella 67. Produzione rifiuti della Raffineria alla Massima Capacità Produttiva - Ciclo "green".

Parametro	U.d.M	Ciclo "green"
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	10.200

I rifiuti non pericolosi costituiranno la maggior parte dei rifiuti complessivamente prodotti, pari al 90% circa del totale (ovvero circa 9.180 t/a su un totale stimato di 10.200 t/a).

La Raffineria gestirà tutti i rifiuti prodotti nel rispetto delle norme vigenti in materia. Tutti i rifiuti verranno gestiti in regime di deposito temporaneo così come definito dal D.Lgs. 152/06, in analogia a quanto già attualmente avviene per il ciclo tradizionale.

4.3.6 Rumore

Tutte le apparecchiature installate avranno 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 delle apparecchiature prevedono tassativamente valori di emissione sonora inferiori a 82 dB(A) a 1 metro di distanza. Pertanto tale limite sarà rispettato per le apparecchiature rumorose (pompe, compressori, ecc.) previste per il presente progetto. Nel caso in cui la potenza sonora di specifiche apparecchiature provochi livelli di rumore superiori a quello menzionato, saranno 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, garantiranno il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria.

4.3.7 Traffico

Ciclo produttivo tradizionale

Le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto non comporteranno alcuna variazione nel traffico indotto rispetto alla configurazione attuale.

Ciclo produttivo alternativo "green"

La realizzazione degli interventi descritti nel presente progetto comporteranno le seguenti variazioni nel traffico indotto alla Massima Capacità Produttiva. La riduzione prevista del traffico navale in assetto "green" presso la Laguna di Venezia rispetto all'assetto ante operam risulta essere totalmente coerente con gli obiettivi definiti dagli strumenti locali di programmazione.

Anche durante la produzione di bio-carburanti, verranno introdotti e movimentati prodotti petroliferi tradizionali per il soddisfacimento del fabbisogno dell'area tributaria della Raffineria.

Tabella 68. Dati traffico ciclo produttivo alternativo "green".

Mezzo di trasporto	U.d.m.	Ciclo "green"
Navi (materie prime e prodotti finiti)	navi/anno	180
Autobotti (ATB) (materie prime e prodotti finiti)	ATB/giorno	49
Ferrocisterne (FCC) (Finiti)	FCC/giorno	14

Relativamente al traffico indotto dalla movimentazione rifiuti, si sottolinea come l'aumento previsto nella produzione di rifiuti non pericolosi, causata dalla normale attività dei nuovi impianti durante il ciclo "green", non comporterà alcun incremento significativo sul traffico di automezzi nell'area di riferimento, in quanto di entità trascurabile se confrontato con il traffico via terra relativo alla movimentazione di prodotti generato dalla Raffineria e dalle Società limitrofe nell'area.

4.3.8 Serbatoi e Stoccaggi

Per far fronte alle nuove esigenze di stoccaggio derivate dalla realizzazione del nuovo impianto di pretrattamento della carica all'ECOFININGTM è prevista la realizzazione di 13 nuovi serbatoi presso l'area impianti della Raffineria, la cui descrizione viene riportata nella seguente Tabella.

Tabella 69. Descrizione dei nuovi serbatoi.

ID	Prodotto	Ubicazione	Capacità Max Operativa (m ³)
TK1	Glicerina grezza	Tank Farm - Impianto CPO	200
TK2	Fanghi ¹⁰	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK4	FAD (Fatty Acid Distillates)	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK5	Olio esterificato	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK6GA	Grassi animali	Tank Farm - Impianto CPO	500
TK7	Grassi animali	Tank Farm - Impianto CPO	500
TK9	Gomme ¹⁰	Tank Farm - Impianto CPO	100
TK10	Acque reflue	Tank Farm - Impianto CPO	100
TK11	Acido citrico	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK12	Fanghi ¹⁰	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK13	Soda caustica	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK03	Glicerina distillata	Esterification layout - Impianto CPO	8
TK6AR	Acque reflue	Esterification layout - Impianto CPO	5

L'ubicazione dei nuovi serbatoi, unitamente a quella degli esistenti, è indicata nell'Allegato 9.

Per far fronte alle nuove esigenze di stoccaggio derivate dalle modifiche impiantistiche introdotte nell'impianto ECOFINING™ e dalla mancata lavorazione di petrolio grezzo durante il ciclo "green", alcuni serbatoi subiranno delle variazioni di destinazione d'uso a seconda del ciclo produttivo attivo presso la Raffineria.

Nella seguente Tabelle è riportata la descrizione dei serbatoi, la cui destinazione d'uso sarà differente durante l'operatività del ciclo tradizionale o di quello "green".

Tabella 70. Modifiche delle destinazioni d'uso per i serbatoi esistenti.

ID ¹¹	Ciclo tradizionale	Ciclo "green"	Ubicazione	Capacità Max Operativa (m ³)
S151	Grezzo	Benzina finita	Isola dei Petroli	27.869
S164	Grezzo	Gasolio finito	Isola dei Petroli	51.717
S165	Grezzo	Gasolio finito	Isola dei Petroli	51.342
S161	Grezzo	Gasolio finito	Isola dei Petroli	57.011
S163	Grezzo	Gasolio finito	Isola dei Petroli	50.517
S205	Grezzo	Gasolio semilavorato	Raffineria	792
S103	Gasolio Semilavorato	Kerosene	Raffineria	18.937

¹⁰ Rifiuto non pericoloso. Deposito temporaneo.

¹¹ La variazione di destinazione d'uso dei serbatoi S151, S164 e S165 è stata già comunicata e autorizzata dal MATTM tramite le Integrazioni dell'Istanza di Modifica Non Sostanziale trasmessa il 31/07/2013, mediante prot. DIR 129/LR.cz.

ID ¹¹	Ciclo tradizionale	Ciclo "green"	Ubicazione	Capacità Max Operativa (m ³)
S113	Gasolio Semilavorato	Kerosene	Raffineria	35.895
S801	Gasolio Finito	Kerosene	Zona Nord Est	1.674
S307	Kerosene	Green jet fuel	Raffineria	1.248
S325	Kerosene	Green jet fuel	Raffineria	1.108

4.3.9 Odori

Ciclo produttivo tradizionale

Le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto non comporteranno alcuna variazione nell'impatto odorigeno della Raffineria rispetto alla configurazione attuale.

Ciclo produttivo alternativo "green"

Gli impianti e i serbatoi che la Raffineria intende realizzare saranno inclusi sia nell'elenco delle potenziali sorgenti di emissioni odorogene che nel programma di monitoraggio degli odori vigente presso la Raffineria.

Si ritiene comunque che l'impatto odorigeno della Raffineria durante il ciclo "green" sia paragonabile a quello generato durante il ciclo tradizionale e che i nuovi impianti e serbatoi non comportino alcun incremento dello stesso nella configurazione post operam rispetto all'ante operam.



ALLEGATI



Allegato 1 - Planimetria della Raffineria di Venezia



Allegato 2 - Layout e prospetti previsti per la nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™



Allegato 3 - Diagrammi di flusso (PFD) della nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™



Allegato 4 - Layout e prospetti previsti per il nuovo impianto Steam Reformer



Allegato 5 - Diagramma di flusso (PFD) del nuovo impianto Steam Reformer



**Allegato 6 - Layout previsto per la
nuova sezione dell'impianto
ECOFINING™**



Allegato 7 - Diagramma di flusso (PFD) dell'impianto ECOFINING™ modificato



Allegato 8 - Nuova planimetria dei punti di emissione convogliata in atmosfera della Raffineria



Allegato 9 - Nuova planimetria dei serbatoi di stoccaggio della Raffineria