



Progetto:

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

(Progetto Green Refinery STEP 2)

Elaborato:

Quadro Progettuale

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_Quadro Progettuale.doc

Marzo 2014

INDICE

Sezione	N° di Pag.
INTRODUZIONE	1
1. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ANTE-OPERAM.....	2
1.1. Descrizione del ciclo produttivo tradizionale di raffinazione	4
1.2. Descrizione del ciclo produttivo alternativo “green”	8
1.3. Servizi ausiliari	11
1.3.1. Sistema di generazione di energia elettrica e vapore - COGE	13
1.4. Movimentazione e stoccaggio materie prime e prodotti finiti	15
1.5. Bilancio di materia ed energia	17
1.5.1. Bilancio di materia	17
1.5.2. Bilancio di Energia.....	19
1.6. Interferenze con l’Ambiente	20
1.6.1. Emissioni in Atmosfera.....	20
1.6.2. Consumi idrici.....	28
1.6.3. Effluenti liquidi	28
1.6.4. Rifiuti	30
1.6.5. Rumore.....	31
1.6.6. Traffico	31
1.6.7. Suolo e sottosuolo.....	31
2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	34
2.1. Nuova unità di pretrattamento della carica all’ECOFINING™	34
2.1.1. Descrizione delle principali fasi di processo	35
2.1.2. Specifiche della Carica e dei Prodotti d’Impianto.....	43
2.1.3. Bilanci di materia e di energia	46
2.2. Nuovo impianto Steam Reforming	49
2.2.1. Descrizione delle principali fasi di processo	49
2.2.2. Specifiche della Carica d’Impianto	54
2.2.3. Specifiche dei Prodotti d’Impianto.....	54
2.2.4. Bilanci di materia e di energia	54
2.3. Revamping impianto ECOFINING™	57
2.3.1. Specifiche della Carica d’Impianto	58
2.3.2. Specifiche dei Prodotti d’Impianto.....	58
2.3.3. Bilanci di materia e di energia	59
2.4. Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione	61
2.5. Interconnecting	62
2.6. Analisi dei Malfunzionamenti.....	63
2.7. Fase di Cantiere.....	65
2.7.1. Attività di sbancamento	66
2.7.2. Attività di demolizione	68
2.7.3. Attività di Costruzione	69
2.7.4. Produzione di rifiuti.....	70
2.7.5. Descrizione delle attività di scavo, di caratterizzazione e smaltimento del terreno movimentato	71
2.7.6. Gestione dei terreni di risulta	72
2.7.7. Caratterizzazione del fondo e delle pareti di scavo	72
2.7.8. Gestione di eventuali acque di scavo.....	73
2.7.9. Compatibilità dell’intervento con le opere di bonifica della falda e di MISO dei	

INDICE

Sezione	N° di Pag.
suoli	73
2.7.10. Traffico	73
3. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERA POST OPERAM E CONFRONTO CON ASSETTI ANTE OPERAM	74
3.1. Descrizione ciclo produttivo tradizionale post operam	74
3.2. Descrizione ciclo produttivo alternativo “green” post operam	74
3.3. Bilancio di materia ed energia	78
3.3.1. Bilancio di materia	78
3.3.2. Bilancio di Energia.....	80
3.3.3. Emissioni in Atmosfera.....	81
3.3.4. Bilancio Idrico	92
3.3.5. Rifiuti	93
3.3.6. Rumore.....	95
3.3.7. Traffico	95
3.3.8. Serbatoi e Stoccaggi	96
3.3.9. Odori.....	97
3.4. Rappresentazione sintetica della Raffineria allo stato attuale e in seguito alla realizzazione del progetto	98

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	Layout e prospetti previsti per il nuovo impianto Steam Reformer
Allegato 4	Layout previsto per la nuova sezione dell'impianto ECOFINING™
Allegato 5	Nuova planimetria dei punti di emissione convogliata in atmosfera della Raffineria
Allegato 6	Nuova planimetria dei serbatoi di stoccaggio della Raffineria

INTRODUZIONE

Il Quadro di Riferimento Progettuale (Quadro Progettuale) descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati e il suo inserimento nella configurazione attuale della Raffineria. Il documento risulta suddiviso nelle seguenti tre sezioni:

- descrizione della Raffineria nella configurazione ante-operam;
- descrizione delle nuove unità e delle modifiche alle unità esistenti previste dal progetto, con particolare riferimento a:
 - dimensioni dell'opera;
 - uso e consumo di risorse (suolo, acqua, energia, materie prime, etc.);
 - prodotti resi;
 - rilasci nell'ambiente (aria, acqua, rifiuti);
 - eventi incidentali;
 - misure di mitigazione del progetto;
 - fase di cantiere;
 - tempi di realizzazione, occupazione nelle fasi di cantiere.
- descrizione della Raffineria nella configurazione post-operam e confronto con l'assetto ante-operam.

1. 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.

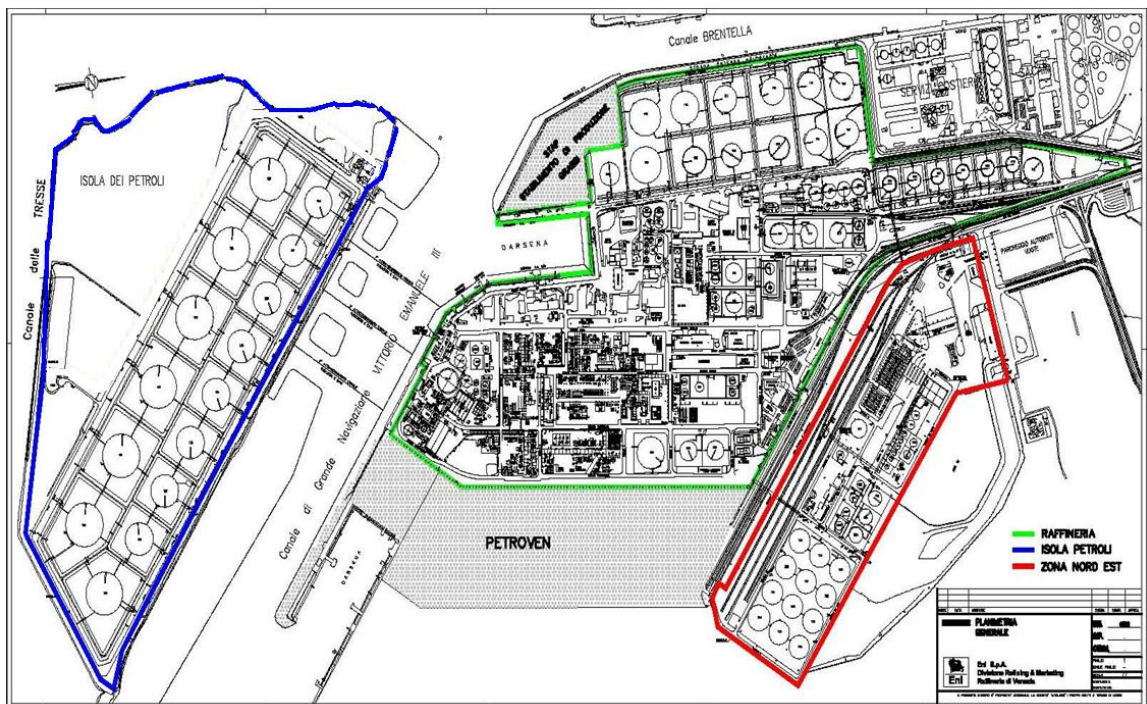


Figura 1. Planimetria della Raffineria.

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 AIA¹): 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.

¹ Istanza trasmessa mediante prot. DIR 144/LR.cz del 12/12/12 e successivo aggiornamento prot. DIR 129/LR.cz del 31/07/13.

1.1. 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 (DP² 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 Desolfurazione 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 solforato³ 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 desolfurazione 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

² 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.

³ 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.

Uno schema a blocchi del ciclo produttivo tradizionale è illustrato in Figura 2, mentre nella successiva Tabella viene riportata una breve descrizione delle unità di processo attive durante il ciclo tradizionale.

Tabella 1. Impianti di processo attivi durante il ciclo tradizionale ante operam.

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Distillazione Primaria 2 e 3 e relativi Vacuum - DP2 e DP3	Distillazione primaria del greggio con produzione di GPL, benzine, kerosene, gasoli e residuo.
Desolforazione GPL - Merox 2	Processo per ridurre il contenuto di zolfo nel GPL.
Isomerizzazione - ISO	Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della benzina leggera con tecnologia Penex.
Reforming Catalitico 3 - RC3	Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche ottaniche della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria.
Splitter nafta - PV1	Splittaggio di benzina riformata per ottimizzare le proprietà ottaniche.
Splitter GPL - SGPL	Separazione del Propano C_3 dal Butano C_4 .
Visbreaking/Thermal Cracking - VB/TC	Processo di conversione termica dei distillati pesanti in prodotti leggeri (GPL, benzina e gasolio); i prodotti residui sono utilizzati per la produzione di olio combustibile e bitume.
Desolforazione Gasolio/Kerosene 1 e 2 - HF1 e HF2	Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo.
Rigenerazione Ammine	Rigenerazione delle ammine "ricche" dei sistemi di lavaggio gas degli impianti di desolforazione mediante la separazione dell' H_2S .
Recupero Zolfo - RZ1, RZ2 e HCR	Unità in cui il gas acido (H_2S) è convertito in zolfo liquido.
Strippaggio Acque Acide - SWS1, SWS2 e SWS3	Unità in cui le acque acide sono pretrattate per la rimozione di H_2S , NH_3 e idrocarburi.



Impianti di Raffinazione	Descrizione
Trattamento Effluenti (TE)	Unità di disoleazione delle acque di impianto, a valle della quale le acque reflue sono inviate all'impianto consortile SIFA.

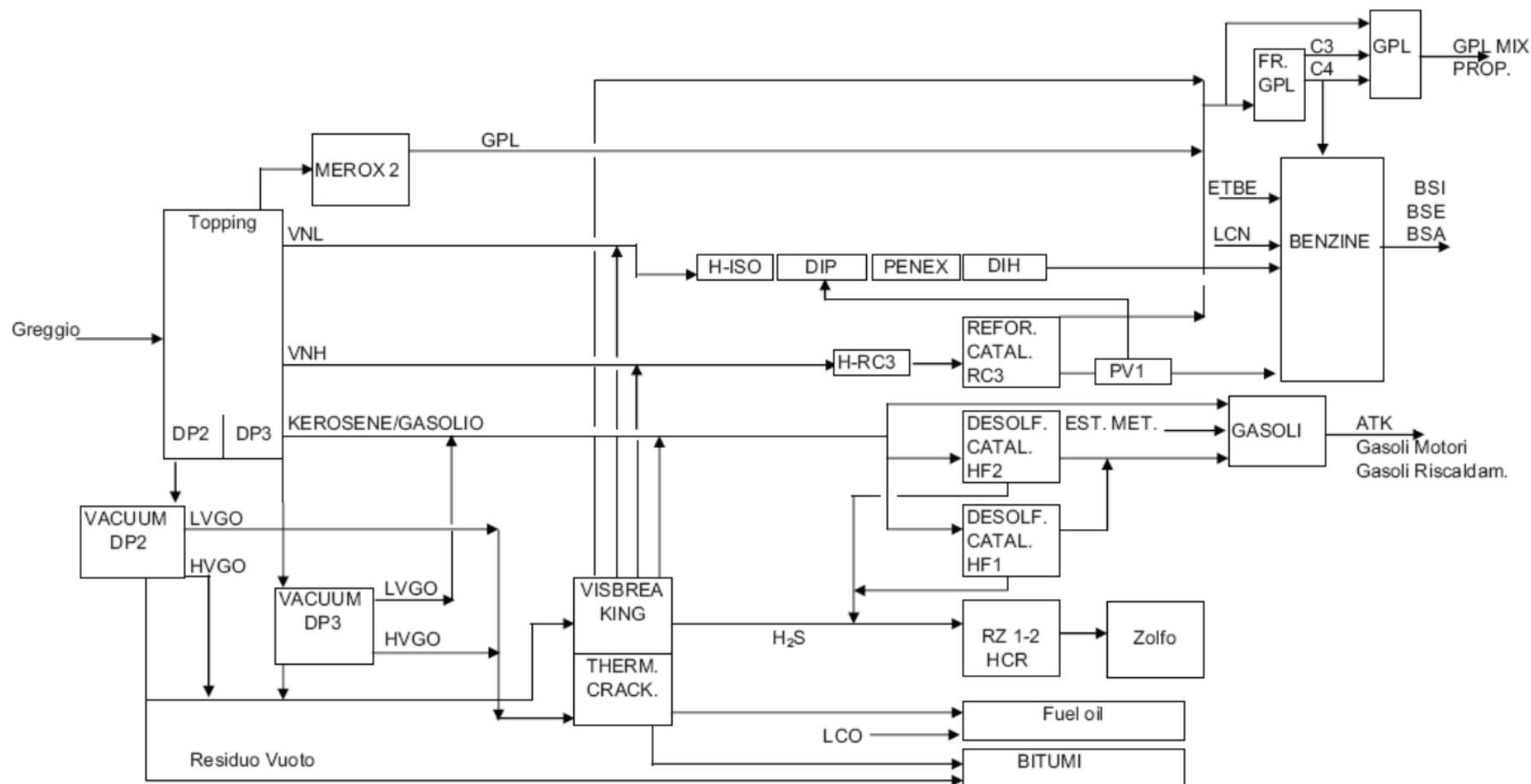


Figura 2. Schema a blocchi del ciclo di lavorazione tradizionale della Raffineria.

1.2. 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 ECOFINING™ (unità di Desolforazione gasoli/kerosene HF1 e HF2);
- unità di lavaggio gas e rigenerazione ammine;
- sistema di trattamento dei gas acidi;
- sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1;
- unità di Strippaggio Acque Acide SWS3.

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).

Uno schema a blocchi del ciclo produttivo alternativo "green" è illustrato in Figura 3, mentre nella successiva Tabella viene riportata una breve descrizione delle unità di processo attive durante il ciclo alternativo "green".

Tabella 2. Impianti di processo attivi durante il ciclo alternativo "green" ante operam.

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

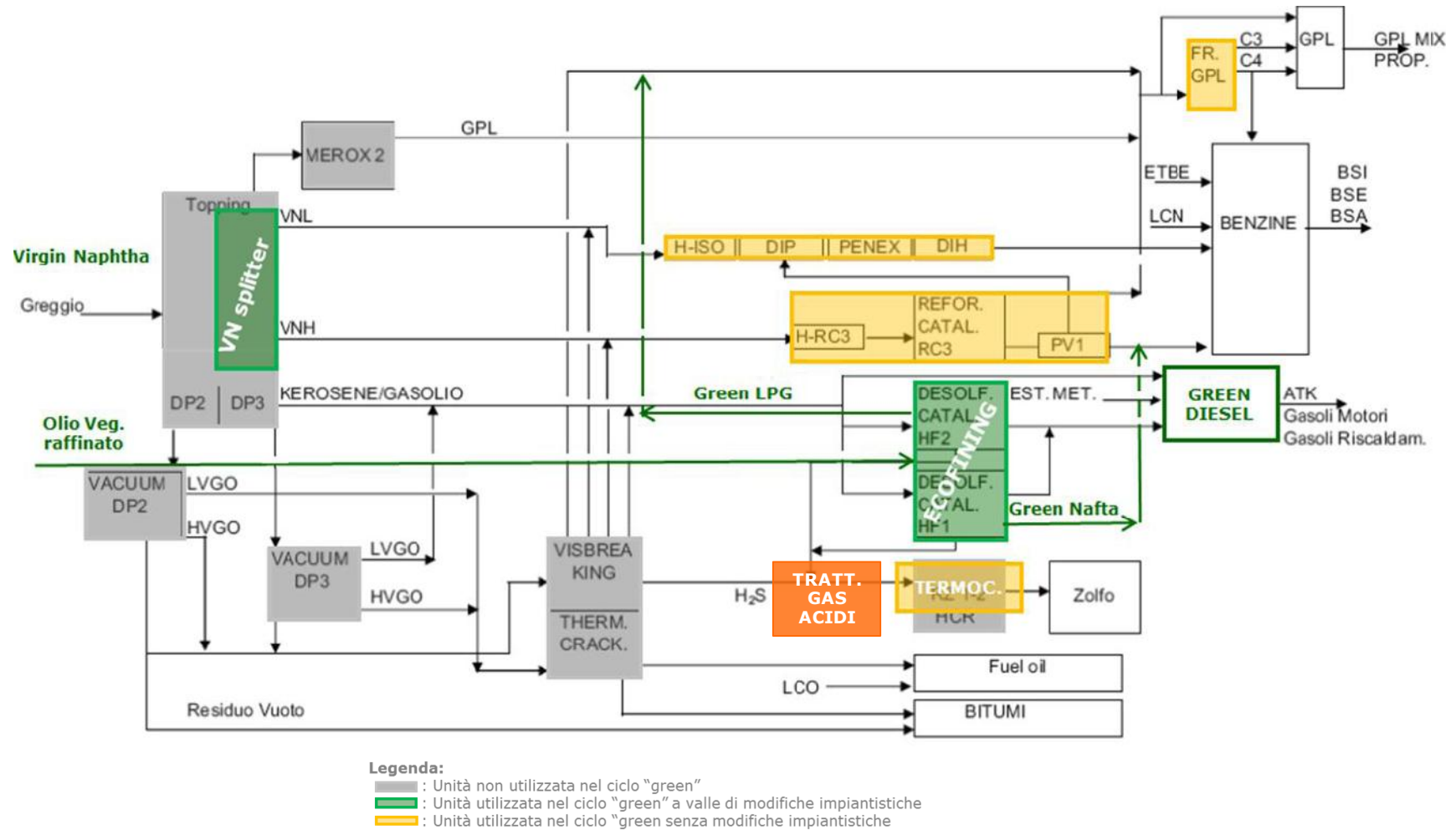


Figura 3. Schema a blocchi del ciclo di lavorazione alternativo "green" della Raffineria.

1.3. Servizi ausiliari

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

I principali impianti ausiliari sono descritti nella seguente Tabella.

Tabella 3. 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.
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:

Impianti Ausiliari	Descrizione
	<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	<p>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 m³/h di acqua demi a partire da acqua di origine superficiale.</p> <p>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.</p>
Rete antincendio	<p>La rete antincendio di Raffineria copre tutte le aree del sito ed è adeguata ai requisiti di legge.</p> <p>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.</p>
Distribuzione Fuel Oil, Fuel Gas e Metano	<p>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.</p> <p>Inoltre da Aprile 2013 è stata attivata la fornitura di metano, mediante gasdotti dalla rete SNAM.</p>
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</p>

Impianti Ausiliari	Descrizione
	stazione di pompaggio (S10B) per essere inviato poi all'impianto consortile SIFA e ulteriormente in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui.

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

- il Laboratorio Chimico in grado di svolgere, mediante apparecchiature tecnicamente idonee, il controllo analitico di flussi liquidi e gassosi degli impianti e dei prodotti finiti, oltre alle specifiche analisi a valenza ambientale su:
 - stream intermedi dell'impianto TE e scarico lagunare dell'acqua di raffreddamento, secondo un apposito Piano Analitico;
 - qualità dei prodotti/combustibili impiegati in Raffineria, 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.

1.3.1. 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 (B01) 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 NO_x 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.

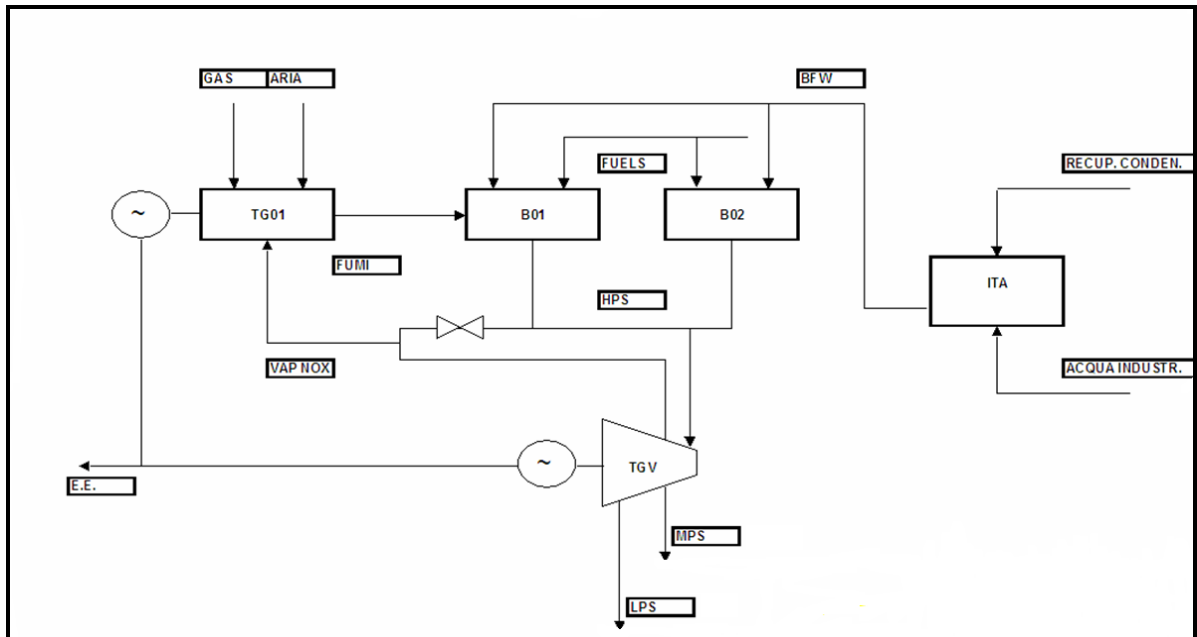


Figura 4. Schema dell'impianto COGE.

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 4. 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 5: 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.

1.4. 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 pig. 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.

Per maggiori dettagli in merito al layout del Terminale si rimanda all'Allegato 2 del presente progetto.

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 6. 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

Prodotto	Ciclo tradizionale		Ciclo "green"	
	Numero di Serbatoi utilizzati	Capacità di stoccaggio (m ³)	Numero di Serbatoi utilizzati	Capacità di stoccaggio (m ³)
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

1.5. Bilancio di materia ed energia

1.5.1. 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 7. 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 produttivo alternativo "green" si possono distinguere:

- biomasse oleose di origine vegetale, in carica all'unità di ECOFINING™ (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 8. 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 nella configurazione produttiva alternativa "green" sono i seguenti:

- green diesel, prodotto di natura idrocarburica paraffinica, ottenuto mediante il processo di idotrattamento 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 9. Prodotti "green" in uscita.

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.

1.5.2. 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 0.). 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 produttivo tradizionale e a quello alternativo "green" riferiti alla MCP sono riportati nella seguente Tabella riepilogativa.

Tabella 10. 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.

1.6. Interferenze con l'Ambiente

1.6.1. Emissioni in Atmosfera

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

1.6.1.1. Emissioni convogliate

I principali punti di emissioni convogliate presenti presso la Raffineria sono 9 e vengono elencati in Tabella 11. In tale Tabella si riportano inoltre quali punti di emissione in atmosfera risultano attivi durante l'operatività di ciclo produttivo tradizionale e quali durante l'operatività del ciclo alternativo "green".

Come previsto dal Decreto AIA (prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/10) i camini riportati in Tabella 11 rientrano nel calcolo della "Bolla di Raffineria".



Tabella 11. Elenco dei principali punti di emissione di tipo convogliato presenti presso la Raffineria di Venezia.

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Ciclo tradizionale	Ciclo "green"
E3	Distillazione primaria DP2	Forni H1, H2 e H3 e Caldaia H610	Attivo	Non attivo
E8	Reformer Catalitico RC3	Forni F3AN e F3CN	Attivo	Attivo
E12	Reformer Catalitico RC3	Forni F1 e F2	Attivo	Attivo
E14	Reformer Catalitico RC3	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01	Attivo	Attivo
E15	Isomerizzazione ISO	Forni A10-1, B10-1, C10-1	Attivo	Attivo
E16	Unità HF1	Forni F101 e F102N	Attivo	Attivo
E17	Unità HF2, Recupero zolfo RZ1 e RZ2	Forno B101 Post combustore termico B301 e MS1	Attivo	Attivo
E18	Distillazione primaria DP3 Impianto COGE	Forno F1 Caldaie B01 e B02 e Turbogas TG1	Attivo	Attivo
E20	Visbreaking/Thermal Cracking	Forni F1, F2 e IB F1	Attivo	Non attivo

Inoltre la Raffineria è dotata dei seguenti ulteriori punti di emissione in atmosfera:

- 1 torcia di emergenza, identificata con la sigla S39;
- 7 camini che convogliano le emissioni generate dal riscaldamento dei serbatoi di bitume:

Tabella 12. Emissioni in atmosfera da riscaldamento serbatoi bitume.

Camino	Provenienza fumi
E22	Riscaldamento serbatoio bitume 602
E23	Riscaldamento serbatoio bitume 603
E24	Riscaldamento serbatoio bitume 604
E25	Riscaldamento serbatoio bitume 605
E26	Riscaldamento serbatoio bitume 606
E27	Riscaldamento serbatoio bitume 607
E28	Riscaldamento serbatoio bitume 608

- 2 camini che convogliano le emissioni delle unità di recupero vapori del caricamento benzine e bitumi, identificati rispettivamente con le sigle S29 e S30;
- 1 camino che convoglia le emissioni dell'unità di recupero vapori dei serbatoi di bitumi, identificato con la sigla S31;
- 1 camino che convoglia lo sfiato dalla rigenerazione ciclica presso l'impianto di Reforming Catalitico, identificato con la sigla S32;
- 1 camino che convoglia lo sfiato dalla rigenerazione del catalizzatore presso l'impianto di Reforming Catalitico, identificato con la sigla S33;
- 3 camini che convogliano gli sfiati dalle cappe del laboratorio chimico, identificati con le sigle S35/1.../26, S36 e S37;
- 1 camino che convoglia le emissioni dell'unità di recupero vapori del caricamento/scaricamento navi, identificato con la sigla S42;
- 1 camino che convoglia le emissioni prodotte dalla copertura delle vasche API, identificato con la sigla S43.

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

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 13. Valori limite 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 14. Valori limite 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 15. Emissioni 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 16. Emissioni 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 produttivo alternativo “green” riferite alla Massima Capacità Produttiva sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 17. Assetto emissivo previsto per l'intero complesso di Raffineria, durante l'operatività del ciclo “green”.

Parametro	Ciclo “green”	
	(t/a)	(mg/Nm ³)
SO ₂	270 ⁴	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.

⁴ 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 18. 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

1.6.1.2. Emissioni convogliate - Impianto COGE

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

Tabella 19. Emissioni in atmosfera - Impianto COGE.

Parametro	Ciclo tradizionale ⁵		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

1.6.1.3. 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 aree sorgente di emissioni diffuse sono i serbatoi di stoccaggio, le tenute di apparecchiature, linee e componenti connessi al trasferimento di prodotti leggeri, le vasche di disoleazione presso TE e le operazioni di caricamento e scarico prodotti.

La stima delle quantità complessive delle emissioni diffuse e fuggitive per la Massima Capacità Produttiva della Raffineria, operante nel suo ciclo tradizionale, è riportata nella seguente Tabella.

Tabella 20. Emissioni diffuse e fuggitive - Ciclo tradizionale.

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
Diffuse	Trattamento effluenti (TE)	COV	113,7
		Benzene	1,02
Fuggitive	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati impianti	COV	354,9
		Benzene	3,2

⁵ I valori indicati si riferiscono ai limiti autorizzativi del Decreto MICA del 15/11/1991.

Durante l'operatività del ciclo alternativo "green" parte degli impianti di processo, attivi durante il ciclo tradizionale di raffinazione, risultano fermi pertanto le emissioni fugitive risultano inferiori rispetto a quanto riportato in Tabella 20.

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.

1.6.2. Consumi idrici

L'approvvigionamento idrico della Raffineria avviene secondo i seguenti flussi distinti:

- acqua potabile, fornita attraverso la rete pubblica;
- 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 mare di raffreddamento, proveniente dalla Laguna di Venezia (prelevata dal Canale Vittorio Emanuele III), a mezzo di stazione di pompaggio.

La Raffineria è inoltre dotata di una rete antincendio che copre tutte le aree del sito. 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.

I consumi idrici della Raffineria relativi alla configurazione tradizionale e a quella alternativa "green" riferiti alla MCP sono riportati nella seguente Tabella.

Tabella 21. Consumi idrici della Raffineria.

Fonti di approvvigionamento	U.d.m	Ciclo tradizionale	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

1.6.3. Effluenti liquidi

Le acque di processo, il vapore e le acque di lavaggio che sono state o possono essere state in contatto con fluidi di processo e quindi contenere idrocarburi, solfuri e ammoniaca vengono trattate prima del loro invio allo scarico. Anche le acque meteoriche di dilavamento delle aree produttive, che quindi possono potenzialmente contenere idrocarburi dilavati dalle superfici, vengono opportunamente depurate prima dello scarico.

La raccolta dei reflui di processo, di quelli sanitari e delle acque meteoriche derivanti da tutte le unità e dalle aree del sito è garantita dal sistema fognario di Raffineria. Le acque reflue, convogliate all'unico collettore di fognatura della Raffineria, sono inviate, previo pre-

trattamento nella sezione di trattamento primario dell'Impianto di Trattamento Effluenti (Impianto TE), all'impianto consortile SIFA.

L'acqua mare di raffreddamento impianti è invece scaricata nel Canale Vittorio Emanuele III, confluyente in Laguna, mediante il punto di scarico denominato "SM1".

Nella seguente Tabella si riportano i dati quantitativi degli scarichi idrici alla Massima Capacità Produttiva relativi alla Raffineria, nella configurazione tradizionale e in quella alternativa "green".

Tabella 22. Bilancio quantitativo degli scarichi idrici.

Scarico	U.d.m	Ciclo tradizionale	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 23. 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
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.

1.6.4. Rifiuti

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

- alle fasi di processo;
- agli interventi di manutenzione;
- al funzionamento dei servizi ausiliari.

La Raffineria produce le seguenti principali tipologie di rifiuti:

- fondami da serbatoi/pulizia impianti;
- catalizzatori esausti;
- fanghi da trattamento dell'impianto TE;
- rottami ferrosi;
- acqua di falda;
- terre ed inerti da demolizioni;
- batterie e oli esausti;
- rifiuti solidi assimilabili ad urbani.

La Raffineria è dotata di due aree di deposito temporaneo dei rifiuti pericolosi e non pericolosi prima del loro invio a smaltimento/recupero esterno. Le due aree sono:

- Parco Rottami (capacità di stoccaggio 200 m³; superficie 1.505,2 m²), in cui vengono conferiti i rottami di ferro, metallici e cavi elettrici;
- Parco Ecologico (capacità di stoccaggio 350 m³; superficie 4.306,8 m²), in cui sono conferiti i restanti rifiuti.

Entrambe le aree di deposito sono pavimentate ed impermeabilizzate, dotate di cordolo sull'intero perimetro, delimitate da recinzione e collegate al circuito fognario facente capo all'impianto di trattamento effluenti.

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

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 24. 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 HF1 e HF2 nel ciclo 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.

1.6.5. 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”.

1.6.6. 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 25. 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

1.6.7. 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 cadenzi 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'Ottobre 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 Messa in Sicurezza Operativa. Tali interventi consisteranno 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.

2. 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.

2.1. 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.

2.1.1. 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 della lavorazione;
- **Sezione T5/600 PS - Pretrattamento a secco con decolorazione.** In tale sezione vengono rimosse altre sostanze indesiderate presenti nella carica (costituita da olio di palma 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.

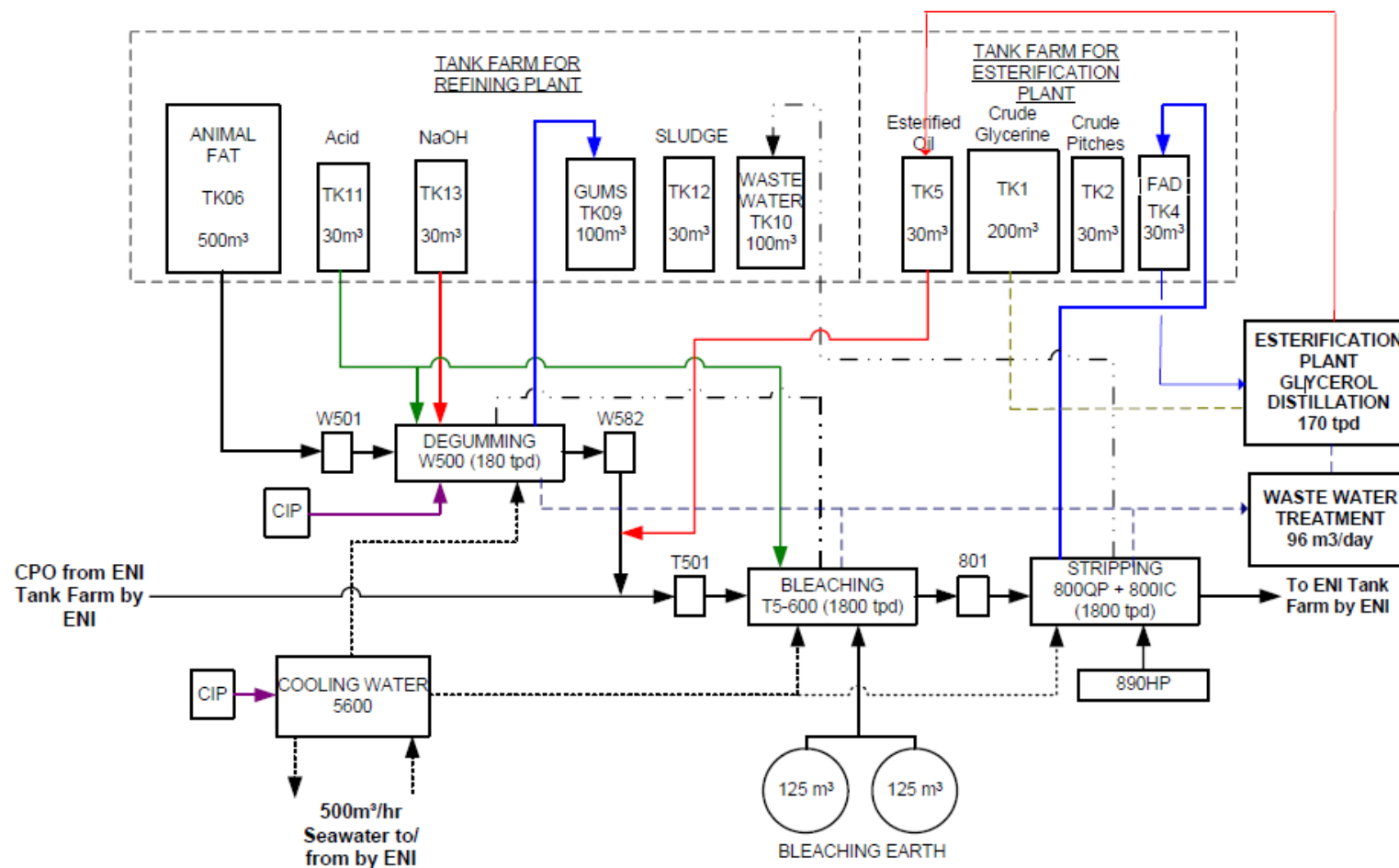


Figura 5. Schema semplificato della nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™.

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, stoccati nei nuovi serbatoi TK6GA e TK7, di capacità pari a 500 m³ ciascuno, vengono, dopo essere stati trattati da un sistema di filtraggio, riscaldati negli scambiatori W521A e W521B. La corrente di grassi viene quindi miscelata con una soluzione di acido citrico.

La miscela grassi/soluzione acida viene quindi alimentata al reattore W503AC, dove le gomme non idratibili vengono trasformate in idratibili.

La corrente in uscita dal reattore viene quindi miscelata con una soluzione di soda caustica, precedentemente stoccata nel nuovo serbatoio TK13, al fine di agglomerare le gomme idratibili, prima di essere alimentata 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 inviate 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, la corrente precedentemente trattata, dopo essere stata miscelata con una corrente di acqua calda, viene alimentata al reattore W503W1 e successivamente al separatore centrifugo W518W1, in cui avviene la separazione della corrente di grassi, lavata dalle gomme residue, dalla corrente acquosa.

La corrente di grassi animali prodotta dal trattamento di degommazione viene quindi inviata nell'unità di essiccazione sotto vuoto W506, al fine di ridurne l'umidità residua, e successivamente alla sezione di decolorazione.

Sezione T5/600 PS - Pretrattamento a secco con decolorazione

Il processo di pretrattamento a secco della carica grezza, costituita da olio di palma 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, previo riscaldamento negli scambiatori T521A e T521B, viene miscelata con una soluzione di acido citrico e quindi alimentata nel reattore T503, dove le gomme non idratibili vengono trasformate in idratibili.

Alla miscela carica grezza/soluzione acida presente nel reattore T503 viene aggiunta terra decolorante, stoccata in due silos 610A di capacità pari a 125 m³ ciascuno, al fine di rimuovere i pigmenti, le tracce di gomme, i prodotti dell'ossidazione, i composti policiclici e altre sostanze indesiderate presenti in essa.

Dopo la miscelazione con la terra decolorante, la carica viene alimentata nella colonna di decolorazione 622, in cui vengono rimossi i composti indesiderati. Il processo di

decolorazione è condotto sotto vuoto al fine di evitare l'ossidazione della carica a causa dell'attività catalitica della terra decolorante.

La miscela carica decolorata/terra decolorante è infine inviata ad un sistema di filtrazione. L'olio presente nelle terre trattenute dal sistema di filtrazione viene recuperato mediante insufflaggio di vapore e riciclato nella sezione. La torta di terre viene quindi 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, prima di essere alimentata alla colonna di flash 802P nella quale evaporano gli acidi grassi presenti nell'olio, viene riscaldata dagli scambiatori 881A, 880A e 821A. Quest'ultimo scambiatore è alimentato con vapore a alta pressione prodotto dalla nuova caldaia 890HP.

Successivamente la carica è alimentata 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, previo raffreddamento e filtraggio, inviata a stoccaggio.

Gli acidi grassi separati dalla carica nello stripper 822QP vengono condensati e successivamente riciclati nel sovrastante scrubber 823P. Gli acidi grassi in eccesso vengono inviati nel nuovo serbatoio di stoccaggio TK4, avente una capacità di stoccaggio pari a 30 m³, e da qui inviati nella successiva sezione di esterificazione

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 strippaggio, contenente le sostanze volatili separate dall'olio. 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.

I gas incondensabili (saturati con vapore) in uscita dai sublimatori vengono evacuati mediante gli eiettori a vapore

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 riciclato in alimentazione all'impianto di pretrattamento, nella sezione di decolorazione.



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

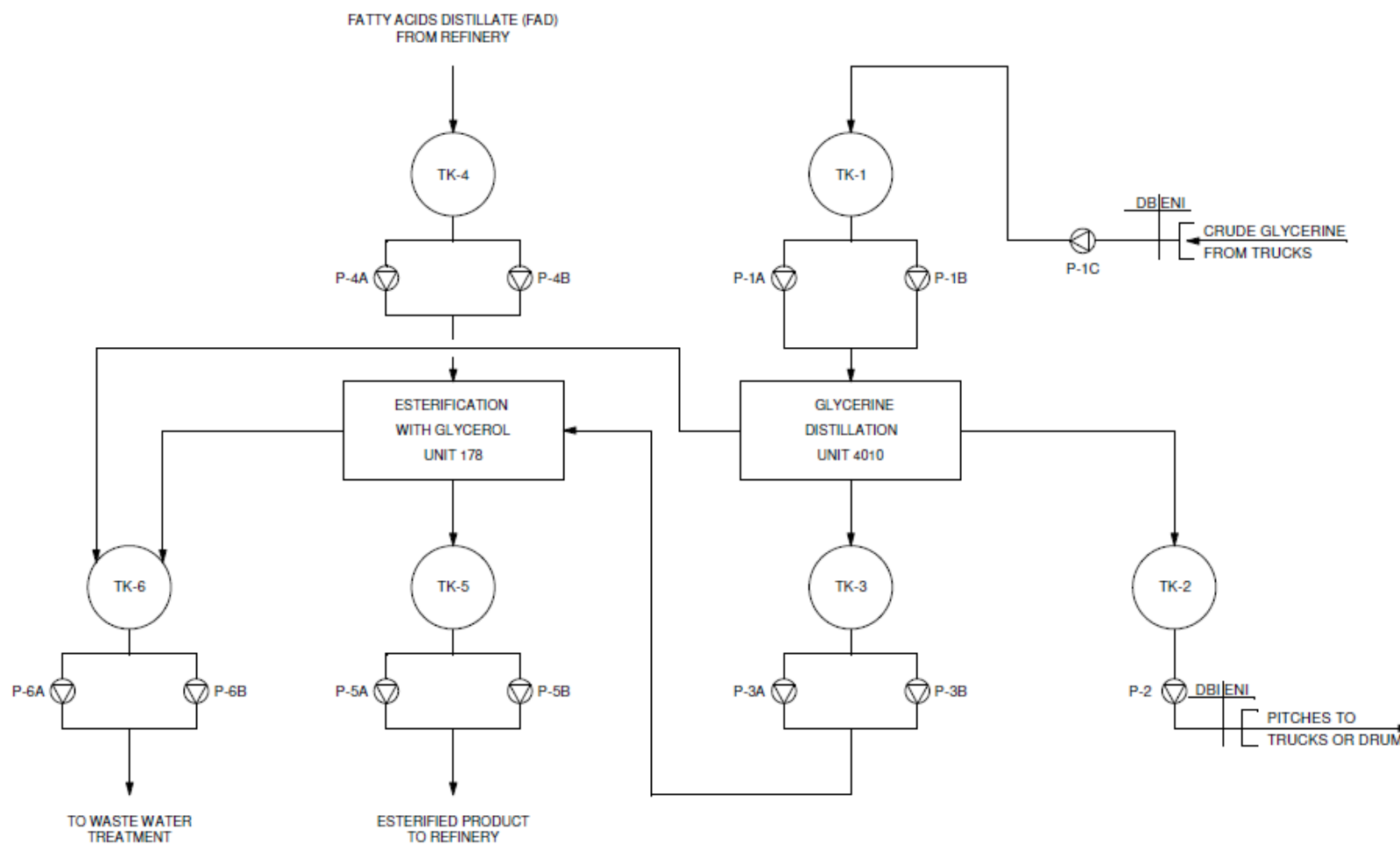


Figura 6. Schema semplificato della nuova sezione di esterificazione degli acidi grassi.

La glicerina (soluzione di glicerolo all'80-85%), stoccata nel nuovo serbatoio TK1, di capacità pari a 200 m³, viene alimentata alla colonna di distillazione sotto vuoto 4C1.

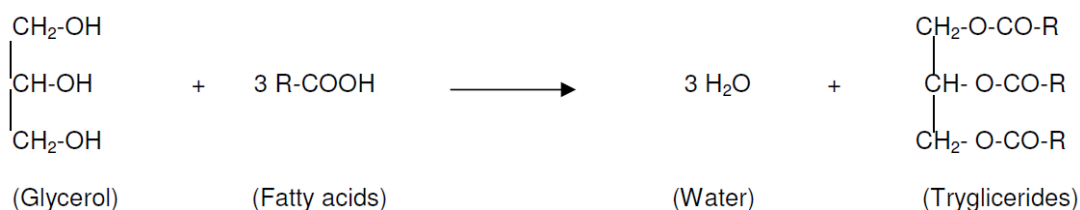
La miscela glicerolo/acqua, separata dal fondo di tale colonna, previo passaggio nel ribollitore 4E3, viene ricircolata nella colonna.

I prodotti pesanti, uscenti dal fondo della colonna 4C1, 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. La soluzione di glicerolo in uscita dalla testa della colonna 4D1, viene, dopo essere stata condensata, riciclata alla colonna 4C1.

I vapori in uscita dalla testa della colonna 4C1 sono inviati nello scambiatore 4E4, in cui il glicerolo viene condensato, prima di essere inviato a stoccaggio nel nuovo serbatoio TK3, di capacità pari a 8 m³, da cui viene alimentato nei reattori di esterificazione 178R1A/B/C.

Gli acidi grassi, stoccati nel nuovo serbatoio di stoccaggio TK4, sono miscelati con il glicerolo e quindi riscaldati negli scambiatori 178E1 e 178E2.

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



La miscela di acqua e glicerolo in uscita dalla testa dei reattori è inviata allo scrubber 178C1, dove il glicerolo viene condensato e ricircolato ai reattori di esterificazione. Il vapore d'acqua separato dalla testa dello scrubber 178C1 è invece condensato ed inviato al nuovo serbatoio TK6AR, di capacità pari a 5 m³, e da qui 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), estratto dal fondo dell'ultimo reattore 178R1C viene stoccato nel nuovo serbatoio TK5, di capacità pari a 30 m³, da cui viene inviato 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.

Il primo circuito (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).

Il secondo circuito (sezione 9200) è invece asservito alle sezioni 178 e 4010 (Sezione di esterificazione degli acidi grassi).

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 inviate nella vasca di omogeneizzazione 5201A, nella quale 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;
- la vasca di flocculazione 5203PO;
- la vasca di flottazione ad aria dissolta 5232PC;
- il bacino di neutralizzazione 5205BA.

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), 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).

L'effluente del reattore biologico confluisce nella vasca di aereazione a fanghi attivi 5278LL, dove 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.

2.1.2. 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 26. 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 27. 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 - Pretrattamento a secco con decolorazione

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

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

Tabella 28. Caratteristiche delle principali impurità dell'olio di palma grezzo in ingresso.

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	5,00
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 27, mentre la composizione degli oli esterificati verranno riportate nella successiva Tabella 32.

Sezione 800PS - 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 di palma raffinato e degli acidi grassi in uscita dalla sezione sono riportate nelle seguenti Tabelle.

Tabella 29. 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 30. 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 - 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 30, mentre la composizione della corrente di glicerina grezza è riportata nella seguente Tabella.

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

Tabella 31. 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 32. 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

2.1.3. 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 33. 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		

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).

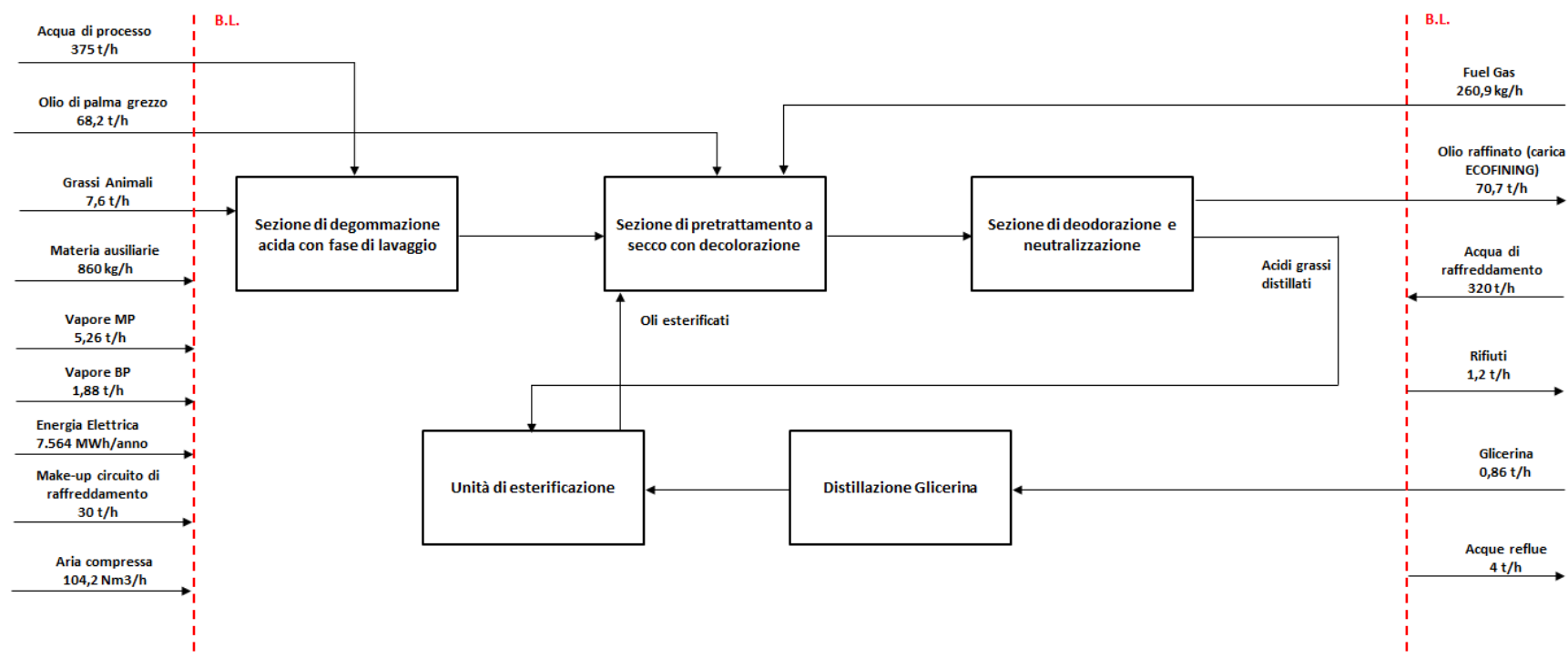


Figura 7. Bilancio di materia e di energia della nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™.

B.L. = Limite di Batteria

2.2. 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™.

2.2.1. 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 3 al presente progetto sono riportati il layout ed i prospetti previsti del nuovo impianto di Steam Reforming, mentre nella Figura seguente è illustrato lo schema semplificato della nuova unità.

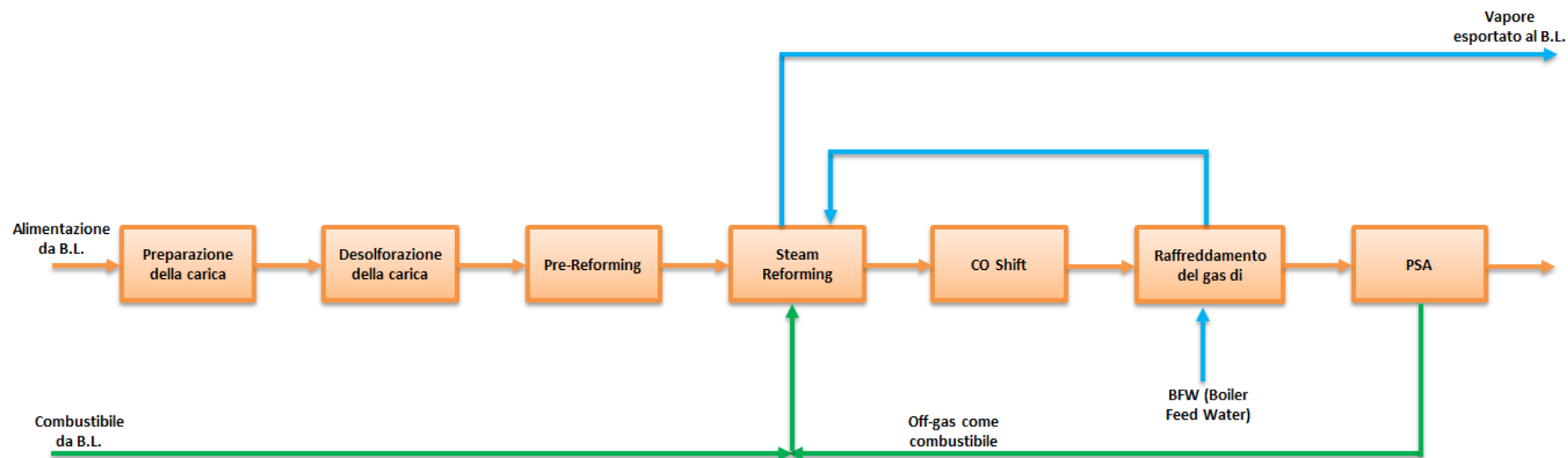


Figura 8. Schema semplificato della nuova unità Steam Reforming.

B.L. = Limite di batteria

Sezione di purificazione della carica

La funzione della sezione di purificazione è principalmente quella di eliminare dalla carica il cloro, l'H₂S 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 H₂ (circa 3% vol.), proveniente dall'unità HF2 (Stadio di Isomerizzazione dell'impianto ECOFINING™).

La carica, dopo essere stata riscaldata negli scambiatori 00E001 e 00E002, è inviata nel reattore di idrogenazione 01R001, nel quale, in presenza di opportuni catalizzatori, ha luogo la reazione di idrotrattamento, al fine di convertire i composti organici contenenti zolfo in H₂S.

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, 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, che adsorbe l'H₂S prodotto dalle reazioni di idrogenazione;
- Catalizzatore di desolforazione spinta, 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 e quindi riscaldato nello scambiatore 03F002E11, prima di essere alimentato al Pre-Reformer 02R001.

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.

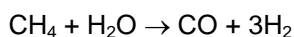
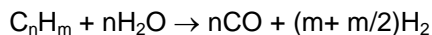
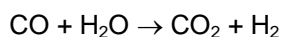
Il gas in uscita dal Pre-Reformer, prima di essere alimentato alla sezione di Reforming, viene riscaldato nello scambiatore 03F002E12.

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.

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 che riscaldano i tubi 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.

Come combustibile primario sono usati gli off-gas provenienti dalla PSA Unit contenenti una quantità di H_2 non separato, mentre una miscela di gas naturale e gas di raffineria è usata come combustibile secondario per bilanciare la richiesta di combustibile.

I fumi prodotti nella sezione radiante del forno 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.

I fumi di combustione sono infine inviati al nuovo camino.

L'effluente dello Steam Reformer, raffreddato nello scambiatore 03E001, viene 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 CO_2 , 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 gas di processo dalla sezione di Reforming entra nel reattore di conversione ad alta temperatura 04R001. Il gas viene quindi raffreddato negli scambiatori 04E001 e 04E002, e

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.

Prima di passare alla sezione successiva il gas viene raffreddato negli scambiatori 04E009, 04E003, 04E006 e nell'air cooler 04E005.

L'idrogeno prodotto viene inviato alla sezione finale di purificazione.

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 riscaldata negli scambiatori 04E002 e 04E009, prima di essere alimentata nell'accumulatore 03D001, dove viene prodotto vapore saturo ad alta pressione (circa 50 barg).

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, dai quali viene inviata, attraversando gli scambiatori 04E003 e 03F002E81, nell'accumulatore 03D005. 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 all'accumulatore 03D002, da cui si separa una corrente in fase vapore che, dopo essere stata condensata, è riciclata nell'accumulatore 03D002 e una fase liquida che viene inviata nell'accumulatore 80D001.

L'accumulatore 80D001 raccoglie inoltre la condensa di processo prodotta dagli accumulatori 04S001 e 04S002.

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

2.2.2. 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 34. 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

2.2.3. Specifiche dei Prodotti d'Impianto

L'impianto produce H₂ con le seguenti caratteristiche:

Tabella 35. 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

2.2.4. 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 36. 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)	Catalizzatore di dechlorinazione	1,4	6

Fase di utilizzo	Item	Volume (m ³)	Durata (anni)
e 01R002B)	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 attivati a fine vita e dai rifiuti prodotti dalle attività di manutenzione.

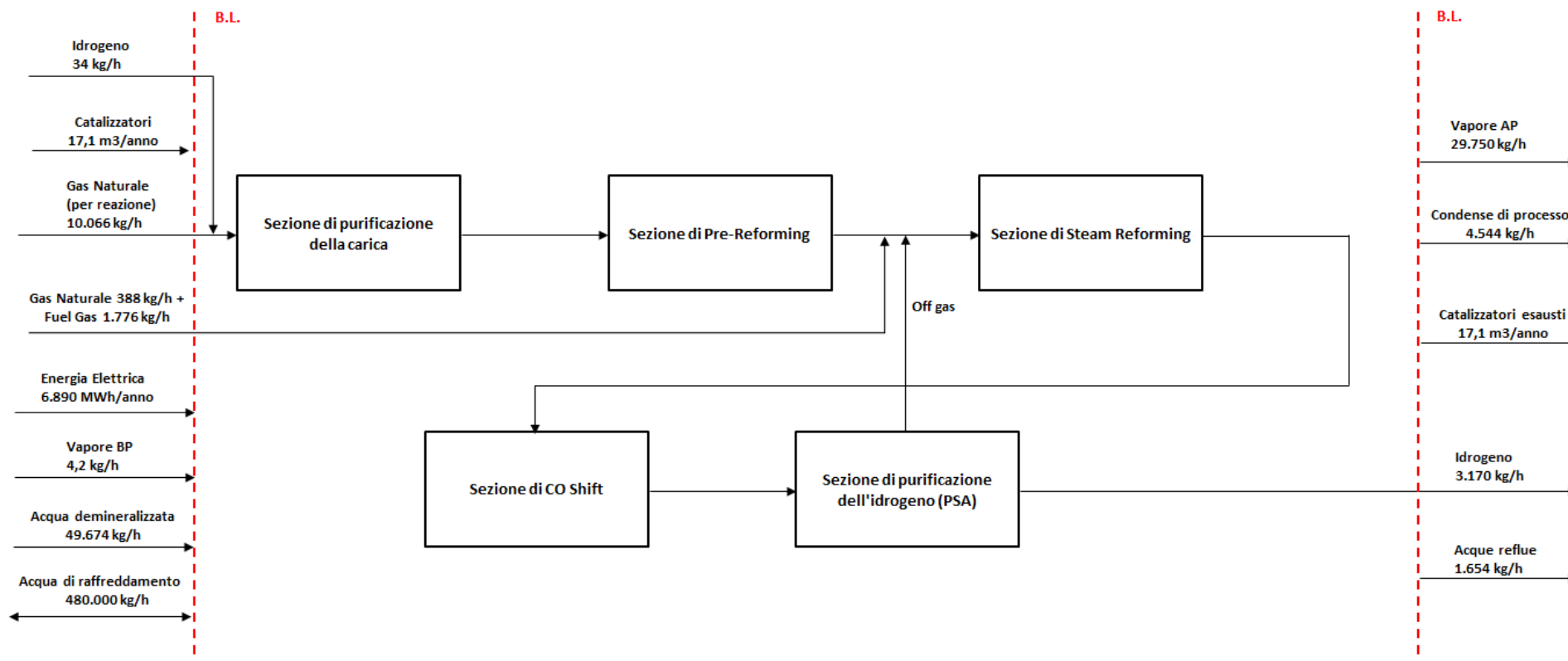


Figura 9. Bilancio di materia e di energia del nuovo impianto Steam Reformer.

B.L. = Limite di Batteria

2.3. 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 37. Interventi di adeguamento dell’impianto ECOFINING™.

Tipologia di intervento	Item	Servizio
Sezione di Deossigenazione HF1		
Sostituzione delle pompe 21-MPE-101 A/B/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 307e 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 4 è riportato il layout previsto per la nuova sezione d'impianto.

2.3.1. Specifiche della Carica d'Impianto

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

Tabella 38. 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

2.3.2. Specifiche dei Prodotti d'Impianto

Le caratteristiche del Green Diesel prodotto nell'impianto sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 39. 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.

2.3.3. 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.

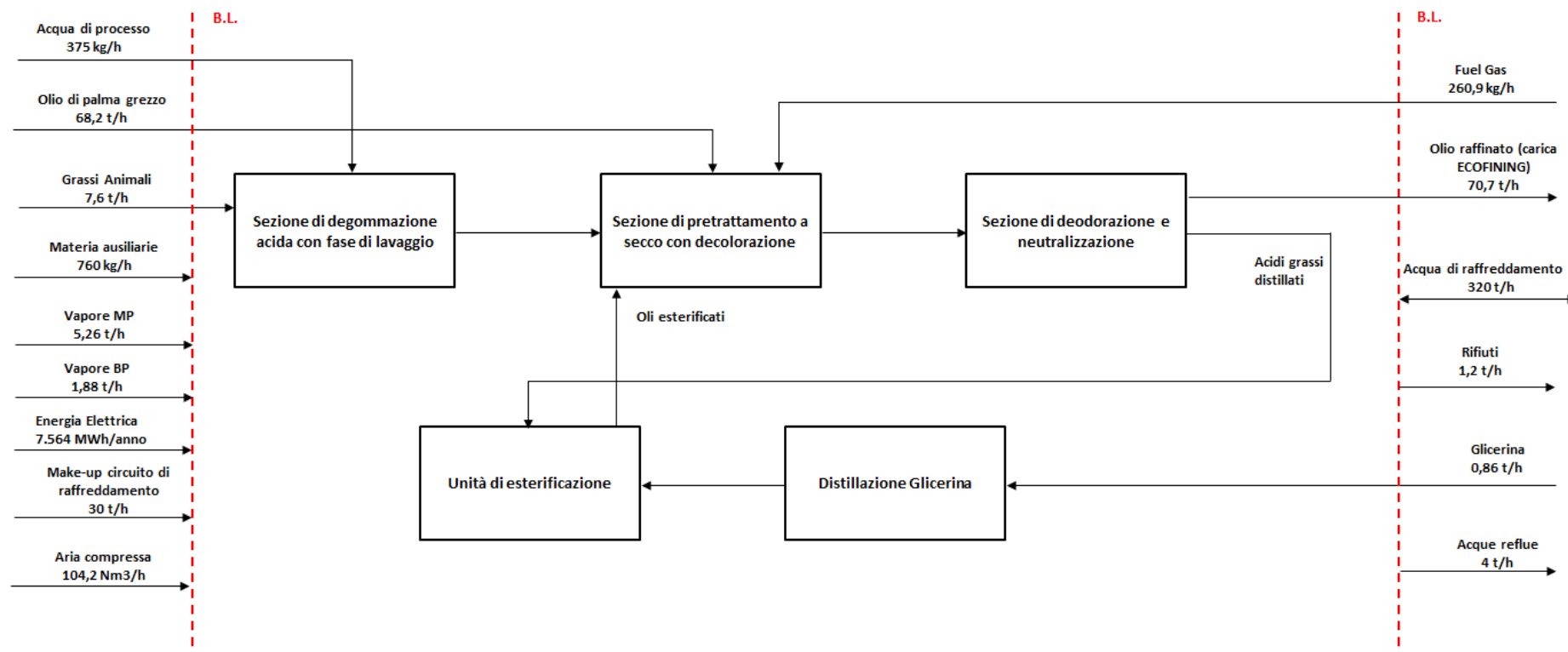


Figura 10. Bilancio di materia e di energia del impianto ECOFINING a valle degli interventi di revamping.

B.L. = Limite di Batteria

2.4. 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.

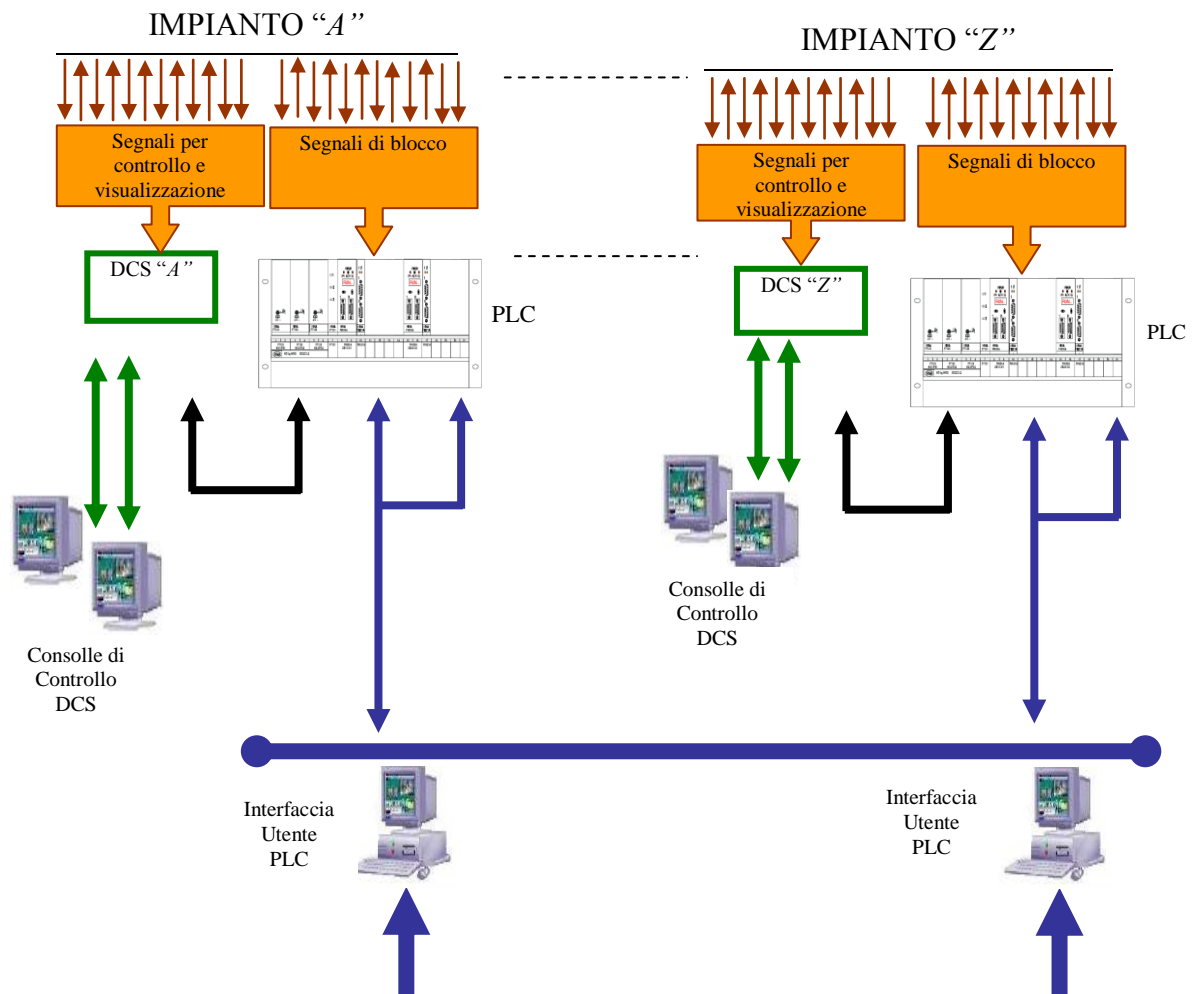


Figura 11. Schema rete distribuzione dati PLC - Campo, DCS - Campo e PLC - DCS.

2.5. 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.

2.6. 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 40 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 41 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 40. 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 41. 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).

2.7. 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.

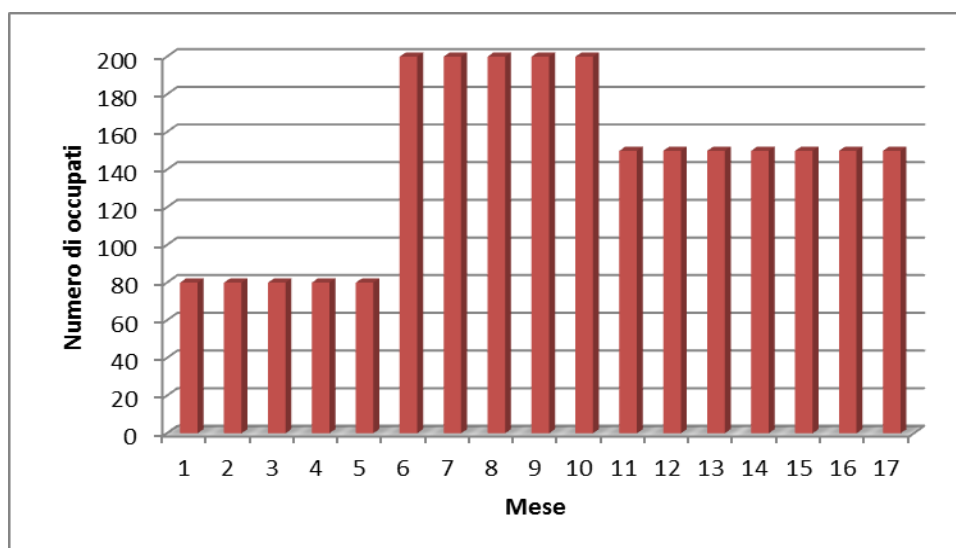


Figura 12. Distribuzione necessità occupazionale durante la fase di cantiere.

2.7.1. 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. In Figura 13 viene riportata l'ubicazione delle aree di realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi.

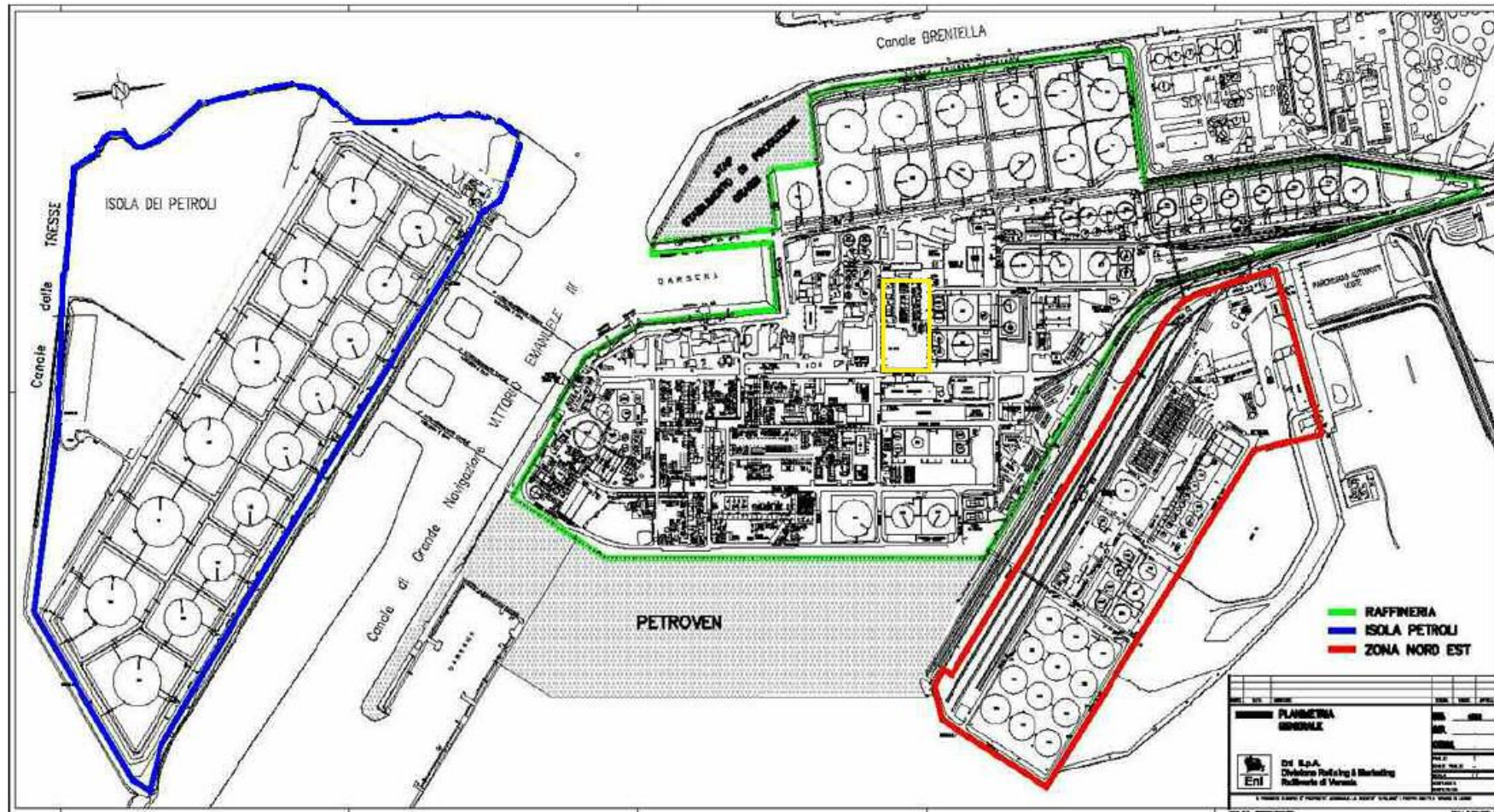


Figura 13. Ubicazione delle aree di realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi (riquadro in giallo).

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.

2.7.2. 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.

2.7.3. 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.

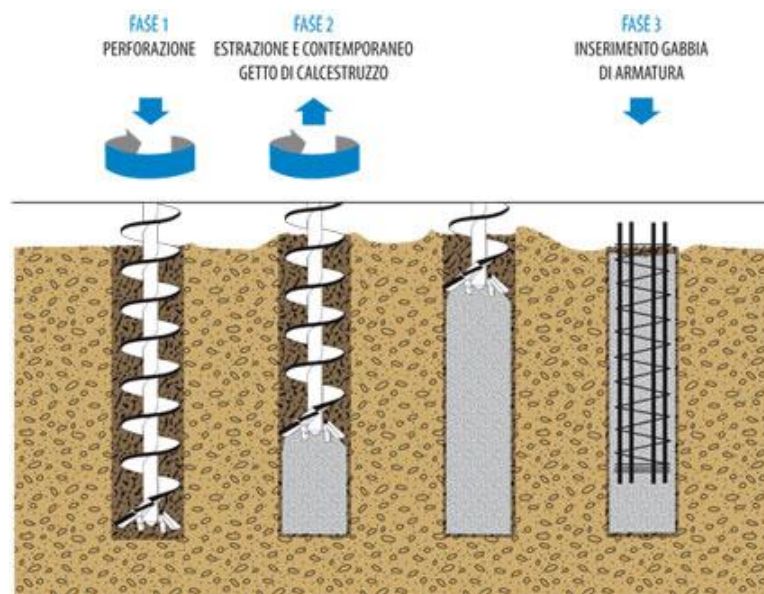


Figura 14. Fasi di infissione di un palo ad elica continua.

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.

2.7.4. 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 42. 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 (Decreto n.161/2012 ("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 Decreto n.161/2012 ("Regolamento recante la disciplina dell'utilizzazione delle terre e rocce da scavo"));
- 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.

2.7.5. 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.

2.7.6. 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.

2.7.7. 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).

2.7.8. 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.

2.7.9. 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.

2.7.10. 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.

3. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERA POST OPERAM E CONFRONTO CON ASSETTI ANTE 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.

3.1. 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.

3.2. 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 ECOFINING™, 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 H₂S 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'H₂S 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'ECOFINING™;
- impianto Steam Reformer;
- impianto ECOFINING™ (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 155 è illustrato lo schema semplificato del ciclo produttivo alternativo "green" post operam.

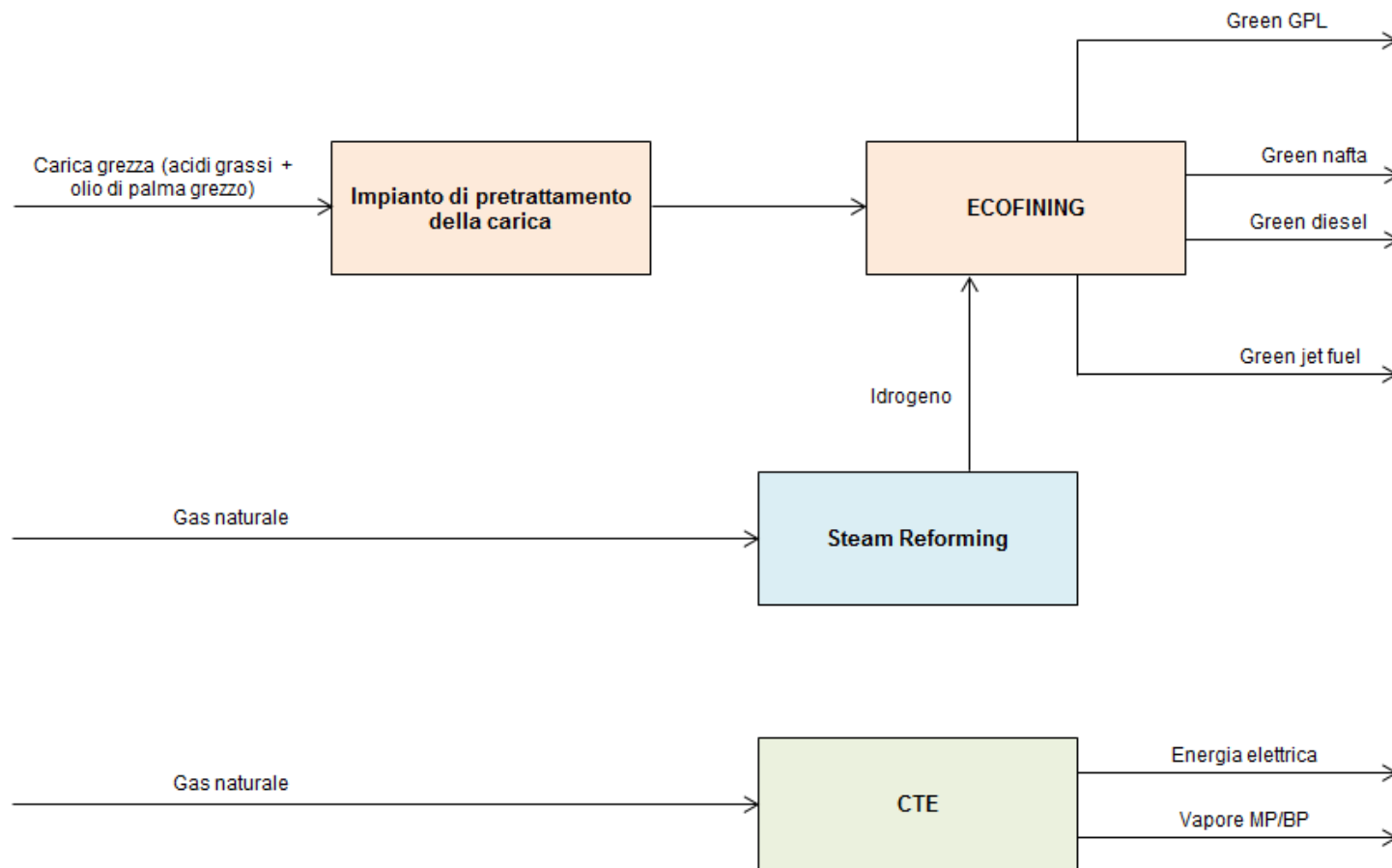


Figura 15. Schema semplificato del ciclo produttivo alternativo “green” post operam.

3.3. Bilancio di materia ed energia

3.3.1. Bilancio di materia

Ciclo produttivo tradizionale

A seguito delle modifiche impiantistiche introdotte dal progetto non si prevedono variazioni nel flusso di materie prime in ingresso alla Raffineria.

Di seguito si riporta il confronto tra le principali materie prime in ingresso alla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale nella configurazione ante e post operam.

Tabella 43. Materie prime in ingresso alla Massima Capacità Produttiva - Ciclo tradizionale.

Materie prime	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Grezzi	t/a	4.550.000	4.550.000	0%
Semilavorati (nafta, gasoli e oli combustibili)	t/a	865.000	865.000	0%

Non si prevedono inoltre variazioni nel flusso di prodotti finiti in uscita dalla Raffineria. Oltre ai combustibili utilizzati per usi interni, la Raffineria, in entrambe le configurazioni, 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.

Non si prevede infine alcuna variazione delle altre materie ausiliarie di natura non petrolifera introdotte in Raffineria (chemicals, flocculanti, catalizzatori e sostanze varie).

Ciclo produttivo alternativo "green"

A seguito della realizzazione dei nuovi impianti e delle modifiche impiantistiche introdotte dal progetto si prevedono le seguenti variazioni delle materie prime principali in alimentazione alla Raffineria.

Tabella 44: Materie prime in ingresso alla Massima Capacità Produttiva - Ciclo "green".

Materie prime	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Olio vegetale	t/a	400.000 (raffinato)	540.000 (grezzo)	+35%
Grassi animali	t/a	0	60.000	+100%
Glicerina grezza	t/a	0	6.800	+100%
Metano	t/a	0	101.000	+100%
Nafta full-range	t/a	873.100	0	-100%

In particolare, la nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™ comporterà l'introduzione di nuove materie prime quali:

- olio vegetale grezzo;
- grassi animali;
- glicerina grezza.

Inoltre, il nuovo impianto di Steam Reformer utilizzerà come carica gas naturale fornito dalla rete Snam Rete Gas e lo stesso fornirà l'idrogeno all'unità di ECOFINING™ presente in Raffineria. Nello specifico, il nuovo Steam Reformer utilizzerà un quantitativo di circa 10.066 kg/h di metano per produrre un quantitativo massimo di circa 35.000 Nm³/h di idrogeno ad alta purezza.

Inoltre, la realizzazione dei nuovi impianti comporterà il consumo di nuove materie ausiliarie di natura non petrolifera, quali additivi e catalizzatori. A valle della realizzazione dei nuovi impianti e delle modifiche impiantistiche introdotte dal progetto si prevedono pertanto le seguenti variazioni nei consumi di materie ausiliarie della Raffineria.

Tabella 45. Consumo di materie ausiliarie alla Massima Capacità Produttiva - Ciclo "green".

Sostanza	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Impianto ECOFINING™				
Catalizzatori	t/a	95	95	0%
Additivi (DMDS)	t/a	880	410	-53,4%
Reforming Catalitico RC3 e Isomerizzazione ISO				
Catalizzatori	t/a	26,65	0	-100%
Additivi (percloroetilene)	t/a	79,8	0	-100%
Impianto di pretrattamento della carica all' ECOFINING™⁶				
Additivi	t/a	0	6.811	+100%
Steam Reformer⁷				
Catalizzatori	m ³ /a	0	17,1	+100%

⁶ Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla Tabella 33, riportata nel presente documento.

⁷ Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla Tabella 36, riportata nel presente documento.

Le modifiche impiantistiche oggetto del presente progetto introdurranno variazioni nei bio-prodotti in uscita dalla Raffineria.

Tabella 46: Bio-prodotti in uscita dalla Raffineria - Ciclo "green".

Prodotto	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Green diesel	t/a	308.000	380.430	+23,5%
Green jet fuel	t/a	0	47.520	+100%
Green GPL	t/a	24.500	24.985	+2,0%
Green nafta	t/a	23.400	28.002	19,7%

3.3.2. Bilancio di Energia

Ciclo produttivo tradizionale

Le modifiche impiantistiche oggetto del presente progetto introdurranno le seguenti variazioni nei consumi/produzioni energetiche alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 47. Consumi e produzioni energetiche della Raffineria - Ciclo tradizionale.

Parametro	U.d.m.	Configurazione ante operam		Configurazione post operam ⁸	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
Produzione di energia						
Energia termica	MWh _t	3.026.731	3.026.726	2.911.769	-3,8%	-3,8%
Energia elettrica	MWh _e	306.590		306.590	0%	
Consumo di energia						
Energia termica da combustibili	MWh _t	3.560.861	3.560.854	3.425.610	-3,8%	-3,8%
Consumo vapore MP	t/a	813.099		725.499	-10,8%	
Consumo vapore LP	t/a	153.421		153.421	0%	
Energia elettrica	MWh _e	217.248		208.554	-4%	
Consumo di combustibili						
Olio combustibile	t/a	140.289	116.330	103.769	-26,0%	-10,8%
Fuel gas	t/a	149.299		149.299	0%	
Metano	t/a	-	20.000	20.000	+100%	0%

⁸ Il Decreto AIA 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 quanto riguarda l'assetto emissivo della Raffineria durante il ciclo tradizionale Post-Operam è stata considerata la sola 2° fase, in quanto il progetto Green Refinery STEP2 non risulterà comunque attivo prima del 01/01/2015.

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

Ciclo produttivo alternativo "green"

Le modifiche impiantistiche oggetto del presente progetto introdurranno le seguenti variazioni nei consumi/produzioni energetiche alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 48. Consumi e produzioni energetiche della Raffineria - Ciclo "green".

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Produzione di energia				
Energia termica	MWh	1.919.810	1.281.898	-33,2%
Energia elettrica	MWh	263.676	263.676	0%
Consumo di energia				
Energia termica da combustibili	MWh	2.258.600	1.508.115	-33,2%
Consumo vapore MP	t/a	199.300	0 ⁹	-100%
Consumo vapore LP	t/a	496.900	449.400	-9,6%
Energia elettrica	MWh	95.099	110.022	+15,7%
Consumo di combustibili				
Fuel gas	t/a	54.711	24.790	-54,7%
Metano	t/a	112.202	86.449	-23,0%

Le emissioni stimate di CO₂, alla Massima Capacità Produttiva durante il ciclo "green" ante operam risultano pari a 446 kt/anno mentre nell'assetto post operam risultano pari a circa 553 kt/anno. Tale incremento è dovuto principalmente alla realizzazione del nuovo impianto di Steam Reformer.

E' opportuno tuttavia sottolineare che l'obiettivo principale del progetto Green Refinery è quello di rendere disponibile un biocarburante a fattore di emissione di carbonio sensibilmente ridotto rispetto al carburante di origine minerale. Con l'implementazione di tale progetto si avrà pertanto un complessivo miglioramento nelle emissioni di CO₂.

3.3.3. Emissioni in Atmosfera

3.3.3.1. Emissioni convogliate

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

⁹ Tutto il vapore di MP è autoprodotta e consumata dagli stessi impianti. Il vapore MP in eccesso alimenta la rete di BP previa espansione.



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

Per il convogliamento dei fumi delle nuove unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™ 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 5 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.

Di seguito si riporta, per ciascun ciclo produttivo della Raffineria l'elenco dei camini attivi e delle emissioni continue attese, confrontate con le relative configurazioni ante operam.

Ciclo produttivo tradizionale

Nella seguente Tabella si riportano i camini attivi durante l'operatività di ciclo produttivo tradizionale e la descrizione delle sorgenti di emissioni continue ad essi afferenti.



Tabella 49. Impianti attivi durante il ciclo tradizionale ante e post operam.

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Configurazione ante operam	Configurazione post operam
E3	Distillazione primaria DP2	Forni H1, H2 e H3	Attivo	Non attivo
E8	Reformer Catalitico RC3	Forni F3AN e F3CN	Attivo	Attivo
E12	Reformer Catalitico RC3	Forni F1 e F2	Attivo	Attivo
E14	Reformer Catalitico RC3	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01	Attivo	Attivo
E15	Isomerizzazione ISO	Forni A10-1, B10-1, C10-1	Attivo	Attivo
E16	Unità HF1	Forni F101 e F102N	Attivo	Attivo
E17	Unità HF2, Recupero zolfo RZ1 e RZ2	Forno B101 Post combustore termico B301 e MS1	Attivo	Attivo
E18	Distillazione primaria DP3 Impianto COGE	Forno F1 Caldaie B01 e B02 e Turbogas TG1	Attivo	Attivo
E20	Visbreaking/Thermal Cracking	Forni F1, F2 e IB F1	Attivo	Attivo



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.



Tabella 50. Emissioni convogliate in atmosfera per singolo camino - Ciclo tradizionale post operam.

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 ante e post operam.

Tabella 51. Assetto emissivo previsto per l'intero complesso di Raffineria - Ciclo tradizionale.

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam		Configurazione post operam ¹⁰	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
SO ₂	t/a	2.821	2.275	2.165	-23,3%	-4,8%
NO _x	t/a	1.820	1.365	1.317	-27,6%	-3,5%
Polveri	t/a	182	137	120	-34,1%	-12,4%
CO	t/a	205	205	182	-11,2%	-11,2%

Tabella 52. Assetto emissivo previsto per l'intero complesso di Raffineria - Ciclo tradizionale.

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam		Configurazione post operam	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
SO ₂	mg/Nm ³	435	370	351	-19,3%	-5,1%
NO _x	mg/Nm ³	284	250	214	-24,6%	-14,4%
Polveri	mg/Nm ³	28	20	19	-32,1%	-5%
CO	mg/Nm ³	32	30	30	-6,3%	0%

Ciclo produttivo alternativo "green"

Nella Tabella riportata nella pagina seguente si riportano i camini attivi durante l'operatività di ciclo produttivo alternativo "green" e la descrizione delle sorgenti di emissioni continue ad essi afferenti

In particolare, per quanto riguarda le nuove sorgenti emissive dei nuovi impianti convoglianti i propri fumi al nuovo camino E3N e all'esistente camino E18, si riportano di seguito le potenze termiche e la tipologia di combustibile alimentato alle stesse.

¹⁰ Il Decreto AIA 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 quanto riguarda l'assetto emissivo della Raffineria durante il ciclo tradizionale Post-Operam è stata considerata la sola 2° fase, in quanto il progetto Green Refinery STEP2 non risulterà comunque attivo prima del 01/01/15.

Tabella 53. 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

Tabella 54. Impianti attivi durante il ciclo alternativo “green” ante e post operam.

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Configurazione ante operam	Configurazione post operam
E3N	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica ECOFINING™	Forno 03F001 e Caldaia 890HP	Non attivo	Attivo
E8	Reformer Catalitico RC3	Forni F3AN e F3CN	Attivo	Non attivo
E12	Reformer Catalitico RC3	Forni F1 e F2	Attivo	Non attivo
E14	Reformer Catalitico RC3	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01	Attivo	Non attivo
E15	Isomerizzazione ISO	Forni A10-1, B10-1, C10-1	Attivo	Non attivo
E16	HF1 (ECOFINING™)	Forni F101 e F102N	Attivo	Attivo
E17	HF2 (ECOFINING™), Recupero zolfo RZ1	Forno B101 Post combustore termico B301	Attivo	Attivo
E18	COGE, Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel	Caldaie B01 e B02, Turbogas TG1 e Forno F-1	Attivo	Attivo
E20	Visbreaking/Thermal Cracking	Forni F1, F2 e IB F1	Non attivo	Non attivo



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 55. Emissioni convogliate in atmosfera per singolo camino - Ciclo "green" post operam.

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	
E3N ¹¹	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

¹¹ 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 ante e post operam.

Tabella 56. Assetto emissivo previsto per l'intero complesso di Raffineria - Ciclo "green".

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
SO ₂	t/a	270	225	-16,7%
NO _x	t/a	1.154	965	-16,4%
Polveri	t/a	44	42	-4,5%
CO	t/a	151	136	-9,9%

Tabella 57. Assetto emissivo previsto per l'intero complesso di Raffineria - Ciclo "green".

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
SO ₂	mg/Nm ³	52	41	-21,2%
NO _x	mg/Nm ³	220	177	-19,5%
Polveri	mg/Nm ³	8	8	0%
CO	mg/Nm ³	29	25	-13,8%

3.3.3.2. 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".

Le emissioni attese per l'impianto COGE, sia nella configurazione tradizionale post operam che in quella alternativa "green" post operam, non subiranno pertanto alcuna variazione rispetto alle rispettive configurazioni anche operam.

Si riportano di seguito le emissioni per l'impianto COGE, espresse come flussi di massa (kg/h) e concentrazioni (mg/Nm³), alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 58. Emissioni in atmosfera - Impianto COGE.

Parametro	Ciclo tradizionale		Ciclo alternativo "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

3.3.3.3. 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.

3.3.4. Bilancio Idrico

3.3.4.1. Consumi idrici

Ciclo produttivo tradizionale

La realizzazione degli interventi descritti nel presente progetto comporteranno le seguenti variazioni nei consumi idrici alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 59: Consumi idrici della Raffineria alla Massima Capacità Produttiva - Ciclo tradizionale.

Fonti di approvvigionamento	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acque di processo - Acquedotto industriale	m ³ /a	2.628.000	2.589.050	-1,5%
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m ³ /a	140.000	140.000	0%
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m ³ /a	70.080.000	56.807.894	-18,9%

Ciclo produttivo alternativo "green"

La realizzazione degli interventi descritti nel presente progetto comporteranno le seguenti variazioni nei consumi idrici alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 60: Consumi idrici della Raffineria alla Massima Capacità Produttiva - Ciclo "green".

Fonti di approvvigionamento	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acque di processo - Acquedotto industriale	m ³ /a	1.800.000	1.300.000	-27,8%
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m ³ /a	140.000	140.000	0%
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m ³ /a	44.244.000	28.400.000	-35,8%

3.3.4.2. Effluenti liquidi

Ciclo produttivo tradizionale

La realizzazione degli interventi descritti nel presente progetto comporteranno le seguenti variazioni negli scarichi idrici alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 61: Scarichi idrici della Raffineria alla Massima Capacità Produttiva - Ciclo tradizionale.

Scarico	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acqua di raffreddamento da mare	m ³ /a	70.080.000	56.807.894	-18,9%
Acque reflue a Consorzio Fusina	m ³ /a	3.836.286	3.797.336	-1,0%

Ciclo produttivo alternativo "green"

La realizzazione degli interventi descritti nel presente progetto comporteranno le seguenti variazioni negli scarichi idrici alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 62: Scarichi idrici della Raffineria alla Massima Capacità Produttiva - Ciclo "green".

Scarico	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acqua di raffreddamento da mare	m ³ /a	44.244.000	28.400.000	-35,8%
Acque reflue a impianto consortile SIFA	m ³ /a	3.150.000	1.963.555	-37,7%

3.3.5. 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.

Tabella 63. 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 64. Stima dei quantitativi di rifiuti aggiuntivi prodotti.

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 i rifiuti 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 è praticamente impossibile 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 riportato il confronto tra la produzione di rifiuti prevista per il ciclo "green" post operam e quella relativa alla configurazione ante operam.

Tabella 65. Produzione rifiuti della Raffineria alla Massima Capacità Produttiva - Ciclo "green".

Parametro	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	5.400	10.200	+88,9%

Si osserva come l'esercizio dei nuovi impianti del ciclo produttivo alternativo "green" nella configurazione post operam comporti un aumento della quantità annua di rifiuti complessivamente prodotti dalla Raffineria rispetto alla configurazione ante operam.

Ciononostante, è opportuno sottolineare come in questo assetto futuro, i rifiuti non pericolosi rappresentino la quasi totalità dei rifiuti prodotti dalla Raffineria. Infatti, la quota percentuale di rifiuti non pericolosi sul totale rifiuti prodotti nella configurazione "green" post operam si attesterà attorno a circa il 90%. Tali rifiuti non pericolosi, sono inoltre costituiti per la maggior parte dalla terre sbiancanti esauste derivanti dall'impianto di pretrattamento della carica all'ECOFINING™ per cause intrinseche legate alla tecnologia del processo stesso.

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.

3.3.6. 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.

3.3.7. 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 66. Confronto dati traffico.

Mezzo di trasporto	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Navi (materie prime e prodotti finiti)	navi/anno	217	180	-17,1%
Autobotti (ATB) (materie prime e prodotti finiti)	ATB/giorno	49	49	0%
Ferrocisterne (FCC) (Finiti)	FCC/giorno	16	14	-12,5%

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.

3.3.8. Serbatoi e Stoccaggi

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

Tabella 67. Descrizione dei nuovi serbatoi.

ID	Prodotto	Ubicazione	Capacità Max Operativa (m ³)
TK1	Glicerina grezza	Tank Farm - Impianto CPO	200
TK2	Fanghi ¹²	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 ¹²	Tank Farm - Impianto CPO	100
TK10	Acque reflue	Tank Farm - Impianto CPO	100
TK11	Acido citrico	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK12	Fanghi ¹²	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK13	Soda caustica	Tank Farm - Impianto CPO	30

¹² Rifiuto non pericoloso. Deposito temporaneo.

ID	Prodotto	Ubicazione	Capacità Max Operativa (m ³)
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 6.

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 68. Modifiche delle destinazioni d'uso per i serbatoi esistenti.

ID ¹³	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
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

3.3.9. Odori

Ciclo produttivo tradizionale

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

¹³ 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.

Ciclo produttivo alternativo “green”

Gli impianti e i serbatoi che la Raffineria intende realizzare saranno inclusi sia nell'elenco delle potenziali sorgenti di emissioni odorigene 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.

3.4. Rappresentazione sintetica della Raffineria allo stato attuale e in seguito alla realizzazione del progetto

Nella Tabella seguente si riporta un confronto dei parametri significativi della Raffineria allo stato attuale e in seguito alla realizzazione del progetto.

Tabella 69. Confronto dei parametri significativi della Raffineria allo stato attuale ed in seguito alla realizzazione del progetto.

Parametro	Udm	Assetti Ante Operam		Assetti Post Operam		
		Ciclo produttivo tradizionale ante operam		Ciclo produttivo alternativo "green" ante operam	Ciclo produttivo tradizionale post operam	Ciclo produttivo alternativo "green" post operam
		1° Fase	2° Fase			
MATERIE PRIME						
Grezzi	t/a	4.550.000	0	4.550.000	0	
Semilavorati (nafta, gasoli e oli combustibili)	t/a	865.000	0	865.000	0	
Olio vegetale	t/a	0	400.000 (raffinato)	0	540.000 (grezzo)	
Grassi animali	t/a	0	0	0	60.000	
Glicerina grezza	t/a	0	0	0	6.800	
Metano	t/a	0	0	0	101.000	
Nafta full-range	t/a	0	873.100	0	0	
PRELIEVI IDRICI						
Acque di processo - Acquedotto industriale	m ³ /a	2.628.000	1.800.000	2.589.050	1.300.000	
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m ³ /a	140.000	140.000	140.000	140.000	
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m ³ /a	70.080.000	44.244.000	56.807.894	28.400.000	
SCARICHI IDRICI						
Quantità						
Acqua di raffreddamento da mare	m ³ /a	70.080.000	44.244.000	56.807.894	28.400.000	



Parametro	Udm	Assetti Ante Operam		Assetti Post Operam		
		Ciclo produttivo tradizionale ante operam		Ciclo produttivo alternativo "green" ante operam	Ciclo produttivo tradizionale post operam	Ciclo produttivo alternativo "green" post operam
		1° Fase	2° Fase			
Acque reflue a Consorzio Fusina	m ³ /a	3.836.286		3.150.000	3.797.336	1.963.555
Qualità - Scarico Finale 2 Consorzio Fusina						
COD	mg/l	800	800	800	800	800
Solidi Sospesi Totali	mg/l	270	270	270	270	270
Azoto ammoniacale	mg/l	10	10	10	10	10
Azoto nitrico	mg/l	4	4	4	4	4
Azoto nitroso	mg/l	4	4	4	4	4
Fosforo totale	mg/l	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Idrocarburi totali	mg/l	150	150	150	150	150
Benzene	mg/l	5	5	5	5	5
Toluene	mg/l	5	5	5	5	5
O-xilene	mg/l	2	2	2	2	2
IPA totali	mg/l	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Metatoluenammina	mg/l	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Toluidina	mg/l	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ammine alifatiche	mg/l	3	3	3	3	3



Parametro	Udm	Assetti Ante Operam			Assetti Post Operam	
		Ciclo produttivo tradizionale ante operam		Ciclo produttivo alternativo "green" ante operam	Ciclo produttivo tradizionale post operam	Ciclo produttivo alternativo "green" post operam
		1° Fase	2° Fase			
EMISSIONI IN AMOSFERA						
SO ₂	t/a	2.821	2.275	270	2.165	225
NO _x	t/a	1.820	1.365	1.154	1.317	965
Polveri	t/a	182	137	44	120	42
CO	t/a	205	205	151	182	136
RIFIUTI						
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	5.981		5.400	5.981	10.200
MOVIMENTAZIONE MATERIE PRIME/PRODOTTI FINITI						
Navi (materie prime e prodotti finiti)	navi/anno	218		217	218	180
Autobotti (ATB) (materie prime e prodotti finiti)	ATB/giorno	70		49	70	49
Ferrocisterne (FCC) (prodotti finiti)	FCC/giorno	13		16	13	14



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 - Layout e prospetti previsti per il nuovo impianto Steam Reformer



**Allegato 4- Layout previsto per la
nuova sezione dell'impianto
ECOFINING™**



Allegato 5- Nuova planimetria dei punti di emissione convogliata in atmosfera della Raffineria



Allegato 6 - Nuova planimetria dei serbatoi di stoccaggio della Raffineria