

Quadro di riferimento Progettuale

INDICE

Sezione	N° di Pag.
INTRODUZIONE	1
1. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ANTE OPERAM	2
1.1. Ubicazione.....	3
1.2. Storia	4
1.3. Descrizione generale del ciclo di lavorazione	5
1.4. Servizi Ausiliari.....	13
1.4.1. Sistema di generazione di energia elettrica e vapore.....	15
1.5. Movimentazione Materiali e Parco Stoccaggi	17
1.6. Bilancio di massa ed energia	20
1.6.1. Bilancio di materia	20
1.6.2. Bilancio di Energia	22
1.7. Uso di Risorse	23
1.7.1. Acqua	23
1.7.2. Materie prime ed ausiliari	25
1.7.3. Combustibili.....	25
1.8. Interferenze con l’Ambiente	25
1.8.1. Emissioni in Atmosfera.....	25
1.8.2. Effluenti Liquidi.....	31
1.8.3. Rifiuti	34
1.8.4. Rumore.....	35
1.8.5. Suolo	35
1.8.6. Certificazione ambientale.....	36
2. DESCRIZIONE DELLE NUOVE UNITÀ PRODUTTIVE.....	37
2.1. Impianto Vacuum	40
2.1.1. Descrizione principali fasi di processo	40
2.1.2. Sistemi Ausiliari	43
2.1.3. Specifiche della Carica d’impianto	44
2.1.4. Specifiche dei Prodotti d’impianto	44
2.1.5. Produzione e consumi di impianto	44
2.2. Impianto Hydrocracker	46
2.2.1. Descrizione delle principali fasi di processo	46
2.2.2. Sistemi Complementari all’unità Hydrocracker	52
2.2.3. Specifiche della Carica d’impianto	52
2.2.4. Specifiche dei Prodotti d’impianto	53
2.2.5. Produzione e consumi di impianto	53
2.3. Impianto Steam Reformer	56
2.3.1. Descrizione delle principali fasi di processo	57
2.3.2. Specifiche della Carica d’impianto	60
2.3.3. Specifiche dei Prodotti d’impianto	60
2.3.4. Produzione e consumi di impianto	61
2.4. Impianto di recupero zolfo.....	64
2.4.1. Descrizioni delle Principali Fasi di Processo.....	64
2.4.2. Specifiche della Carica d’impianto	66
2.4.3. Specifiche dei Prodotti d’impianto	66

INDICE

Sezione	N° di Pag.
2.4.4. Produzione e consumi di impianto	66
2.5. Unità Rigenerazione dell'ammina	68
2.5.1. Descrizioni delle Principali Fasi di Processo.....	68
2.5.2. Specifiche della Carica d'impianto	70
2.5.3. Produzione e consumi di impianto	70
2.6. Sour Water Stripper.....	72
2.6.1. Descrizioni delle Principali Fasi di Processo.....	72
2.6.2. Specifiche della Carica d'impianto	73
2.6.3. Specifiche dei Prodotti d'impianto.....	73
2.6.4. Produzione e consumi di impianto	74
2.7. Sistemi di utilities.....	75
2.7.1. Impianto di trattamento acque 2 (ITA 2)	75
2.7.2. Impianto aria strumenti.....	77
2.7.3. Impianto acqua di raffreddamento	77
2.7.4. Closed drain idrocarburico	77
2.7.5. Flare KO drum.....	78
2.8. Impianto di Cogenerazione	79
2.8.1. Turbina a gas	79
2.8.2. Caldaia a recupero	81
2.8.3. Bilanci di materia ed energia	82
2.9. Torcia	83
2.10. Serbatoi.....	83
2.11. Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione	86
2.12. Interconnecting.....	88
2.12.1. Interconnecting interno alle Nuove Unità	88
2.12.2. Interconnecting con la Raffineria esistente	89
2.13. Analisi dei Malfunzionamenti.....	90
2.14. Valutazione Comparativa del Progetto con le Migliori Tecniche Disponibili	95
2.14.1. Vacuum	95
2.14.2. Hydrocraker.....	97
2.14.3. Impianto Recupero Zolfo.....	99
2.14.4. Impianto Produzione Idrogeno	100
2.14.5. Serbatoi di Stoccaggio	101
2.15. Fase di Cantiere.....	102
2.15.1. Attività di sbancamento e demolizione.....	102
2.15.2. Operazioni di Smantellamento dei Serbatoi Esistenti	103
2.15.3. Attività di Costruzione	104
2.15.4. Produzione di rifiuti.....	104
3. DESCRIZIONE RAFFINERIA POST OPERAM E CONFRONTO CON ASSETTO ANTE OPERAM.....	107
3.1. Bilanci Materiali ed Energetici	107
3.1.1. Bilancio di materia	107
3.1.2. Produzione di Energia Elettrica e Vapore	108
3.1.3. Consumi di Energia Elettrica e Combustibili	110
3.2. Uso di Risorse	111
3.2.1. Acqua	111
3.2.2. Suolo e Sottosuolo	113
3.3. Interferenze con l'Ambiente	114

INDICE

Sezione	N° di Pag.
3.3.1. Emissioni in Atmosfera.....	114
3.3.2. Scarichi idrici	118
3.3.3. Rumore.....	122
3.3.4. Rifiuti	122
3.3.5. Traffico	123
3.4. Serbatoi e Stoccaggi	124
3.5. Rappresentazione sintetica della Raffineria allo stato attuale e in seguito alla realizzazione del progetto	126

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1-1: Principali Impianti Ausiliari di Raffineria	13
Tabella 1-2: Caratteristiche delle Turbine installate nell’impianto COGE	17
Tabella 1-3: Caratteristiche delle Caldaie installate nell’impianto COGE	17
Tabella 1-4: Produzione e Consumi Medi Annuali dell’impianto COGE	17
Tabella 1-5: Quadro riassuntivo dei serbatoi.....	19
Tabella 1-6: Materie Prime in entrata in Raffineria. Periodo 2004-2006.....	20
Tabella 1-7: Prodotti in uscita dalla Raffineria. Periodo 2004-2006.....	21
Tabella 1-8: Caratteristiche dei forni di Raffineria	22
Tabella 1-9: Bilancio Energetico. Anni 2004-2006	23
Tabella 1-10: Consumo combustibili. Anni 2004-2006.....	23
Tabella 1-11: Prelievi Idrici della Raffineria. Anni 2004-2006	24
Tabella 1-12: Elenco camini di emissione di tipo convogliato	26
Tabella 1-13: Emissioni Convogliate in Atmosfera. Anno 2005	27
Tabella 1-14: Emissioni Convogliate in Atmosfera. Anno 2006	27
Tabella 1-15: Qualità emissioni impianto COGE.....	29
Tabella 1-16: Scenario Emissioni Diffuse COV. Anni 2004-2006	30
Tabella 1-17: Bilancio Quantitativo degli Scarichi Idrici (Periodo 2004 – 2006)	31
Tabella 1-18: Qualità degli Scarichi Idrici (Dati Medi Annuali. Periodo 2004 – 2006).....	32
Tabella 1-19: Quantità degli Scarichi Idrici (Dati Medi Annuali. Periodo 2004 – 2006)	34
Tabella 1-20: Tipologie e Quantità di Rifiuti Prodotti dalla Raffineria (Periodo 2004 – 2006).....	35
Tabella 2-1: Specifiche della carica di impianto Vacuum.....	44
Tabella 2-2: Portate e rese prodotti impianto Vacuum.....	44
Tabella 2-3: Specifiche della carica di impianto Hydrocracker.....	53
Tabella 2-4: Specifiche dei prodotti di impianto Hydrocracker	53
Tabella 2-5: Caratteristiche dei catalizzatori dell’impianto Hydrocracker.....	55
Tabella 2-6: Caratteristiche dei catalizzatori dell’impianto Steam Reformer.....	63
Tabella 2-7: Specifiche di impianto	66
Tabella 2-8: Specifica della carica dell’impianto di Rigenerazione ammina	70
Tabella 2-9: Specifica della carica dell’impianto SWS	73
Tabella 2-10: Specifica delle correnti in uscita dall’impianto SWS.....	74
Tabella 2-11: Prestazioni previste dell’impianto	82
Tabella 2-12: Caratteristiche delle unità costitutive del nuovo sistema cogenerativo.....	82
Tabella 2-13: Fabbisogni idrici del nuovo sistema cogenerativo.....	83
Tabella 2-14: Descrizione dei nuovi serbatoi	84
Tabella 2-15: Descrizione degli eventi incidentali	91
Tabella 2-16: Descrizione degli scenari incidentali	92
Tabella 2-17: Da BREF: Consumi attesi per Impianti Vacuum	96
Tabella 2-18: Raffineria di Venezia: Consumi Vacuum da basi di progetto.....	96
Tabella 2-19: Da BREF: Consumi attesi per impianti di Hydrocracking	97
Tabella 2-20: Raffineria di Venezia: Consumi da basi di progetto	98
Tabella 2-21: Da BREF : Consumi attesi per impianti di Steam Reforming.....	101
Tabella 2-22: Raffineria di Venezia: Consumi da Basi di Progetto Consumi per t di alimentazione	101
Tabella 2-23: Rifiuti prodotti durante le attività di cantiere	105
Tabella 3-1: Previsione Materie Prime in Lavorazione alla Raffineria alla Massima Capacità di Lavorazione Autorizzata.....	107
Tabella 3-2: Previsione Prodotti Finiti Lavorati dalla Raffineria alla Massima Capacità di Lavorazione autorizzata	108
Tabella 3-3: Produzione Media Annuale di Energia Elettrica e Vapore	109
Tabella 3-4: Potenza Elettrica Assorbita dai nuovi impianti	110

Tabella 3-5: Elenco dei Forni Installati nelle nuove unità e nella nuova Turbogas	110
Tabella 3-6: Bilancio idrico e di vapore per i nuovi impianti	112
Tabella 3-7: Consumi di acqua di raffreddamento per i nuovi impianti	112
Tabella 3-8: Consumi idrici per la configurazione futura di Raffineria e confronto con la configurazione attuale	113
Tabella 3-9: Flussi emissivi della COGE esistente per la configurazione futura e confronto con dati attuali	115
Tabella 3-10: Flussi emissivi del nuovo gruppo cogenerativo previsti per la configurazione futura	115
Tabella 3-11: Flussi emissivi dei nuovi impianti	116
Tabella 3-12: Caratteristiche del Flusso Emissivo Medio Annuale – Scenario Futuro	117
Tabella 3-13: Confronto flussi emissivi configurazione attuale e futura di raffineria	117
Tabella 3-14: Confronto flussi emissivi configurazione attuale e futura di Raffineria	118
Tabella 3-15: Effluenti idrici inviati a trattamento e a scarico	118
Tabella 3-16: Confronto bilancio idrico configurazione attuale e futura	120
Tabella 3-17: Confronto qualità scarichi configurazione attuale e futura	121
Tabella 3-18: Rifiuti prodotti dai nuovi impianti	123
Tabella 3-19: Confronto produzione di rifiuti configurazione attuale e futura	123
Tabella 3-20: Confronto traffico tra configurazione attuale e futura	124
Tabella 3-21: Descrizione dei serbatoi da smantellare	124
Tabella 3-22: Modifiche delle destinazioni d’uso per i serbatoi esistenti	125
Tabella 3-23: Parco serbatoi della configurazione futura di Raffineria e confronto con configurazione attuale	126
Tabella 3-24: Confronto dei parametri significativi della Raffineria allo stato attuale ed in seguito alla realizzazione del progetto	127

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1-1: Planimetria della Raffineria	3
Figura 1-2: Ubicazione della Raffineria di Venezia (area in verde).....	4
Figura 1-3: Schema a blocchi del ciclo produttivo.....	6
Figura 1-4: Schema dell'impianto COGE	16
Figura 1-5: Prelievo di acqua potabile industriale e di raffreddamento per il triennio 2004-2006.	24
Figura 1-6: Flussi di massa delle emissioni per il biennio 2005-2006.....	28
Figura 1-7: Concentrazioni delle emissioni per il biennio 2005-2006	28
Figura 1-8: Qualità emissioni impianto COGE	29
Figura 1-9: Emissioni Diffuse COV. Anni 2004-2006	30
Figura 1-10: Quantitativo degli Scarichi Idrici (Periodo 2004 – 2006).....	32
Figura 1-11: Qualità degli scarichi idrici parziali per il triennio 2004-2006.....	33
Figura 1-12: Rifiuti prodotti dalla Raffineria nel triennio 2004-2006.....	35
Figura 2-1: Schema a blocchi del nuovo ciclo produttivo.....	38
Figura 2-2: Schema Semplificato delle Fasi di Lavorazione del Progetto del nuovo impianto Vacuum.....	41
Figura 2-3: Schema dell'impianto Vacuum, Marcia Belaym.....	45
Figura 2-4: Schema Semplificato delle Fasi di Lavorazione del Progetto del nuovo impianto Hydrocracker.....	48
Figura 2-5: Schema dell'Impianto Hydrocracker	54
Figura 2-6: Percorso del nuovo gasdotto	57
Figura 2-7: Schema dell'Impianto di Produzione Idrogeno	62
Figura 2-8: Schema dell'Impianto di Recupero Zolfo	67
Figura 2-9: Schema dell'Impianto di rigenerazione ammina	71
Figura 2-10: Schema dell' impianto di Sour Water Stripping	74
Figura 2-11: Schema impianto di pre-trattamento acqua grezza	75
Figura 2-12: Schema impianto di demineralizzazione	76
Figura 2-13: Ubicazione dei nuovi serbatoi.....	85
Figura 2-14: Schema rete distribuzione dati PLC - Campo, DCS - Campo e PLC - DCS	87
Figura 2-15: Ubicazione aree di realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi.....	103
Figura 3-1: Schema del bilancio idrico medio di Raffineria nella configurazione futura (quantità in m ³ /h)	120

ALLEGATI

Allegato 1 – Planimetria generale di Raffineria

Allegato 2 – Planimetria dello stabilimento con i punti di emissione esistenti

Allegato 3 – Schema a blocchi di Raffineria con le nuove unità

Allegato 4 – Planimetria della configurazione futura della Raffineria

Allegato 5 – Layout e prospetto dell’impianto Vacuum

Allegato 6 – Layout e prospetto dell’impianto Hydrocracker

Allegato 7 – Layout e prospetto dell’impianto Steam Reformer

Allegato 8 - Layout e prospetto dell’impianto di Recupero Zolfo

Allegato 9 – Layout e prospetto degli impianti ausiliari

Allegato 10 – Layout e prospetto Turbogas

INTRODUZIONE

Il Quadro di riferimento Progettuale descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati e il suo inserimento all'interno della configurazione attuale della Raffineria. Il documento risulta suddiviso nelle seguenti tre sezioni:

- descrizione della Raffineria nella configurazione ante-operam;
- descrizione delle nuove unità 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 costruzione.
- descrizione della Raffineria nella configurazione post-opera 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 del petrolio greggio nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio.

La Raffineria 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 dalle materie prime i seguenti prodotti:

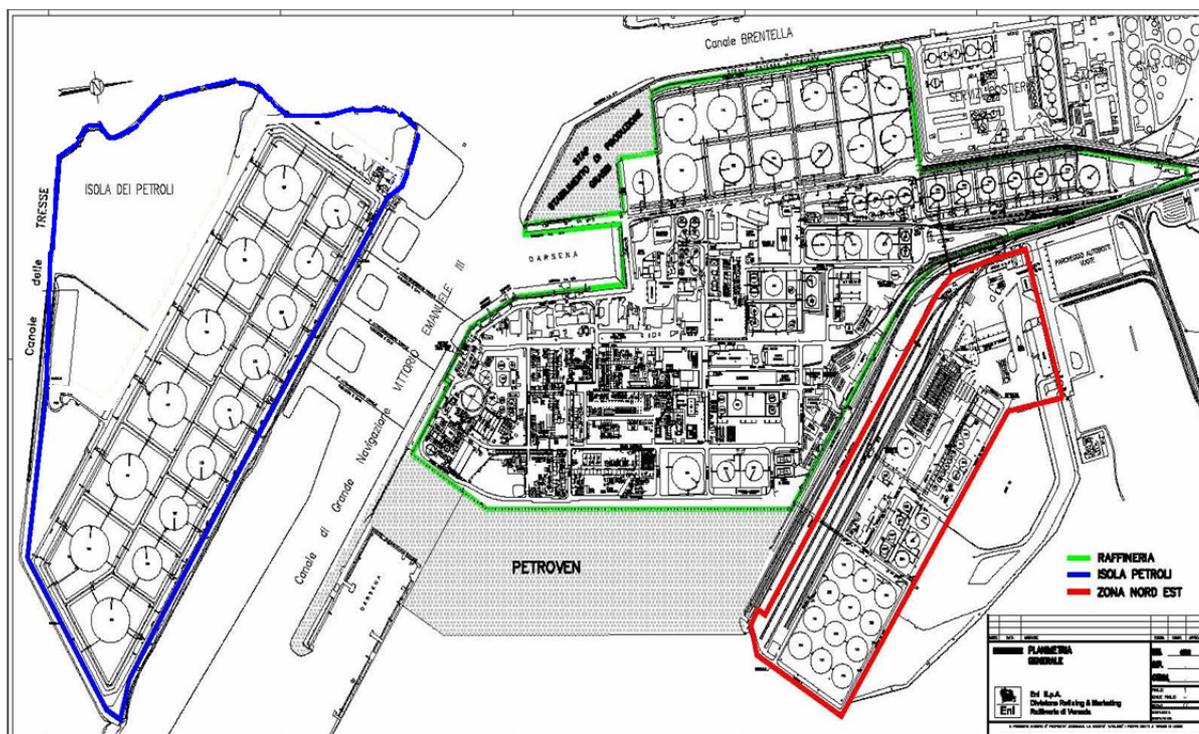
- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzine per autotrazione;
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- bitume per impiego stradale ed industriale;
- olio combustibile;
- zolfo liquido.
- vapore ed energia elettrica

La Raffineria è organizzata funzionalmente nelle quattro aree produttive schematizzate nel seguito:

- Isola dei Petroli, adibita allo stoccaggio del greggio, collegata tramite oleodotto sublagunare (11 km di estensione circa) al Pontile di San Leonardo per l'attracco delle navi di rifornimento greggio;
- Raffineria, dove si trovano stoccaggi di vari prodotti come benzine, petroli, gasoli, bitume, oli combustibili, GPL e tutti gli impianti di processo, off-site e utilities;
- 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.
- Porto di San Leonardo per la ricezione delle navi cisterna di greggio

Il lay-out di raffineria è riportato nella Figura seguente ed in Allegato 1.

Figura 1-1: 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 il grezzo viene avviato alla lavorazione e i prodotti finiti spediti all'esterno.

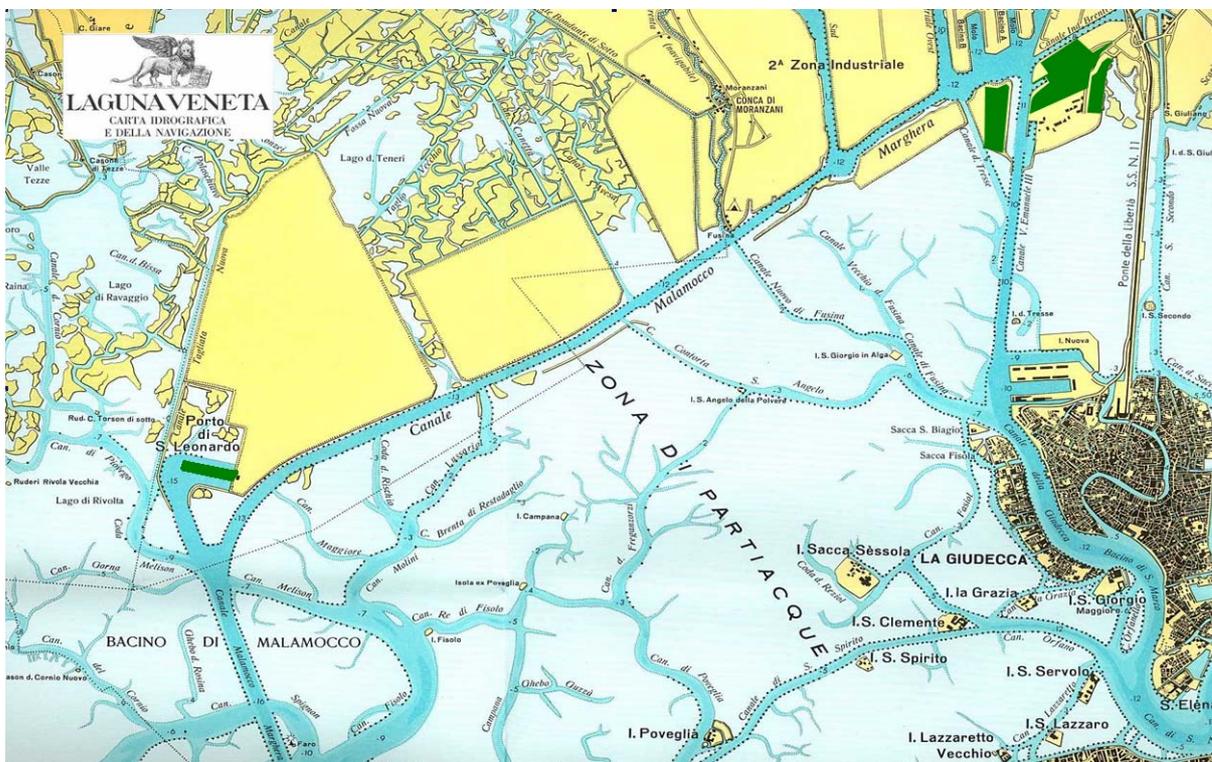
1.1. Ubicazione

La Raffineria di Venezia, ubicata nella 1° Zona Industriale di Porto Marghera (VE) a 45° 27' di latitudine e 12° 16' di longitudine, si estende per un'area di circa 103 ettari. Il sito è delimitato geograficamente:

- a Nord dalla Laguna Veneta;
- ad Est dalla stessa Laguna e dai confini dell'attiguo Deposito di combustibili PETROVEN (Ex Agip-Esso);
- a Ovest dal canale industriale Brentella e dal confine con lo stabilimento Stap;
- a Sud dal Canale industriale Vittorio Emanuele III.

L'area delimitata da una circonferenza di 5 km di raggio dal centro della Raffineria comprende le aree urbane di Mestre e Venezia.

Figura 1-2: Ubicazione della Raffineria di Venezia (area in verde)



1.2. Storia

Il primo insediamento nell'attuale area della Raffineria di Venezia sorge per iniziativa privata nel 1926, in concomitanza alla prima industrializzazione di Porto Marghera, con il nome di Distillazione Italiana Combustibili (DICSA) e contempla la presenza di uno stabilimento per la piroschissione di oli minerali, costituito da un forno completo di servizi accessori, un laboratorio chimico sperimentale ed un impianto di distillazione e piroschissione pilota.

Dopo successivi ampliamenti, nel 1934 la DICSA cede lo stabilimento all'Agip che provvede in breve tempo alla trasformazione ed al potenziamento degli impianti esistenti in moderne strutture a ciclo continuo, idonee a realizzare la completa lavorazione del petrolio greggio.

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

Con l'uscita della BP dal mercato italiano, nel 1978 la Raffineria diventa interamente proprietà dell'AgipPetroli, oggi Eni - Divisione REFINING & MARKETING, seguendo progressivamente le profonde e radicali trasformazioni che hanno interessato in questi ultimi anni l'economia petrolifera mondiale e, in particolare, facendo fronte alle sempre più severe richieste qualitative e quantitative del mercato.

Nel corso degli anni la Raffineria ha subito un processo continuo di adeguamento tecnologico, apportando miglioramenti agli impianti di produzione anche e soprattutto dal punto di vista della garanzia delle condizioni di sicurezza e di rispetto dell'ambiente. Il ciclo attuale di Raffineria, completo di utilities di supporto, si deve intendere quindi come frutto di una successione di tali adeguamenti.

1.3. Descrizione generale del ciclo di lavorazione

L'attuale ciclo produttivo si realizza da unità primarie nelle quali, attraverso il processo di distillazione, il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Naphta, 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 della miscela di idrocarburi.

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

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

Altre unità di trattamento dei distillati medi e leggeri, per la preparazione basi per prodotti finiti, sono le unità di Desolforazione HF1 e HF2 dei distillati intermedi (gasoli) provenienti dalle unità primarie e dall'impianto di cracking termico e l'impianto di Desolforazione GPL - Merox 2, finalizzati alla riduzione del tenore complessivo di zolfo, azoto e composti poliaromatici.

L'unità Splitter nafta - PV1 è usato 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.

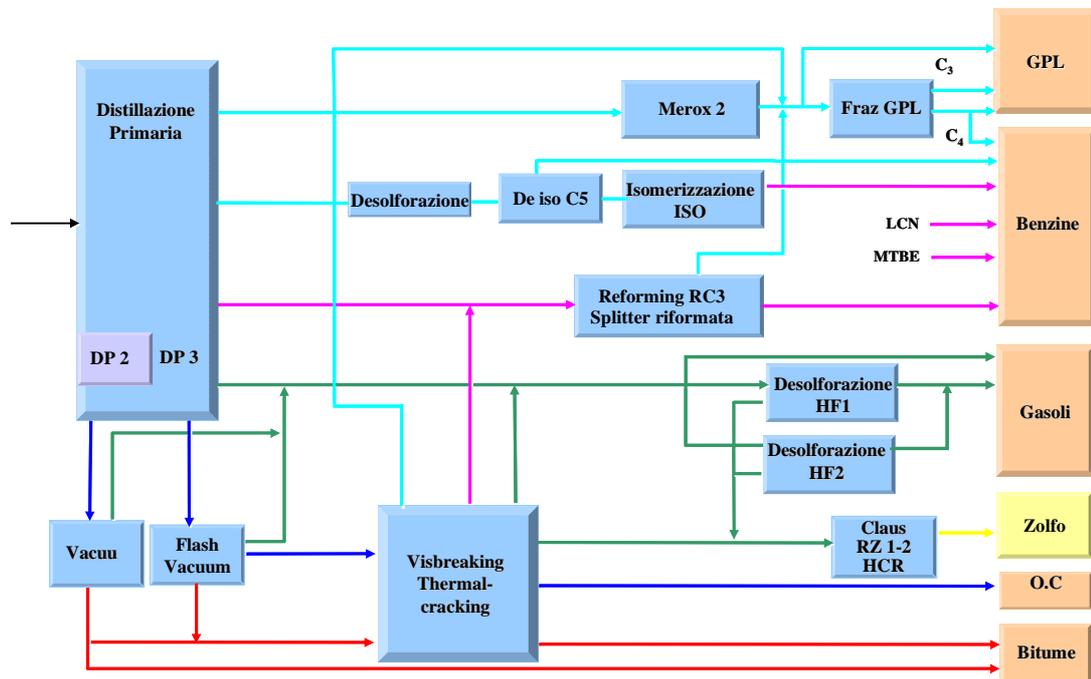
L'idrogeno solforato¹ e l'ammoniaca presenti nelle acque reflue di processo (acque acide) dalle unità vengono trattati in tre unità (Sour Water Stripper, SWS 1/2/3) prima di essere riutilizzate e/o inviate all'impianto di Trattamento Effluenti.

Le correnti gassose ricche d'idrogeno solforato (H₂S) proveniente 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 due impianti di Recupero Zolfo (RZ1-RZ2) che convertono l'idrogeno solforato in zolfo destinabile ad usi commerciali.

A valle degli impianti di recupero zolfo, è inserito l'impianto di trattamento dei gas di coda (HCR), che mediante riduzione catalitica della SO₂ a H₂S (che viene successivamente assorbito mediante lavaggio amminico) permette il recupero dei composti solforati residui presenti nei gas di coda degli impianti di RZ1-RZ2, altrimenti destinati a combustione, con efficienza complessiva del sistema di recupero zolfo superiore al 99,5 %.

La Figura seguente riporta uno schema a blocchi del ciclo produttivo della Raffineria.

Figura 1-3: Schema a blocchi del ciclo produttivo



¹ Lo zolfo presente nel greggio viene, attraverso varie lavorazioni rimosso dai prodotti (benzine, gasoli, oli combustibili) e trasformato in idrogeno solforato (H₂S)

Di seguito si descrivono sinteticamente le unità di raffinazione in esercizio presso lo stabilimento della Raffineria di Venezia.

Unità Distillazione primaria 2 - DP2

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

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

Il desalter DS-4 è del tipo elettrostatico, monostadio. La carica, dopo preriscaldamento in apposito treno di scambiatori di calore, viene processata dal dissalatore e quindi viene inviata alla colonna di predistillazione T-1, asservita dal forno H1 che funge da ribollitore di fondo, in cui vengono frazionati i leggeri, inviati alla sezione di stabilizzazione della DP3, e il prodotto di fondo che viene inviato al forno H-2 e quindi alla colonna di frazionamento T-2. La colonna di frazionamento T2 separa di testa benzina e prevede 4 tagli laterali (Naphta, Kero, Gasolio Leggero e Pesante (LGO e HGO)) che vengono inviati alle colonne laterali di strippaggio con vapore (T-3 A/B/C/D). Il residuo di fondo colonna viene invece inviato al forno H-3 e poi alla successiva colonna di frazionamento sotto vuoto T-4, caratterizzata da 2 tagli laterali (Light Vacuum Gasoil e Heavy Vacuum Gasoil (LVGO e HVGO)) con le relative colonne di strippaggio con vapore T-5 A/B e T-6 A/B. Il residuo di vuoto viene utilizzato come bitume o come carica visbreaking a seconda delle marce dell'impianto. I distillati sono inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading).

Unità Distillazione primaria 3 – DP3

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

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

I desalters V-2 A/B sono del tipo elettrostatico a 2 stadi. La carica, dopo essersi preriscaldata in apposito treno a spese dei prodotti caldi, viene processata nella sezione di desalting e quindi, dopo ulteriore preriscaldamento in apposito treno, perviene alla colonna di preflash C55 che separa di testa uno stream di idrocarburi leggeri, inviati alla colonna di stabilizzazione C3N. Il prodotto di fondo, dopo ulteriore preriscaldamento in apposito treno, viene inviato al forno F-1 e quindi alla colonna atmosferica C-1. Nella colonna C1 vengono separati i leggeri dalla testa, inviati alla sezione di stabilizzazione, 4 tagli laterali (Naphta, Kero, Gasoli leggeri e pesanti (LGO e HGO)) che vengono inviati alle colonne laterali di strippaggio con vapore (C-2 A/B/C/D). Il residuo di fondo colonna viene invece inviato alla successiva colonna di frazionamento sotto vuoto C-71 (flash vacuum), caratterizzata da 2 tagli laterali (LVGO e HVGO). Il residuo di vuoto viene utilizzato come carica di alimento all'impianto visbreaking. I distillati, dopo recuperi termici interni,

vengono raffreddati e inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading).

Unità Visbreaking/Thermal Cracking – VB/TC

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

L'impianto è costituito principalmente da:

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

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

- gas incondensati che, dopo lavaggio amminico, per rimozione di composti solforati, confluiscono nella rete fuel gas di Raffineria (sezione LG);
- distillati leggeri che, dopo trattamento di idrogenazione e desolforazione, vengono frazionati in gas incondensati, GPL e benzina (sezione IB);
- distillati medi leggeri (gasoli) che vengono impiegati come flussanti di residui o inviati a desolforazione gasolio;
- distillati medi pesanti (gasoli pesanti), che costituiscono parte della carica alla sezione TC, dove sono sottoposti ad una ulteriore reazione di cracking termico;

- residuo Tar che viene inviato nei serbatoi di bitume oppure, dopo flussaggio con i distillati medi prodotti, nei serbatoi di olio combustibile;
- acque acide che, dopo un primo trattamento di decantazione per separare eventuali idrocarburi presenti, vengono inviate all'impianto Sour Water Stripper (SWS) per la rimozione dei composti acidi ed ammoniacali.

Unità Reforming Catalitico 3 - RC3

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

L'impianto è composto principalmente da:

- sezione di desolforazione, comprendente il forno F-1, il reattore di desolforazione R-1, la colonna di stripping H_2S C-1 ed il reattore di "guardia zolfo" R-6N;
- sezione di reforming, comprendente lo scambiatore carica/effluente ad elevata efficienza energetica (Packinox®) E-7N, i forni F-3AN, F-3A, F-3B, F-3CN ed i reattori R-3, R-4, R-4N e R-5N; quest'ultimo reattore è dotato di un sistema a rigenerazione continua (CCR) del catalizzatore mentre i restanti 3 reattori sono del tipo semirigenerativo;
- sezione di frazionamento, comprendente la colonna di de-etanizzazione C-3 e la colonna di stabilizzazione C-4; la colonna di assorbimento C-2 è attualmente utilizzata come semplice KO drum;
- sezione hot-oil, costituita da un circuito chiuso che comprende il forno F-2 ed i ribollitori ad hot-oil E-6, E-13, E-15;
- sezione di splittaggio della riformata che separa di testa uno stream di benzina leggera e consente di incrementare ulteriormente le caratteristiche ottaniche del prodotto di fondo rispetto alla riformata tal quale.

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

La sezione di reforming produce H_2 puro all'85% in volume circa, che viene utilizzato in tutti i processi catalitici di Raffineria (Desolforazioni, Isomerizzazione), e benzina riformata, stabilizzata in una colonna de-etanizzatrice ed in una colonna di stabilizzazione ove di testa si separa il GPL.

Unità Isomerizzazione ISO

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

L'impianto comprende le seguenti sezioni:

- sezione di desolforazione, che utilizza il forno A-10.1, il reattore A-6.1, la colonna di strippaggio dell'H₂S A-6.2;
- sezione deisopentanizzazione che recupera di testa l'iso C5 alto ottanico dalla benzina desolforata. Il prodotto di fondo della colonna viene inviato alla sezione di dearomatizzazione;
- sezione di de-aromatizzazione, che utilizza i filtri molecolari C-6.2 A/B/C/D (per rimuovere le tracce di umidità dalla carica e dal gas di trattamento), il forno C-10.1 ed il reattore C-6.1;
- sezione di isomerizzazione (e recupero HCl), che utilizza l'assorbitore HCl D-6.3 con il lavatore gas D-6.4 A/B, il reattore D-6.1, la colonna di strippaggio dell'HCl D-6.2, il lavatore sodico/H₂O D-9-4A/B sulla benzina isomerizzata.
- sezione di prefrazionamento, che utilizza la colonna F-6.1 utilizzata come de-esanatrice a valle della sezione ISO, per incrementare il numero di ottano della benzina isomerizzata.

Unità Desolforazione 1 - HF1

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

L'impianto è composto principalmente da:

- sezione di reazione, costituita da 2 treni di reazione paralleli (ramo 1 e ramo 2) con tre reattori catalitici;
- sezione di strippaggio dell'H₂S comprendente la colonna di strippaggio C-101;
- sezione di essiccamento del gasolio;
- sezione di lavaggio amminico dei gas comprendente la colonna di assorbimento ad alta pressione C-102 e la colonna di assorbimento a bassa pressione C-103.

Unità Desolforazione 2 - HF2

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

L'impianto è composto principalmente da:

- sezione di reazione comprendente il forno B-101 ed il reattore D-102N;
- sezione di stripping dell'H₂S comprendente la colonna di stripping E-101;
- sezione di essiccamento del gasolio desolfurato comprendente la colonna E-155;
- sezione di lavaggio amminico dei gas comprendente la colonna di assorbimento di alta pressione E203N e la colonna di lavaggio dei gas di bassa pressione E-201.

Unità desolforazione GPL - Merox 2

Il GPL prodotto dalla distillazione primaria (unità DP3 e DP2) è inviato alla sezione MEROX 2 GPL, che prevede una sezione di lavaggio amminico per la rimozione di H₂S (colonna assorbimento C-1, con relativa rigeneratrice) e una sezione di lavaggio con soluzioni acquose di soda caustica e catalizzatore liquido (Merox ®) per l'estrazione dei mercaptani che comprende una sezione di rigenerazione della soda.

Splitter GPL

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

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

Unità Rigenerazione Ammine

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

Le correnti di ammina esausta vengono alimentate all'accumulatore di carica V1 dove vengono omogeneizzate e dove vengono separati gli idrocarburi condensati e il gas eventualmente presenti.

La soluzione amminica viene quindi preriscaldata a spese del prodotto amminico rigenerato e quindi alimentata alla colonna di rigenerazione C1 che è riscaldata con vapore.

L'ammina rigenerata viene raffreddata, filtrata e quindi rinviata alle sezioni di lavaggio gas degli impianti HF1 e HF2.

L'H₂S recuperato dalla testa colonna viene inviato alle unità di recupero zolfo RZ 1 e RZ2.

Unità SWS 1, 2, 3

La Raffineria è dotata di 3 unità di Sour Water Stripper (SWS), denominati SWS 1, SWS 2 e SWS 3. Il SWS 1 (1982) tratta principalmente le acque acide provenienti dall'impianto

Visbreaker/Thermal Cracking; gli impianti SWS 2 (1989) e l'impianto SWS3 (2001) trattano le acque acide provenienti dagli altri impianti di Raffineria.

Unità Recupero zolfo RZ1, RZ2 e gas di coda HCR

La Raffineria risulta dotata di 2 unità di recupero zolfo che convertono l'idrogeno solforato (H_2S) recuperato dalla testa delle colonne di rigenerazione ammina operative in Raffineria, in zolfo elementare liquido secondo il processo Claus.

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

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

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

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

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

1.4. Servizi Ausiliari

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

Tabella 1-1: Principali Impianti Ausiliari di Raffineria

Impianti Ausiliari	Descrizione
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; Esso è composto da: - turbina a gas; - caldaia e recupero e postcombustione B01; - caldaia a fuoco diretto B02; - turbina a vapore.
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 vengono inviati previo lavaggio dei composti solforosi a rete fuel gas.
Produzione e distribuzione aria compressa	La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essicata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti. L'aria compressa viene generata da un parco macchine costituito da n. 3 elettrocompressori centrifughi e da n. 1 turbocompressore centrifugo. Nel sistema fluisce una portata di circa 4.000 kg/h.
Distribuzione acque di raffreddamento	La Raffineria utilizza acqua mare, proveniente dal Canale Vittorio Emanuele III a mezzo stazione di pompaggio (Rif. Autorizzazione Mav Prot. n° 1345 del 28/04/2004), come fluido di raffreddamento (once-through cooling) in scambiatori di calore dedicati. Nel sistema fluisce una portata di circa 7000 m ³ /h di acqua mare. Le acque di raffreddamento effluenti dagli impianti vengono convogliate tramite linee dedicate a vasche di calma prima dello scarico finale in laguna.
Distribuzione acque industriali	L'approvvigionamento di acqua alla Raffineria avviene secondo le distinte fonti: <ul style="list-style-type: none"> • acqua potabile, fornita attraverso la rete pubblica dell'Acquedotto Comunale Ve.S.T.A.; • acqua dolce d'origine superficiale, utilizzata per produrre acqua demineralizzata e come acqua industriale (ad uso servizi di processo), proveniente dal fiume Sile e fornita mediante Convenzione dal Consorzio Utenti Acquedotti Industriali (CUAI).
Impianto produzione acqua demineralizzata	L'acqua demineralizzata per l'alimento caldaie e per gli impieghi di processo, è prodotta in un impianto a letti di

Impianti Ausiliari	Descrizione
	<p>resine di scambio ionico, capace di produrre di 240 m³/h di acqua DEMI a partire da acqua di superficie di provenienza fiume Sile.</p> <p>La sezione si compone di n. 2 chiarificatori statici, di n. 3 filtri a sabbia, di n. 3 linee a scambio cationico-anionico con decarbonatore interposto e di n. 1 letto misto per polishing finale. È presente una unità di recupero condense opportunamente pretrattate da n. 1 filtro a resine oleofile e da n. 1 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 dall'effluente depurato dell'impianto di trattamento reflui T.E. 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 e Fuel Gas	<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 di Raffineria.</p>
Trattamento Acque Reflue TE	<p>Unità a cui tutte le acque di impianto (acque meteoriche, civili, di processo) affluiscono mediante la rete fognaria e sono trattate prima di essere scaricate. Esistono 2 distinte linee di trattamento, operative dal 1973 e oggetto di successivi adeguamenti tecnologici, che assicurano allo scarico il rispetto delle norme previste per la Laguna di Venezia.</p> <p>La prima linea è costituita dalla Linea biologico, a cui sono inviate le acque di processo e condense di vapore non recuperate, il drenaggio di apparecchiature e serbatoi, le acque derivanti da desalinatori, gli scarichi igienico-sanitari ed le acque meteoriche raccolte nelle varie aree della Raffineria, per un flusso continuo complessivo fino a circa 240 m³/h (con un margine operativo del 20%).</p> <p>L'altra linea di trattamento è la Linea chimico fisico, impiegata per il trattamento delle acque scolanti dal parco serbatoi di Raffineria (Isola Petroli/Zona Nord Est), per un flusso complessivo fino a circa 150 m³/h.</p>

Infine, tra le altre dotazioni della 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 T.E., scarico lagunare da T.E. e scarico lagunare dell'acqua di raffreddamento, secondo un apposito Piano Analitico Acque;

- qualità dei prodotti/combustibili impiegati in Raffineria, per la verifica del tenore di zolfo nell'OLIO COMBUSTIBILE e di H₂S nel FG;
- efficienza degli analizzatori per il controllo della combustione ai forni di 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.

1.4.1. Sistema di generazione di energia elettrica e vapore

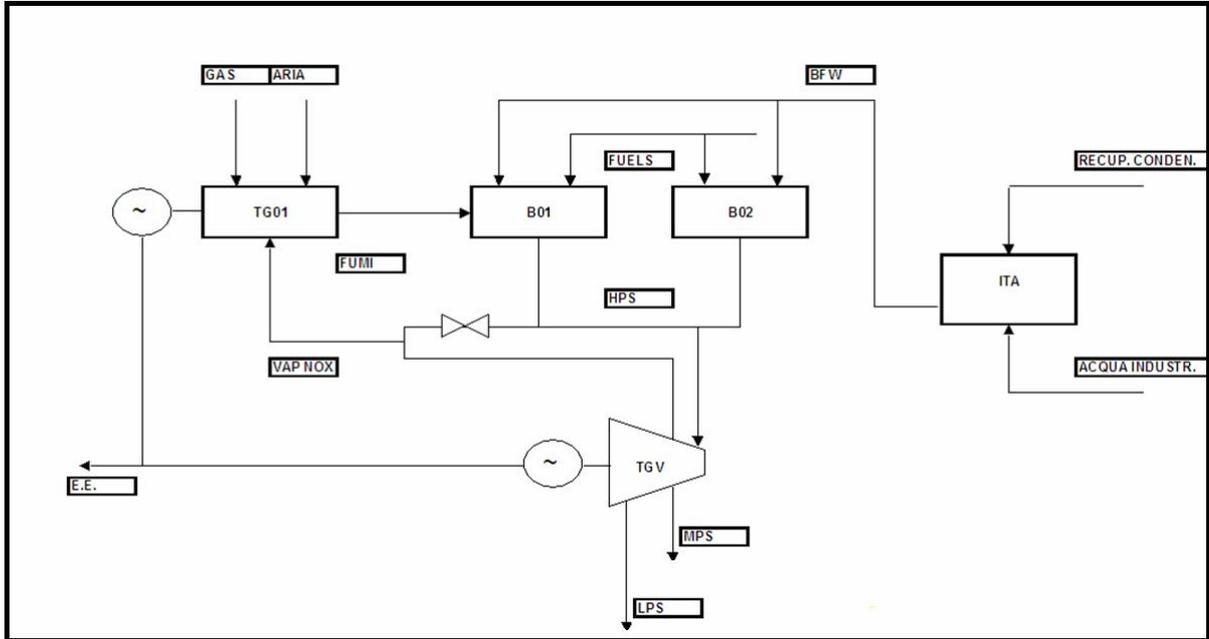
Il fabbisogno energetico degli impianti della Raffineria viene garantito da un sistema di generazione di vapore ed energia elettrica denominato COGE, in funzione dal 1993, con una potenza installata di 33 MW elettrici.

Tale sistema è costituita 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/h a solo postcombustione);
- 1 caldaia a fuoco diretto (B02) da 120 t/h a 43 barg;
- 2 degasatori da 263 m³/h, 140°C, 2,2 barg;
- 1 turbina a gas (TG1) da 25,6 MW elettrici;
- 1 turbina a vapore (TGV) da 8,1 MW, 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 processo.

Figura 1-4: Schema dell'impianto COGE



Il turbogas (TG01) è alimentato da fuel gas prodotto dalla Raffineria. 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.

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 turbogruppo a gas TG01, alimentato con gas residuo di Raffineria, e dal turbogruppo a vapore TGV01 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 / spiazamenti).

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 Tabella 1-2.

Tabella 1-2: Caratteristiche delle Turbine installate nell’impianto COGE

Denominazione Turbina	Potenza (MW)	Alimentazione
TG01	25,6	Fuel gas
TGV01	8,1	Vapore

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

Tabella 1-3: Caratteristiche delle Caldaie installate nell’impianto COGE

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

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

Nella Tabella 1-4 sono riportati i dati relativi alla produzione e i consumi medi annuali della COGE.

Tabella 1-4: Produzione e Consumi Medi Annuali dell’impianto COGE

	Impianto	2004	2005	2006
Produzione di vapore (t/a)	Da caldaie B01/B02	1.074.403	1.018.066	1.039.665
	Distribuzione MP	703.675	633.620	662.683
	Distribuzione BP	216.499	230.619	258.216
Produzione di Energia Elettrica (MWh/a)	Gruppo a vapore	273.851	235.748	235.501
	Gruppo Turbogas			
Consumo Combustibile (Tep/a)	Caldaie	44.052	44.123	48.312
	Turbina a gas	60.356	51.592	49.292

1.5. Movimentazione Materiali e Parco Stoccaggi

La Raffineria riceve i greggi mediante oleodotto sublagunare che collega la Raffineria (Isola Petroli) ad un terminale, sito in località San Leonardo (Comune di Mira).

Oltre al greggio, la Raffineria riceve via mare, attraverso una Darsena dedicata, la quasi totalità delle materie prime di natura petrolifera (ad eccezione di alcuni greggi di origine

nazionale, che sono introdotti mediante autobotti). La Darsena di Raffineria è formata da 2 approdi per navi cisterna.

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 esitati dalla Raffineria);
- navicisterna, con spedizioni da 2 pontili attrezzati situati in un'apposita darsena (coinvolgenti poco meno del 13% della produzione, essenzialmente oli combustibili pro bunker);
- autobotti o ferrocisterne, caricati attraverso pensiline di carico in zona Nord-Est.

Per gli stoccaggi delle materie prime e dei prodotti, la Raffineria è dotata di un parco di 138 serbatoi avente una capacità complessiva di circa 1,3 milioni di m³ (greggio, semilavorati e prodotti finiti).

Il greggio viene stoccato in serbatoi ubicati presso l'Isola dei Petroli, la cui capacità complessiva esercibile risulta essere di circa 565.822 m³. Lo stoccaggio dei prodotti semilavorati e dei prodotti finiti avviene invece in serbatoi ubicati in area di Raffineria e in Zona Nord-Est.

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

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

- serbatoi tumulati, destinati allo stoccaggio di GPL in ottemperanza a quanto previsto dal DM 13/10/94;
- serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità inferiore a 21°C (ad es. grezzi, benzine, MTBE, SLOP² ecc);
- serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità compreso tra 21 e 65°C (ad es, Petroli, Kerosene ecc.);
- serbatoi di categoria C, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità superiore a 65°C (ad es. Gasoli, Oli combustibili, Bitumi ecc).

Nella Tabella seguente è riportato il quadro riassuntivo dei serbatoi suddivisi secondo tipologia di prodotto o categoria associata:

² SLOP: prodotto idrocarburico destinato a rilavorazione.

Tabella 1-5: Quadro riassuntivo dei serbatoi

Prodotto o categoria	Numero di serbatoi	Capacità di stoccaggio (m ³)
GPL	18	7.070
CAT. A	41	792.852
CAT. B	12	42.409
CAT. C	67	468.333
TOTALI	138	1.310.664

Lo stato dei serbatoi di stoccaggio in Raffineria è di fondamentale importanza ed è tenuto sotto controllo dalle Unità Tecniche di Raffineria al fine di garantire la protezione della falda e del suolo.

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

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

La Raffineria dispone inoltre di una baia a due corsie per lo scarico di autobotti di olio grezzo.

Le materie prime di natura non petrolifera (in generale, additivi e chemicals) vengono, invece, ricevuti via terra, mediante autobotti e/o con bulk di materiale adeguato.

1.6. Bilancio di massa ed energia

1.6.1. Bilancio di materia

In Raffineria sono presenti, in lavorazione o in deposito, 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.

In particolare, si possono distinguere:

- materie prime di natura petrolifera (grezzi e semilavorati);
- prodotti petroliferi intermedi e finiti (distillati leggeri, medi, pesanti e GPL);
- materie prime di natura non petrolifera, classificabili a loro volta in chemicals, flocculanti, catalizzatori e sostanze varie.

I principali prodotti petroliferi introdotti per lavorazione o miscelazione sono:

- greggio;
- virgin Naphtha (VN);
- Metil Ter Butil Etere (MTBE), per migliorare le caratteristiche ottaniche delle benzine distribuite;
- benzina da cracking (LCN), utilizzata nel blending benzine;
- residui (Alto Tenore di Zolfo (ATZ)/ Basso Tenore di Zolfo (BTZ)) da inviare come carica aggiuntiva 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 negli anni 2004 – 2006 sono riportate in Tabella 1-6.

Tabella 1-6: Materie Prime in entrata in Raffineria. Periodo 2004-2006

Materie Prime	U.d.m.	2004	2005	2006
Grezzi	kton	3.844	3.626	4.357
Semilavorati	kton	658	700	682

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.

La Tabella 1-7 seguente riassume le quantità di prodotti in uscita dalla Raffineria negli anni 2004 – 2006.

Tabella 1-7: Prodotti in uscita dalla Raffineria. Periodo 2004-2006

Prodotti Finiti	Destinazione/uso	U.d.m.	2004	2005	2006
Propano	Imbottigliamento	t	14.362	11.375	10.595
GPL	Usi civili (75%) ed autotrazione (25%)	t	62.371	60.282	63.341
Benzina senza piombo	Mercato interno(95%) ed est(5%)	t	898.537	890.638	969.621
Virgin nafta	Petrolchimico	t	122.353	110.042	158.890
Petrolio	Mercato interno	t	123.786	102.667	126.433
Gasolio autotrazione	Mercato interno (90%) ed estero (10%)	t	1.387.949	1.530.325	1.569.731
Gasolio riscaldamento	Mercato interno (90%) ed estero (10%)	t	427.797	291.522	529.994
Olio combustibile ATZ	Combustibile pro bunker navi	t	478.135	501.030	473.658
Olio combustibile BTZ	Usi civili(35%) ed industriali (65%)	t	473.310	345.525	402.256
Bitumi stradali e guaine	Usi stradali e industriali	t	342.860	375.998	332.135
Zolfo	Usi industriali (farmaceutico)	t	12.904	14.752	14.588
TOTALE		t	4.344.364	4.234.156	4.651.242
Consumi e perdite		t	277.480	274.623	296.339

1.6.2. Bilancio di Energia

La Raffineria è un complesso industriale che necessita di Energia Elettrica e Energia Termica. Per rispondere al fabbisogno energetico, è presente il sistema di produzione di vapore ed energia elettrica COGE (cfr. anche paragrafo 1.4.1.). L'energia termica necessaria è prodotta anche dai forni delle unità di raffinazione.

La Tabella 1-8 riporta l'elenco completo di tutti i forni presenti negli impianti di Raffineria. Per ognuno di essi sono indicati i combustibili utilizzati e la potenza termica di combustione.

Tabella 1-8: Caratteristiche dei forni di Raffineria

Id Forno	Impianto	Combustibile	Potenza (MW)
Forno H1	Impianto DP2	Fuel gas	23,4
Forno H2		Fuel oil	
Forno H3			
Forno VB F1A/B	Impianto VB/ TC	Fuel gas	67,8
Forno VB F2A/B		Fuel oil	
Forno IB F1		Fuel gas	
Forno A 10 1	Impianto ISO	Fuel gas	25,6
Forno B 10 1		Fuel oil	
Forno C 10 1		Fuel gas	
Forno E 10 1			
Forno F1	Impianto RC3		21,27
Forno F2			33,89
Forno F3AN/ CN		Fuel gas	49,3
Forno F3A		Fuel oil	
Forno F3B			
Caldaia B1			
Forno F101	Impianto HF1	Fuel gas	12,19
Forno F102		Fuel oil	
Forno B101N	Impianto HF2	Fuel gas Fuel oil	16,46
Postcombustore termico MS1	Impianto Claus RZ1	Fuel gas	
Postcombustore termico MS1	Impianto Claus RZ2		
Forno F1	Impianto DP3	Fuel gas Fuel oil	66

Nella Tabella 1-9 viene sintetizzato il bilancio energetico di Raffineria negli anni 2004-2006, in termini di energia elettrica prodotta dall'impianto COGE e quella consumata nelle attività produttive dalla Raffineria.

Tabella 1-9: Bilancio Energetico. Anni 2004-2006

	U.d.m.	2004	2005	2006
Produzione di Energia Elettrica	MWh/a	273.851	235.748	235.501
Consumo di Energia Elettrica	MWh/a	164.159	165.191	179.776
Energia Elettrica Acquistata	MWh/a	5.350	7.441	9.211
Energia Elettrica Venduta	MWh/a	115.042	77.998	64.936

Nella Tabella 1-10 è riportato il consumo di combustibili di Raffineria negli anni 2004-2006, sia nell'unità COGE che nei forni di Raffineria.

Tabella 1-10: Consumo combustibili. Anni 2004-2006

Combustibili	U.d.m.	2004	2005	2006
Fuel gas	Tep	131.243	125.549	145.345
Fuel oil (O.C.) BTZ*	Tep	125.648	125.552	132.767
TOTALE	Tep	256.891	251.101	278.112

*BTZ = Basso Tenore di Zolfo

1.7. Uso di Risorse

1.7.1. Acqua

L'approvvigionamento di acqua alla Raffineria avviene secondo tre distinti flussi :

- acqua potabile, fornita attraverso la rete pubblica dell'Acquedotto Comunale;
- acqua dolce d'origine superficiale utilizzata per produrre acqua demineralizzata e come acqua industriale (ad uso servizi di processo), proveniente dal fiume Sile e fornita mediante convenzione dal Consorzio Utenti Acquedotti Industriali (C.U.A.I.³) (attuale titolare impianti soc Ve.S.T.A.);
- acqua mare di raffreddamento, proveniente dalla Laguna di Venezia (prelevata dal Canale Vittorio Emanuele III) a mezzo stazione di pompaggio.

La Raffineria è inoltre dotata di una rete antincendio che copre tutte le aree del sito. L'alimentazione della rete per l'area "Raffineria ed Isola Petroli" è garantita, in condizioni normali dall'effluente depurato dell'impianto di trattamento TE ed in condizioni di emergenza di Raffineria a mezzo pompe dalle prese sollevamento acqua mare ubicate in

³ Il C.U.A.I. è stato creato specificatamente per gestire la fornitura di acqua industriale relativa ai fabbisogni di tutta la Zona industriale

Raffineria e in Isola Petroli. L'area San Leonardo è invece dotata di sistemi autonomi di prelievo acqua mare.

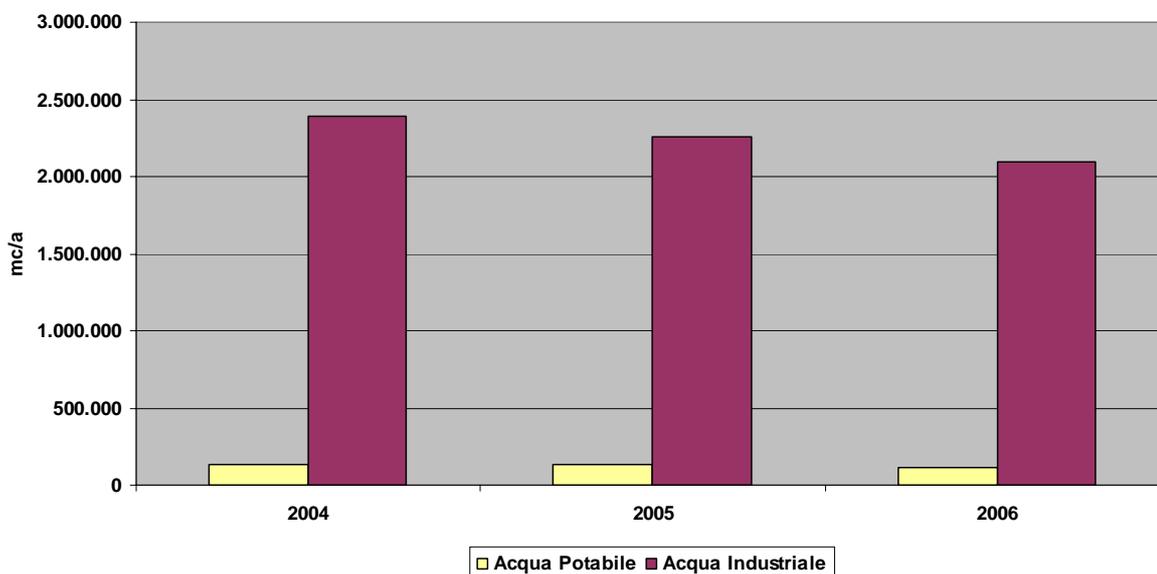
Nella Tabella 1-11 sono riportati i dati relativi ai prelievi di acque dolci e salate, aggiornati fino al 2006.

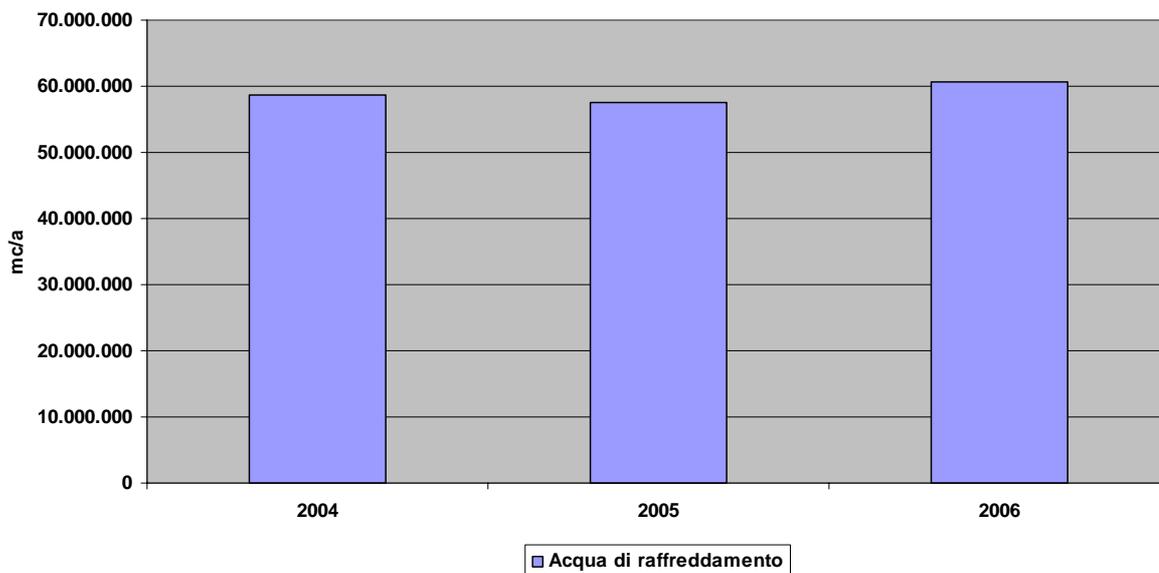
Tabella 1-11: Prelievi Idrici della Raffineria. Anni 2004-2006

Tipologia Prelievo	U.d.m.	2004	2005	2006
Acqua Potabile	m ³	131.873	133.613	115.354
Acqua Industriale	m ³	2.387.850	2.259.684	2.095.075
Acqua di Raffreddamento	m ³	58.592.221	57.467.872	60.581.812
TOTALE	m ³	61.111.944	59.861.169	62.792.242

Nella Figura seguente è riportato graficamente l'andamento del prelievo di acqua potabile e industriale per il triennio di riferimento.

Figura 1-5: Prelievo di acqua potabile industriale e di raffreddamento per il triennio 2004-2006.





1.7.2. Materie prime ed ausiliari

Come descritto in precedenza, le principali materie prime utilizzate in Raffineria sono costituite dal greggio e dai prodotti petroliferi che alimentano i diversi cicli produttivi. Le altre materie prime impiegate in Raffineria sono prodotti petroliferi semilavorati, catalizzatori ed altri chemicals ed additivi.

1.7.3. Combustibili

Presso le unità della Raffineria risultano impiegati principalmente combustibili autoprodotti: gas di Raffineria desolfurato, olio combustibile liquido a basso tenore di zolfo. E' prevista inoltre l'introduzione di metano importato dal metanodotto non appena saranno completati i collegamenti esterni alla Raffineria.

1.8. Interferenze con l'Ambiente

1.8.1. Emissioni in Atmosfera

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

1.8.1.1. Emissioni convogliate

Le emissioni convogliate della Raffineria sono rilasciate in atmosfera attraverso 9 camini, rappresentati in Allegato 2 ed elencati in Tabella seguente.

Tabella 1-12: Elenco camini di emissione di tipo convogliato

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi
3	Distillazione primaria DP2	Forni H1, H2 e H3
8	Reformer Catalitico RC3	Forni F3AN e F3CN, sez. reforming
12	Reformer Catalitico RC3	Forni F1, sez. desolforazione e F2, sez. Hot Oil
14	Reformer Catalitico RC3	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01, sez. reforming
15	Isomerizzazione ISO	Forni A10-1, B10-1, C10-1, E10-1
16	Desolforazione Gasoli/Kerosene HF1	Forni F101 e F102N
17	Desolforazione Gasoli/Kerosene HF2, Recupero zolfo RZ1 e RZ2	Forno B101 Post combustore termico B301 e MS1
18	Distillazione primaria DP3 Impianto COGE	Forno F1 Caldaie B01 e B02 e Turbogas TG1
20	Visbreaking/Thermal Cracking	Forni F1, F2 e IB F1

Inoltre la Raffineria è dotata di una torcia identificata con la sigla S35.

I fumi dei forni di Raffineria, convogliati in un sistema di camini, sono soggetti ai limiti di emissione previsti dalla "Bolla di Raffineria" secondo quanto previsto dalla legislazione vigente. Essi derivano dalla combustione di olio combustibile e/o gas combustibile: tale mix di combustibili comporta una diversificazione della qualità e quantità degli inquinanti contenuti nei fumi, in particolare in relazione al contenuto di zolfo. Altre emissioni in atmosfera comprendono H₂S, NH₃, BTX, CS₂, Mercaptani e Metalli (principalmente Nickel e Vanadio) presenti nel particolato.

Per quanto concerne le emissioni di Gas Serra (CO₂), la Raffineria è regolarmente autorizzata e partecipa al sistema di Trading delle Emissioni vigente in ambito Comunitario.

Le seguenti Tabelle riportano le emissioni di Raffineria espresse come flussi di massa (kg/h) e concentrazioni (mg/Nm³) per singolo punto di emissione, registrate negli ultimi 2 anni (2005-2006).

Tabella 1-13: Emissioni Convogliate in Atmosfera. Anno 2005

Camino	SO ₂	SO ₂	NO _x	NO _x	PST	PST	CO	CO	Volume fumi
	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	Nm ³ /h
E3	28,4	1.240	7,9	344	1,1	50	0,5	24	22.912
E18	181,9	371	91,5	193	10,8	21	10,8	22	490.752
E15	28,4	1.241	7,7	337	2,1	91	2,3	102	22.863
E8	24,1	1.241	7,5	389	0,9	48	0,2	10	19.432
E12	27,3	1.241	6,7	303	1,8	80	1,3	60	22.023
E14	37,4	1.241	10,0	333	1,0	34	0,4	13	30.119
E20	70,7	1.241	23,9	419	3,3	58	0,4	7	57.024
E16	4,0	357	2,7	245	0,3	30	0,3	29	11.126
E17	34,2	1.915	5,2	370	0,4	30	0,5	27	17.867
Consuntivo Bolla	436	629	163	235	22	31	17	21	694.118
Limiti Bolla	700	1.700		500		80		250	

Tabella 1-14: Emissioni Convogliate in Atmosfera. Anno 2006

Camino	SO ₂	SO ₂	NO _x	NO _x	PST	PST	CO	CO	Volume fumi
	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	Nm ³ /h
E3	24,4	1.134	10,0	466	0,9	41	0,3	13	21.539
E18	140,2	264	92,0	173	8,1	15	7,6	14	531.309
E15	27,0	1.136	10,0	441	1,6	67	1,1	47	23.800
E8	22,8	1.135	7,9	392	0,8	41	0,2	12	20.113
E12	25,9	1.135	9,4	413	1,3	56	0,6	26	22.795
E14	35,4	1.135	15,7	504	1,2	37	0,5	16	31.175
E20	66,1	1.132	24,0	406	2,8	48	0,3	5	58.381
E16	9,8	825	4,0	369	0,2	19	0,6	48	11.852
E17	34,0	1.814	5,0	271	0,5	27	3,6	194	18.746
Consuntivo Bolla	386	522	178	241	17	24	15	20	739.710
Limiti Bolla	700	1.700		500		80		250	

Come evidenziato dalle tabelle e dalle figure di seguito riportate il rispetto dei limiti applicabili è sempre garantito.

Figura 1-6: Flussi di massa delle emissioni per il biennio 2005-2006

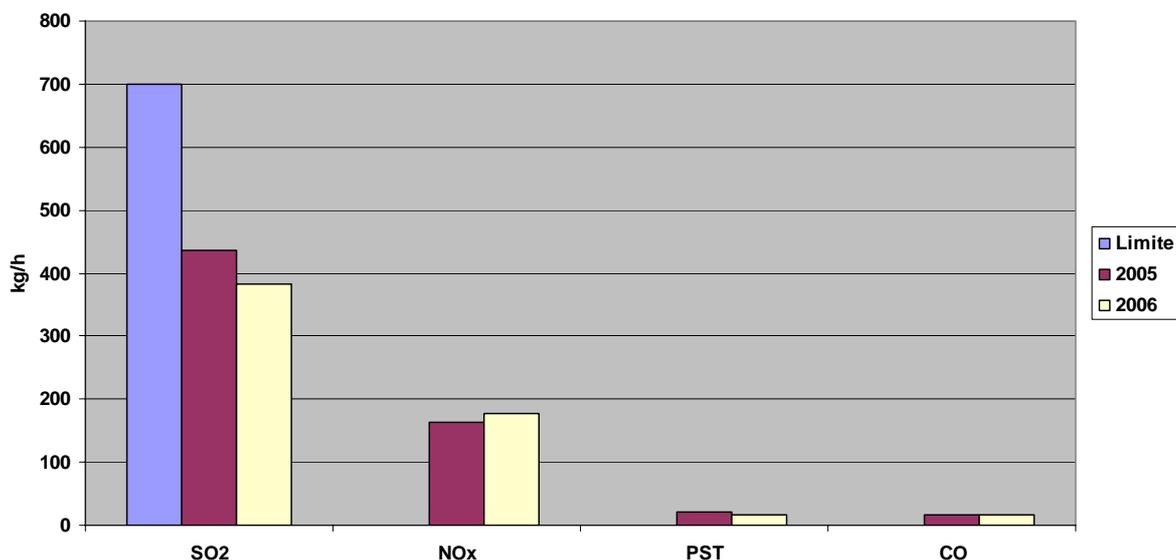
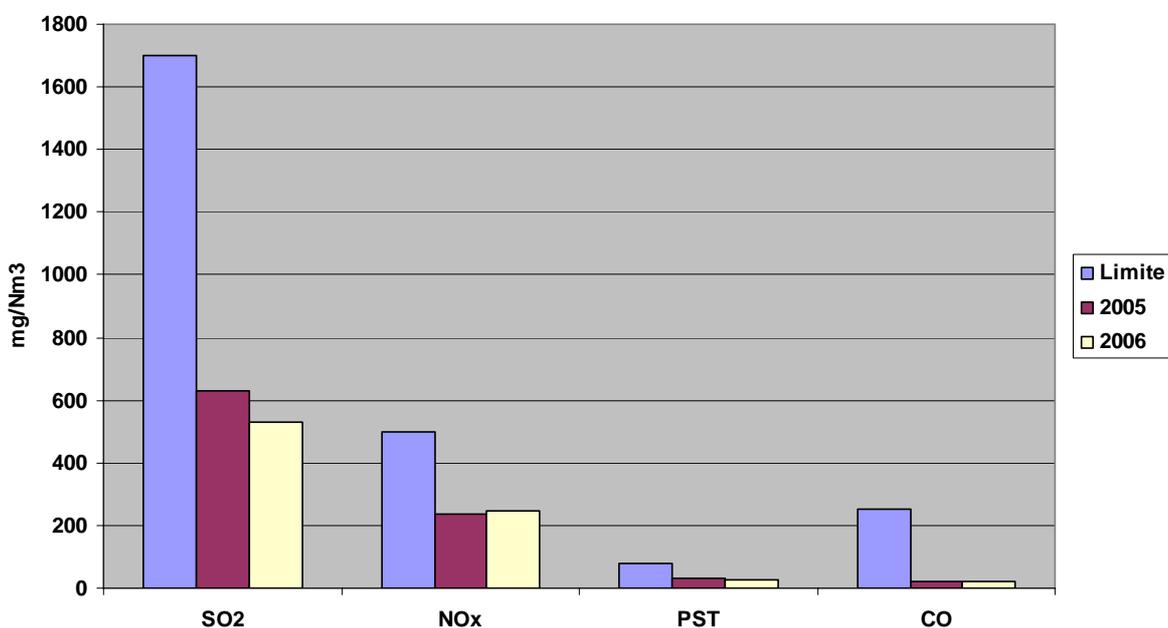


Figura 1-7: Concentrazioni delle emissioni per il biennio 2005-2006



Lo scenario emissivo medio annuo di riferimento è quello riportato nella Tabella 1-14.

1.8.1.2. Emissioni convogliate – Impianto COGE

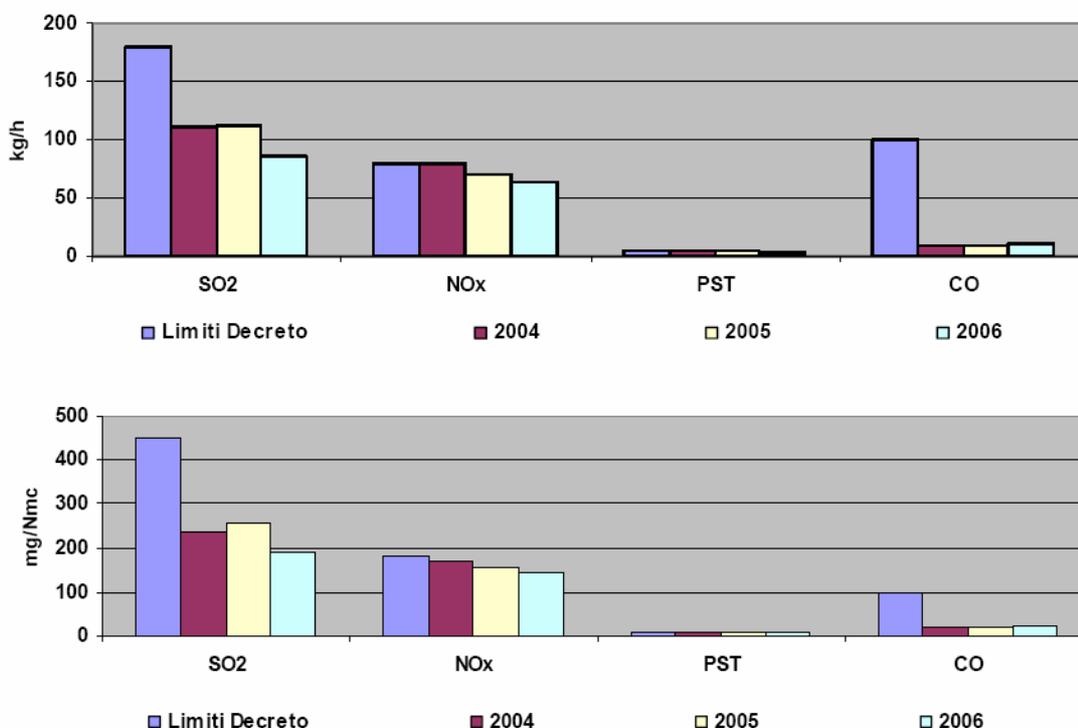
Le emissioni in atmosfera prodotte dall'impianto COGE sono regolarmente autorizzate dal Ministero dell'Industria con Decreto datato 15 Novembre 1991 che prescrive specifici limiti di emissione dall'impianto, espressi in concentrazione e portata.

La seguente Tabella riporta le emissioni dell'impianto COGE espresse come flussi di massa (kg/h) e concentrazioni (mg/Nm³) registrate negli ultimi 3 anni (2004-2006) confrontate con i limiti di portata e concentrazioni applicabili. Come evidenziato sia nella Tabella 1-15 che nella Figura 1-8: Qualità emissioni impianto COGE i limiti di decreto sono sempre rispettati.

Tabella 1-15: Qualità emissioni impianto COGE

Parametro	2004		2005		2006		Limiti	
	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³
SO₂	111,1	237	112,7	255	86,4	191	180	450
NO_x	79,4	169	71	159	64,7	143	80	180
PST	4,7	9,9	4,4	9,9	3,2	7,1	5	10
CO	10	21	9,1	21	10,4	23	100	100

Figura 1-8: Qualità emissioni impianto COGE



1.8.1.3. Emissioni diffuse

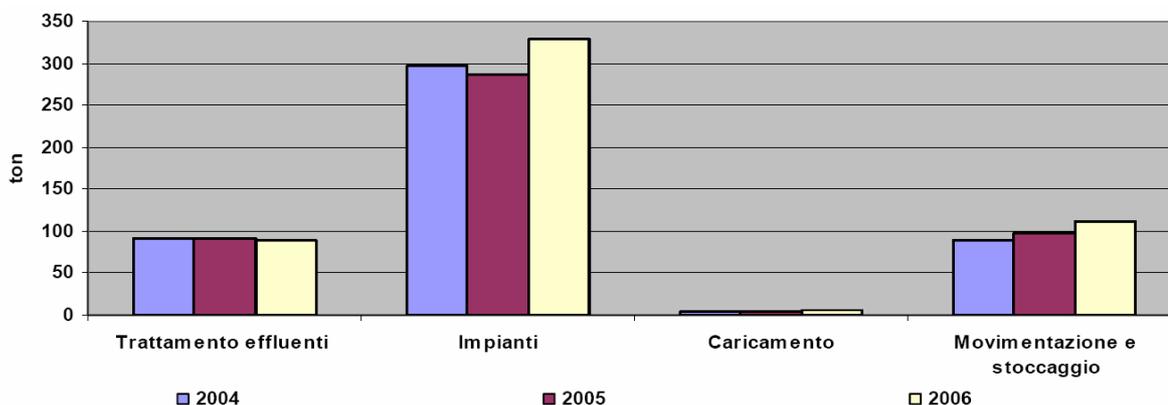
La Raffineria rappresenta una sorgente di emissioni diffuse, costituite essenzialmente da Composti Organici Volatili (COV) emessi per volatilizzazione dei prodotti petroliferi leggeri; le principali aree sorgente di emissioni diffuse sono i serbatoi di stoccaggio, le tenute di apparecchiature, linee e componenti connessi al trasferimento di prodotti leggeri, le vasche di disoleazione e le operazioni di caricamento e scaricamento prodotti.

La stima delle quantità complessive delle emissioni diffuse per il triennio 2004-2006 è riportata in Tabella 1-16 e nella Figura 1-9.

Tabella 1-16: Scenario Emissioni Diffuse COV. Anni 2004-2006

Emissioni diffuse	U.d.m.	2004	2005	2006
COV da trattamento effluenti	t	92	92	89
COV da impianti di processo	t	298	287	330
COV da impianti di caricamento	t	5	5	6
COV da impianti di movimentazione/stoccaggio	t	90	97	111,3
TOTALE	t	485	482	537

Figura 1-9: Emissioni Diffuse COV. Anni 2004-2006



Il livello della qualità dell'aria viene monitorato nella Zona Industriale di Porto Marghera mediante una rete di 11 stazioni di rilevamento, dislocate sul territorio per il rilievo di SO₂, NO_x, PST, HC e O₃, affidate alla gestione dell'Ente Zona Industriale (EZI), che provvede anche a pubblicare periodicamente i risultati rilevati.

1.8.2. Effluenti Liquidi

Le acque di processo, il vapore e le acque di lavaggio che sono state o possono essere state in contatto con i 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 gli idrocarburi dilavati dalle superfici, vengono opportunamente depurate prima dello scarico.

La raccolta degli scarichi e dei reflui 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 di Raffineria, sono inviate ad un apposito Impianto di Trattamento Effluenti (Impianto TE) che dispone di due linee di trattamento, operative dal 1973, e adeguate nel 2003 per assicurare il rispetto dei limiti previsti dalla stringente normativa che disciplina gli scarichi recapitanti nella Laguna di Venezia. Le linee di trattamento sono così costituite:

- Linea biologico: acque di processo e condense di vapore non recuperate, drenaggio di apparecchiature e serbatoi, acque derivanti da desalinatori, scarichi igienico-sanitari ed acque meteoriche raccolte nelle varie aree della Raffineria, acque del consociato stabilimento STAP;
- Linea chimico fisico: per il trattamento delle acque meteoriche e delle acque scolanti dal parco serbatoi di Raffineria (Isola Petroli/ Zona Nord Est).

Le acque prodotte dalla Raffineria, dopo il trattamento, vengono scaricate nel Canale Vittorio Emanuele III, confluyente in Laguna, mediante un unico punto di scarico regolarmente autorizzato al quale è convogliata anche l'acqua mare di raffreddamento.

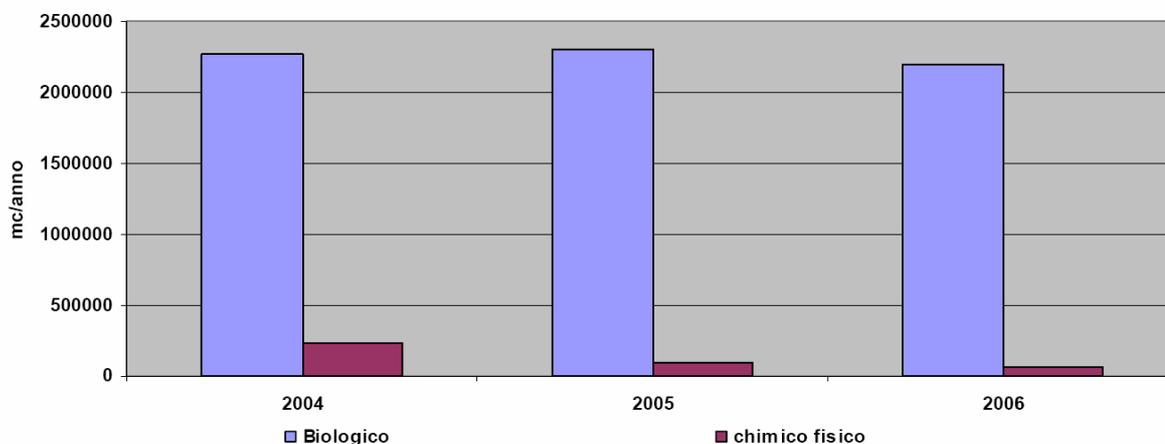
L'ubicazione del punto di scarico della Raffineria è riportata in Allegato 2.

Nella Tabella 1-17 e nella Figura 1-10 si riportano i dati quantitativi degli scarichi idrici nel periodo 2004 – 2006 relativi alla Raffineria.

Tabella 1-17: Bilancio Quantitativo degli Scarichi Idrici (Periodo 2004 – 2006)

Tipologia di scarico	U.d.m.	2004	2005	2006
Biologico	m ³	2.269.505	2.303.292	2.196.436
Chimico fisico	m ³	226.957	101.530	57.002
Raffreddamento	m ³	58.592.221	57.467.872	60.581.812
TOTALE	m ³	61.088.683	59.872.694	62.835.250

Figura 1-10: Quantitativo degli Scarichi Idrici (Periodo 2004 – 2006)



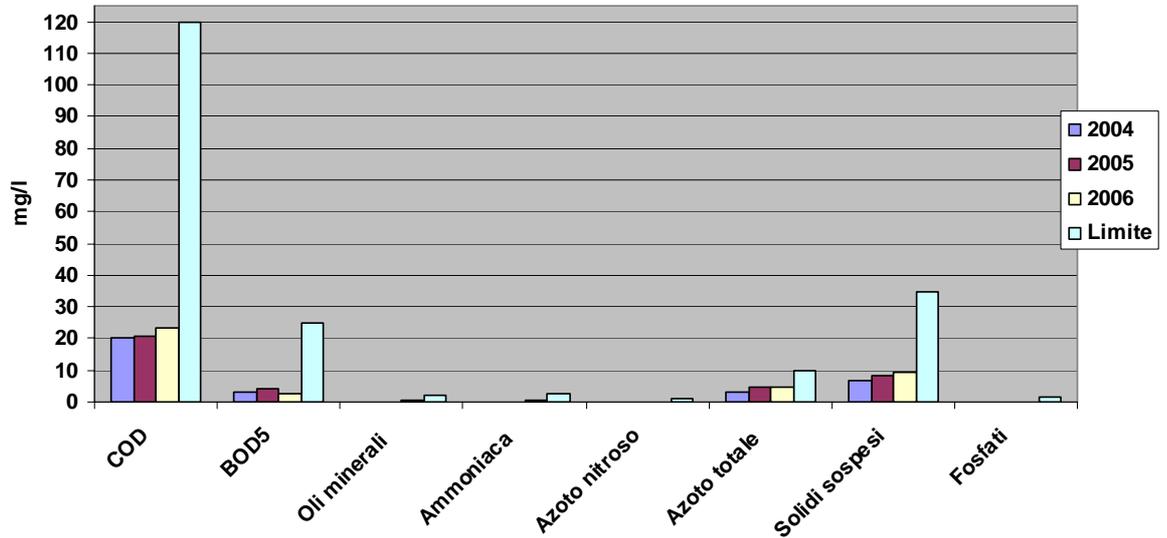
Nella Tabella 1-18 ed in Figura 1-11 si riportano i dati qualitativi medi annuali relativi agli scarichi idrici parziali, relativi agli impianti di trattamento biologico e chimico-fisico, nel periodo 2004 – 2006. In tutti i campionamenti effettuati la concentrazione dei parametri rilevati ha sempre rispettato i limiti normativi.

Tabella 1-18: Qualità degli Scarichi Idrici (Dati Medi Annuali. Periodo 2004 – 2006)

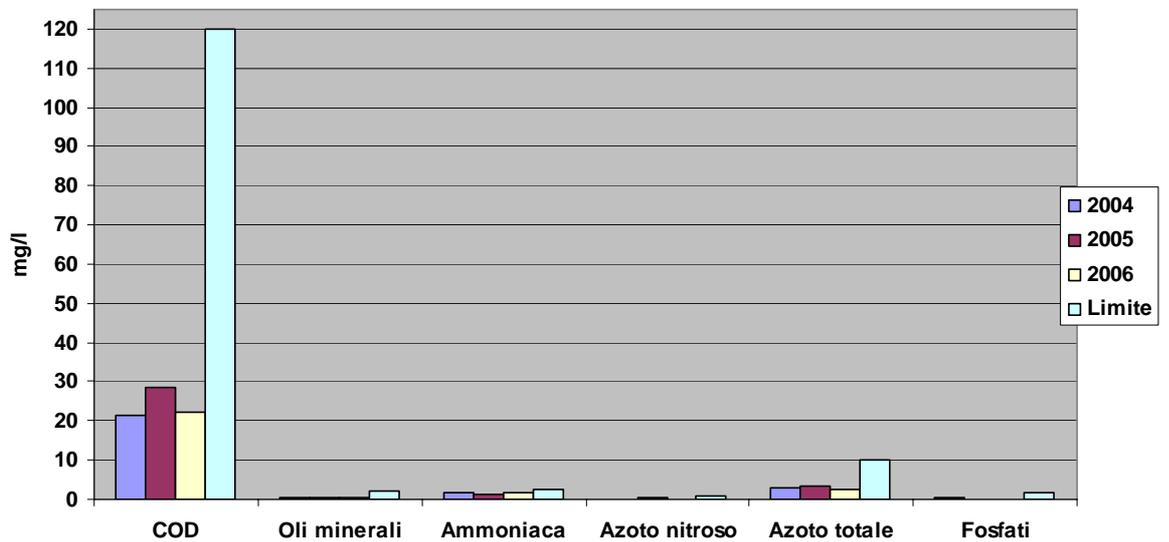
Parametro	U.d.m	2004	2005	2006	Limiti
Scarico Parziale SM2 – Impianto Biologico					
COD	mg/l	20,48	20,9	23,2	120
BOD ₅	mg/l	3,35	4,05	2,72	25
Oli minerali	mg/l	0,21	0,18	0,3	2
Ammoniaca	mg/l	0,2	0,23	0,52	2,6
Azoto nitroso	mg/l	0,1	0,08	0,17	1
Azoto totale	mg/l	3,28	4,56	4,79	10
Solidi sospesi	mg/l	6,96	8,16	9,2	35
Fosfati	mg/l	0,1	0,05	0,09	1,5
Scarico Parziale SM3 – Impianto Chimico Fisico					
COD	mg/l	21,6	28,6	22,4	120
Oli minerali	mg/l	0,27	0,38	0,30	2
Ammoniaca	mg/l	1,56	1,13	1,5	2,6
Azoto nitroso	mg/l	0,09	0,21	0,06	1
Azoto totale	mg/l	3,08	3,16	2,5	10
Fosfati	mg/l	0,22	0,05	0,11	1,5

Figura 1-11: Qualità degli scarichi idrici parziali per il triennio 2004-2006.

Impianto biologico



Impianto chimico-fisico



Nella Tabella seguente si riportano i flussi di massa relativi allo scarico idrico finale della Raffineria nel periodo 2004 – 2006.

Tabella 1-19: Quantità degli Scarichi Idrici (Dati Medi Annuali. Periodo 2004 – 2006)

Parametro	U.d.m.	2004	2005	2006
COD	t	46,5	50,9	52,4
BOD ₅	t	7,6	10,1	6,4
Oli minerali	t	0,5	0,45	0,68
Ammoniaca	t	0,45	0,63	1,23
Azoto nitroso	t	0,2	0,2	0,38
Azoto totale	t	7,4	10,8	10,66
Solidi sospesi	t	15,8	19,1	20,3
Fosfati	t	0,2	0,12	0,29

1.8.3. Rifiuti

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

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

La produzione di rifiuti dello stabilimento è essenzialmente costituita da fanghi di trattamento dall'impianto TE, fondami e morchie da pulizie e bonifiche di impianti/serbatoi, ferro e acciaio ed attualmente da acque provenienti dal sistema di messa in sicurezza della falda.

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

Al fine di consentire il deposito temporaneo dei rifiuti prodotti, sono presenti in Raffineria due aree (Parco Rottami, per il conferimento di rottami di ferro, metallici e cavi elettrici, e Parco Ecologico, per il conferimento dei restanti materiali), da cui i rifiuti sono destinati allo smaltimento esterno, secondo le modalità previste dalla legislazione vigente.

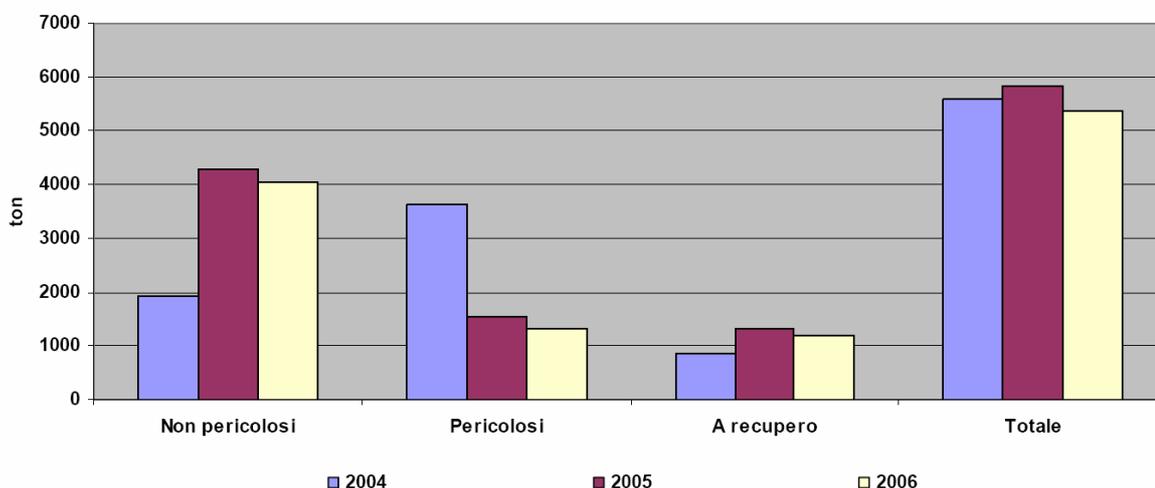
In Raffineria, infine, è attivo anche un tradizionale sistema di conferimento al Servizio Pubblico (presso cassonetti) di rifiuti solidi urbani e assimilati.

Nella Tabella 1-20 e in Figura 1-12 si riportano le principali tipologie e le rispettive quantità dei rifiuti prodotti dalla Raffineria negli anni 2004 – 2006.

Tabella 1-20: Tipologie e Quantità di Rifiuti Prodotti dalla Raffineria (Periodo 2004 – 2006)

Rifiuti Prodotti	U.d.m.	2004	2005	2006
Rifiuti non pericolosi	t	1.935	4.287	4.028
Rifiuti Pericolosi	t	3.639	1.536	1.340
TOTALE	t	5.574	5.823	5.368
Di cui a recupero	t	848	1.318	1.188

Figura 1-12: Rifiuti prodotti dalla Raffineria nel triennio 2004-2006



1.8.4. 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 in base al Piano di Zonizzazione acustica del territorio del Comune di Venezia, secondo il quale la Raffineria risulta quasi interamente localizzata in area di classe VI, ad uso "esclusivamente industriale", per la quale vigono limiti di immissione di rumore al perimetro pari a 70 dB(A), sia in orario diurno che notturno.

1.8.5. Suolo

La Raffineria è compresa nel perimetro del Sito di Interesse Nazionale di Porto Marghera e pertanto rientra nell'ambito dei procedimenti previsti ai sensi del DM 471/99.

E' stata condotta la caratterizzazione dei suoli e delle acque di falda per il sito della Raffineria, evidenziando localizzati superamenti dei valori normativi.

Da diversi anni inoltre la Raffineria esegue un costante monitoraggio della qualità delle acque di falda.

Dal 2004 è operativo un sistema di messa in sicurezza di emergenza mediante emungimento della falda superficiale per il contenimento della migrazione della contaminazione all'esterno del sito.

E' inoltre in fase avanzata il progetto di conterminazione delle sponde.

1.8.6. Certificazione ambientale

La Raffineria ha conseguito la certificazione ISO 14001 nel 1999 ed è stata registrata EMAS (Eco Management and Auditing Scheme) nel 2003 (prima Raffineria in Italia). Nel 2006 ha conseguito il rinnovo triennale EMAS (prima Raffineria in Italia) ed ha confermato la convalida anche per il 2007.

Tale processo ha consentito la pubblicazione per quattro anni consecutivi della “Dichiarazione Ambientale” della Raffineria di Venezia , sviluppata in conformità al Regolamento Comunitario CE 761/01, che rappresenta un risultato fondamentale per il Sistema di Gestione Ambientale dello stabilimento. Costituisce infatti un consolidamento ulteriore nello sviluppo del percorso ambientale intrapreso negli ultimi anni dalla Raffineria, in linea con le politiche societarie, finalizzato all’ottimizzazione ed al miglioramento continuo delle proprie prestazioni ambientali oltre che a garantire rapporti di trasparenza con il mondo esterno per la gestione della propria posizione nei confronti dell’ambiente e della collettività.

Tutto questo viene attuato attraverso l’adozione di specifici obiettivi al fine di coniugare lo svolgimento delle proprie attività ed il rispetto dell’ambiente.

2. DESCRIZIONE DELLE NUOVE UNITÀ PRODUTTIVE

Gli interventi proposti si inquadrano nell'ambito di applicazione delle disposizioni della Comunità Europea (Direttiva 98/70/CE e Direttiva 2003/17/CE), recepite nell'ordinamento nazionale con DPCM 434 del 23/11/2000 e con Legge n.306 del 31/10/2003, che impongono a decorrere dal 1 gennaio 2009 la commercializzazione di benzine e gasoli con tenore di zolfo non superiore a 10 ppm rispetto alla concentrazione oggi ammessa di 50 ppm.

La motivazione del progetto nasce quindi dalla volontà di *Eni R&M* di procedere ad una riqualificazione produttiva degli impianti che consentirà di incrementare la produzione di distillati di elevata qualità in termini di basso tenore di zolfo ed aromatici rispetto ai quantitativi attualmente prodotti dalla Raffineria.

Le modifiche previste avverranno mediante l'adozione delle migliori tecnologie disponibili al fine di ottimizzare la produttività minimizzando gli impatti sull'ambiente e sulla popolazione.

Le modifiche previste ai cicli produttivi mirano ad aumentare l'auto produzione di distillati medi e leggeri, prevalentemente kerosene e gasolio, a parità di capacità di decreto di lavorazione, andando a soddisfare le esigenze dell'area di posizionamento della Raffineria in cui risulta elevata la domanda di tali prodotti.

Il progetto prevede un incremento della capacità di conversione equivalente della che passa dall'attuale 22% al futuro 42% circa, con la possibilità di convertire prodotti pesanti, quali olio combustibile, in prodotti leggeri a bassissimo impatto ambientale.

Le nuove produzioni previste garantiranno la distribuzione sul territorio di prodotti petroliferi di elevata qualità in termine di basso tenore di zolfo ed aromatici collocandosi ampiamente entro le disposizioni della Comunità Europea.

In tale ottica verranno realizzate un'unità di conversione catalitica Hydrocracker e un'unità di distillazione sotto vuoto (Vacuum) che sostituirà l'attuale Vacuum flash dell'unità di distillazione DP3.

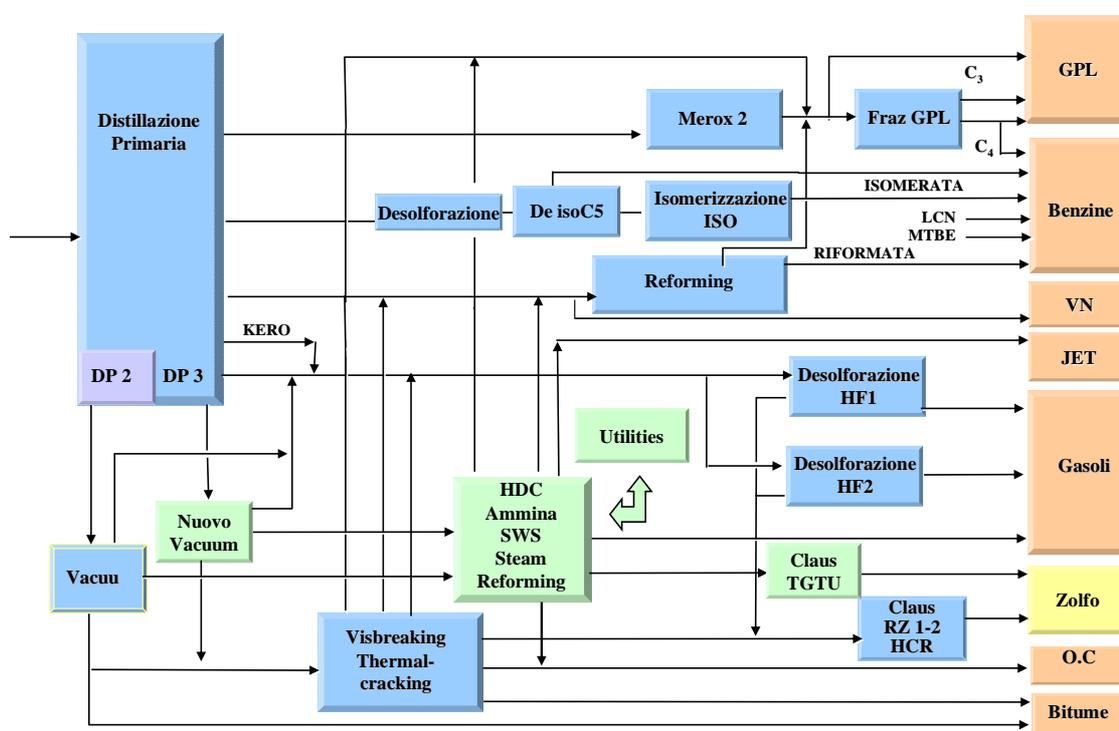
Con la realizzazione del progetto saranno inoltre installate le seguenti sezioni ausiliare:

- nuovo impianto Steam Reformer per produzione dell'idrogeno necessario al sistema;
- nuovo impianto di cogenerazione per produzione di vapore ed energia elettrica necessari al sistema;
- impianti ancillari (lavaggi amminici e SWS);
- nuovo impianto di Recupero Zolfo Claus con unità di trattamento Gas di coda ad alta efficienza (TGTU);

- sistemi di utilities (acqua cooling, aria, azoto, acqua demi, recupero condense, distribuzione energia elettrica);
- nuova torcia e sistema di blow down;
- nuovi serbatoi.

Nella Figura seguente ed in Allegato 3 si riporta lo schema a blocchi di Raffineria con evidenziati in verde gli impianti oggetto del presente progetto e lo schema a blocchi dei nuovi impianti.

Figura 2-1: Schema a blocchi del nuovo ciclo produttivo



La realizzazione del nuovo impianto di cogenerazione permetterà di soddisfare in maniera energeticamente ottimizzata le richieste di vapore ed energia elettrica degli impianti inclusi nel Progetto Serenissima.

Attualmente il fabbisogno di vapore viene coperto dalla produzione della caldaia a recupero denominata B01 associata alla turbogas esistente e da una caldaia tradizionale a fuoco diretto denominata B02.

Nell'ambito di sviluppo del Progetto Serenissima, quest'ultima caldaia, spenta e mantenuta in sito come "riserva fredda", verrà sostituita dal nuovo sistema cogenerativo alimentato a metano e fuel gas avente una maggiore efficienza energetica e un minore impatto ambientale.

La collocazione dei nuovi impianti all'interno della Raffineria e i loro ingombri sono riportati in Allegato 4.

Nel seguito si descrivono le nuove unità previste dal progetto, le diverse fasi del processo e le apparecchiature presenti; sono inoltre analizzati i bilanci di materia ed energia, l'utilizzo di risorse, i possibili malfunzionamenti e le potenziali interferenze ambientali del progetto (emissioni in atmosfera, effluenti liquidi, rifiuti).

2.1. Impianto Vacuum

Il nuovo impianto Vacuum sostituirà l'esistente flash vacuum DP3; esso permetterà anche un incremento dell'efficienza energetica del processo.

Il principale obiettivo della nuova unità Vacuum (Unità 61) è quello di massimizzare la produzione di Gasolio medio e pesante (MVGO e HVGO), da destinare come carica in alimentazione alla nuova unità Hydrocracker, dalla lavorazione dei greggi processati nell'unità Topping esistente DP-3, e dei residui atmosferici di importazione. Inoltre la nuova unità sarà in grado di minimizzare i consumi energetici mediante ottimizzazione progettuale del treno di scambio termico.

L'unità è stata progettata per trattare il residuo atmosferico 360+ °C ottenuto dalla lavorazione dei grezzi “Essider” e “Belaym” alla capacità sotto indicata:

- caso “Belaym” alla capacità di 7.000 t/g (29,17 t/h);
- caso “Essider” alla capacità di 5.000 t/g (20,83 t/h).

Dalla nuova unità Vacuum si otterranno i seguenti prodotti principali:

- gasolio Vacuum Leggero (LVGO) : punto di ebollizione compreso tra 360-385°C
- gasolio Vacuum Medio (MVGO): punto di ebollizione compreso tra 385-425°C
- gasolio Vacuum Pesante (HVGO): punto di ebollizione compreso tra 425-550°C
- residuo Vacuum: punto di ebollizione superiore a 550°C

L'LVGO prodotto viene generalmente inviato a stoccaggio.

L'MVGO a sua volta può essere inviato a stoccaggio (come carica agli impianti Hydrocracker o Thermal Cracker) oppure in colaggio diretto all'impianto Thermal Cracking.

L'HVGO viene inviato a stoccaggio come carica impianto Hydrocracker, mentre il residuo Vacuum viene inviato a stoccaggio, insieme alle Slop Waxes prodotte, per poi essere inviato in alimentazione all'impianto Visbreaker.

2.1.1. Descrizione principali fasi di processo

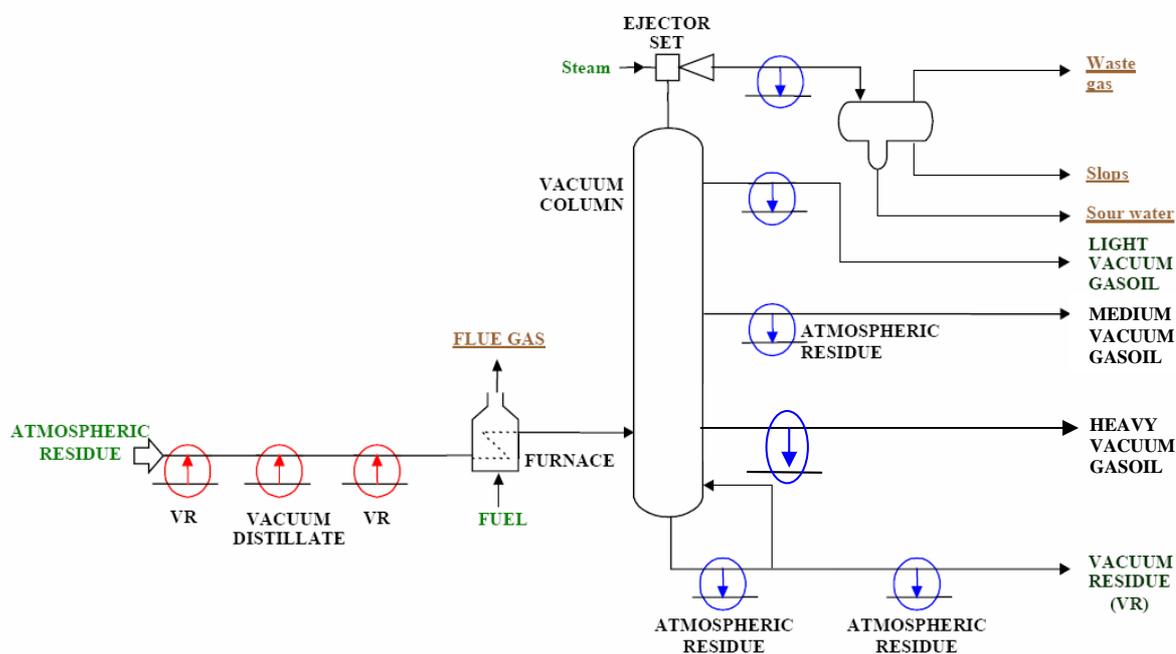
L'impianto Vacuum è costituito dalle seguenti sezioni:

- alimentazione Carica e Treno di Preriscaldamento;
- forno;
- colonna di distillazione;

- sistema di generazione vuoto;
- trattamento ed utilizzo dell'off gas;
- sistemi ausiliari.

In Allegato 5 si riporta il layout ed i prospetti previsti del nuovo impianto Vacuum, mentre nella Figura seguente è rappresentato lo schema semplificato.

Figura 2-2: Schema Semplificato delle Fasi di Lavorazione del Progetto del nuovo impianto Vacuum



2.1.1.1. Alimentazione Carica e Treno di Preriscaldo

La carica può essere inviata ai limiti di batteria dell'impianto Vacuum in due assetti differenti: dai serbatoi di stoccaggio come alimentazione fredda (80°C) o da unità di distillazione atmosferica in colaggio diretto (130°C).

La carica è poi ripresa, entro i limiti di batteria dell'impianto Vacuum, da Booster Pumps che provvedono ad inviare la carica alla colonna Vacuum, attraverso il treno di preriscaldamento ed il forno.

Per aumentarne la flessibilità operativa, la carica è suddivisa in due treni paralleli. La carica, inviata alla colonna Vacuum attraverso le pompe 61P01 A/B, è inizialmente riscaldata tra 260-290 e 307°C (a seconda dell'assetto e del grezzo in lavorazione) nel

treno di preriscaldamento, in cui contemporaneamente vengono raffreddati i prodotti (HVGO e residuo Vacuum).

2.1.1.2. Forno

La carica è portata alla temperatura richiesta per l'invio in colonna (410°C) nel forno di preriscaldamento 61F01.

Nel forno, dotato di serpentine, è previsto l'invio di vapore a media pressione per aumentare la velocità del fluido di processo nei serpentine specialmente nella zona ad alta temperatura.

Il forno può utilizzare come combustibili fuel gas di Raffineria e metano. Il forno è dotato di un sistema di preriscaldamento dell'aria 61PK102, che permette di riscaldare l'aria comburente raffreddando i fumi in uscita: tale sistema permette di aumentare l'efficienza del forno fino ad oltre il 90%.

La carica in uscita dal forno, riscaldata al valore richiesto (410°C), è convogliata alla colonna di distillazione attraverso una Transfer Line.

Il forno 61F01 sarà dotato di bruciatori del tipo low NO_x, in modo tale da minimizzare le emissioni in atmosfera derivanti dalla combustione del fuel gas.

2.1.1.3. Colonna di Distillazione

La colonna di distillazione opera ad una pressione di 60 mmHg in testa e 100 mmHg in zona flash.

Sono previsti 4 letti con corpi di riempimento strutturati e 6 piatti a valvole sul fondo per lo stripping del residuo Vacuum con vapore.

Nella zona flash, ove è alimentata la carica idrocarburica parzialmente vaporizzata, si ha la separazione del liquido che scende verso il basso dal vapore che sale verso l'alto. Il liquido che scende verso il basso (residuo Vacuum) è strippato con vapore a bassa pressione surriscaldato, per rimuovere le tracce di leggeri ancora presenti.

Il vapore così ottenuto si miscela in zona flash col vapore di carica e sale lungo la colonna.

Il residuo Vacuum strippato si raccoglie sul fondo della colonna di distillazione: per evitare problemi di cracking, data la sua alta temperatura, il residuo viene raffreddato riciclando in colonna parte del residuo Vacuum “freddo” preso a valle del generatore di vapore.

Il calore di condensazione necessario a condensare i vapori che salgono in colonna ed ottenere i prodotti liquidi LVGO, MVGO, HVGO e Slop Wax è rimosso dai tre pump-around (ricircolo di prodotto a temperatura controllata): LVGO Pump-around, situato nella parte alta della colonna, l'MVGO Pump-around e l'HVGO Pump-around, situati nella parte centrale della colonna.

A partire dalla zona flash, verso l'alto si estraggono i seguenti prodotti liquidi:

- Slop Wax;
- HVGO;
- MVGO;
- LVGO;
- Off gas: è prodotto in testa alla colonna ed è costituito da vapore d'acqua, aria, gas di cracking e idrocarburi leggeri.

2.1.1.4. Sistema di Generazione Vuoto

Il sistema di generazione vuoto è un package costituito da:

- precondenser per la condensazione con Cooling Water della maggior parte del vapore presente nell'off gas;
- un sistema a 3 stadi di eiettori e condensatori che utilizzano vapore a media pressione;
- un accumulatore di testa (61V02) ove si ha la separazione dell'acqua da idrocarburi liquidi e gassosi. La Sour Water così prodotta è inviata tramite le pompe 61P07A/B alla sezione Sour Water Stripper. Gli idrocarburi liquidi separati sono inviati attraverso le pompe 61P08A/B allo Slop di Raffineria. I gas, dopo lavaggio, vanno all'apposito bruciatore.

2.1.2. Sistemi Ausiliari

Sono previsti i seguenti sistemi ausiliari:

- Circuito Tempered Water, per fornire acqua di raffreddamento temperata (60°C) ai refrigeranti finali dell'HVGO e del residuo Vacuum. Il sistema è costituito da un serbatoio di accumulo ubicato entro i limiti di batteria dell'impianto, da refrigeranti ad acqua e da un refrigerante finale ad aria. L'acqua di make up è costituita da acqua demi, additivata di opportuno inibitore di corrosione.
- Amine Sump, per raccogliere i drenaggi amminici dell'impianto. È polmonato con il Blowdown ed è dotato di una pompa verticale per l'invio dell'ammina raccolta alla Rigeneratrice Ammina.
- Sistema recupero condense a bassa pressione. Le condense a bassa pressione ottenute in impianto sono inviate al sistema di recupero condense e quindi riutilizzate in Raffineria.

2.1.3. Specifiche della Carica d’impianto

La materia prima principale utilizzata quale carica del processo è rappresentata dal residuo atmosferico proveniente da unità di distillazione atmosferica o da serbatoio di stoccaggio.

Le caratteristiche dei due residui atmosferici (riferite al taglio con punto iniziale di distillazione 370°C) sono riassunte nella Tabella di seguito riportata.

Tabella 2-1: Specifiche della carica di impianto Vacuum

Residuo atmosferico	U.d.m.	Belaym	Essider
Specific Gravity		0,9928	0,9367
Contenuto di zolfo	wt. %	3,56	0,71
Pour Point	°C	+36	+39

2.1.4. Specifiche dei Prodotti d’impianto

Le portate e le rese corrispondenti sono riportate nella Tabella sottostante.

Tabella 2-2: Portate e rese prodotti impianto Vacuum

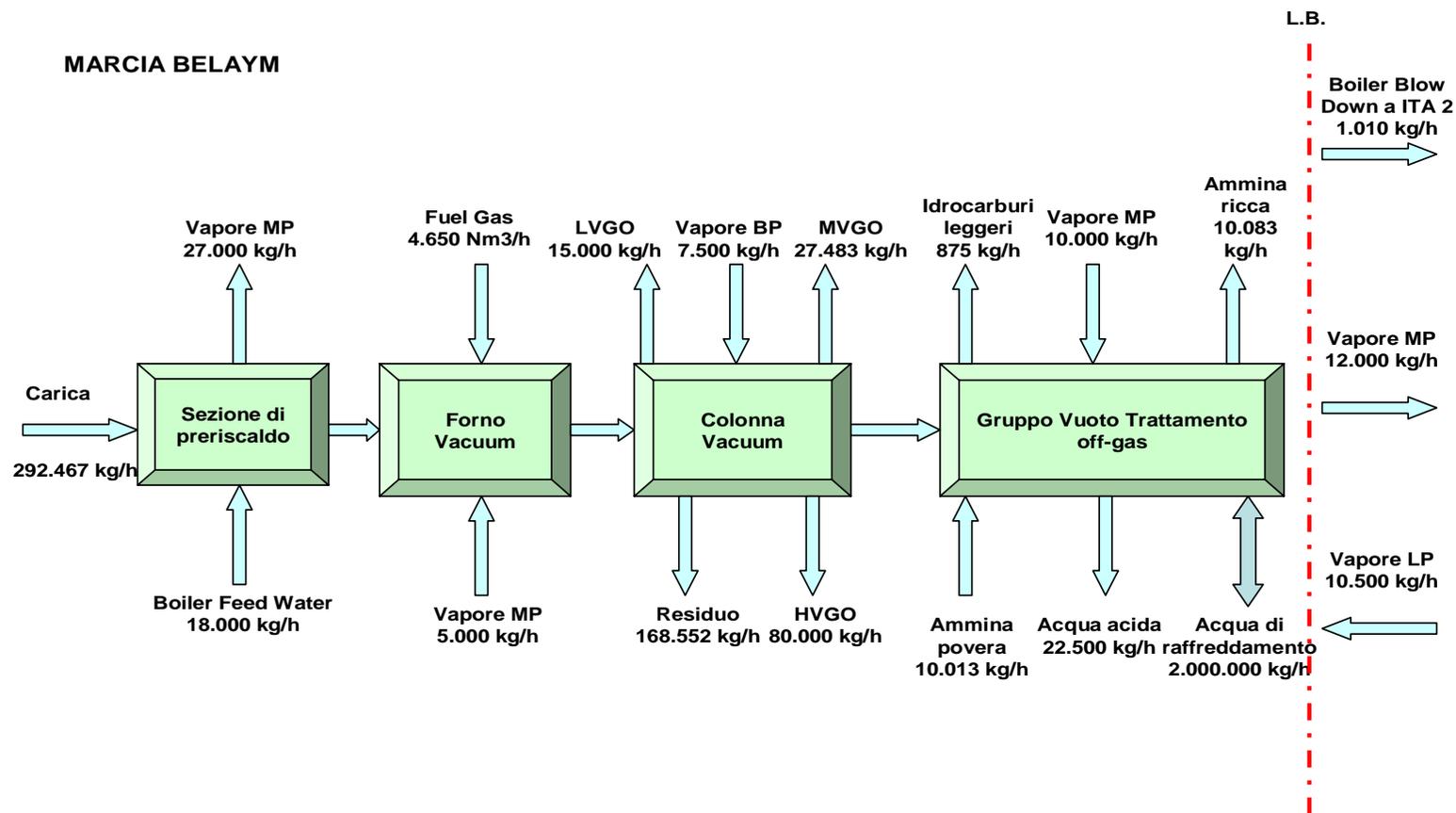
Prodotto	Belaym	Belaym	Essider	Essider
	kg/h	%peso	kg/h	%peso
Gasolio Vacuum Leggero (LVGO)	15.000	5,14	18.600	8,93
Gasolio Vacuum Medio (MVGO)	27.483	9,42	31.133	14,94
Gasolio Vacuum Pesante (HVGO)	80.000	27,43	74.000	35,52
Residuo Vacuum: 550+°C	168.552	57,79	83.936	40,29
Totale	291.667	99,78*	208.333	99,68*

*il bilancio chiude sul gas di cracking.

2.1.5. Produzione e consumi di impianto

Lo schema semplificato dell’impianto Vacuum, rappresentato in Figura 2-3, riporta la produzione e i consumi di impianto. Per quanto attinente ai combustibili utilizzati nel forno verrà utilizzato fuel gas opportunamente integrato da metano.

Figura 2-3: Schema dell'impianto Vacuum, Marcia Belaym



2.2. Impianto Hydrocracker

L'impianto Hydrocracker (Unità 60), di capacità 3.000 t/g, ad elevata capacità di conversione sarà in grado di lavorare gasolio pesante proveniente dal nuovo impianto Vacuum (MVGO e/o HVGO), e sarà in grado di incrementare l'autoproduzione di diesel, a basso tenore di zolfo (<10 ppm) e a basso contenuto di aromatici (circa 500 kt/anno).

La nuova unità, *two stage with recycle*, sarà composta da una sezione di reazione, una sezione di frazionamento dei prodotti di conversione, da una sezione di trattamento dei prodotti leggeri e degli off gas e da una sezione di recupero ed integrazione di idrogeno.

In Allegato 6 è mostrato il lay-out ed i prospetti previsti delle apparecchiature dal nuovo progetto di Hydrocracker e dei relativi ausiliari.

I principali prodotti ottenuti sono i seguenti:

- GPL;
- nafta leggera stabilizzata;
- nafta pesante;
- kerosene;
- diesel;
- Unconverted Oil Bleed (UCO).

I sottoprodotti sono i seguenti:

- off gas dal separatore freddo a bassa pressione, ricco di idrogeno;
- fluido utilizzato per il contro lavaggio dei filtri dell'alimentazione;
- off gas dall'assorbitore con sponge oil a rete fuel;
- ammina esausta all'unità di rigenerazione ammine;
- gas acidi dal ricevitore per il degasaggio dell'acqua acida e dell'ammina esausta inviata all'unità di rigenerazione ammina;
- acqua acida a sour water stripper;
- acqua di estrazione dai generatori di vapore.

2.2.1. Descrizione delle principali fasi di processo

Il processo di Hydrocracking prevede le seguenti sezioni:

- sezione di reazione;

- sezione di frazionamento;
- sezione di recupero prodotti finali leggeri;
- sezione reintegro idrogeno.

Gli impianti ancillari sono:

- impianto Recupero Zolfo;
- impianto Idrogeno
- lavaggio amminico;
- sour water stripper;
- circuito chiuso di acqua di raffreddamento.

Di seguito si descrivono sinteticamente le sezioni principali del processo e gli impianti ausiliari. Le principali fasi di lavorazione sono illustrate nello schema seguente.

L'idrogeno in eccesso, non consumato dalla reazione, è separato in due successivi stadi (alta pressione-alta temperatura e alta pressione-bassa temperatura), ricompresso con un compressore centrifugo e rialimentato alla sezione di reazione miscelato con idrogeno fresco (H_2 di make-up) proveniente dalla nuova unità di produzione H_2 ad alta purezza di Raffineria e portato alla pressione di reazione.

Un quantitativo di idrogeno in eccesso è ricircolato nel circuito di reazione per raffreddare i reattori, mantenere un'alta pressione parziale di idrogeno e per garantire una corretta distribuzione del flusso nei reattori.

Preriscaldamento carica e miscelazione con idrogeno

La carica al reattore di prima fase dell'impianto di Hydrocracking viene in primo luogo preriscaldata nella sezione di frazionamento, quindi filtrata ed inviata alla sezione di reazione ad alta pressione.

La carica viene miscelata con gas ricco in idrogeno (anch'esso preriscaldato). La corrente di idrocarburi e gas viene quindi preriscaldata mediante scambio termico con l'effluente del reattore e portata alla temperatura di reazione mediante apposito forno (60F01).

Primo Stadio di Reazione

Nel reattore di primo stadio (60R01), la carica è idrottrattata e parzialmente convertita nei prodotti. Si ottiene anche la rimozione dello zolfo, dell'azoto e dei metalli e la riduzione dei composti aromatici.

Poiché tali reazioni sono di natura esotermica, per controllare l'aumento di temperatura, che influenza la velocità di reazione, il reattore è diviso in 5 letti, tra i quali fluisce gas di ricircolo a bassa temperatura, finalizzato ad effettuare quench intermedio

All'interno del reattore, gli interspazi tra ciascun letto di catalizzatori sono progettati in modo tale da assicurare la completa miscelazione dei reagenti con la corrente gassosa ed una buona distribuzione di liquido e vapore che fluiscono verso il basso nel successivo letto di reazione. Un'adeguata distribuzione dei reagenti sui letti di catalizzatori previene la formazione di zone ad alta temperatura, ottimizza la prestazione del catalizzatore e ne aumenta la "vita".

L'effluente del reattore è costituito da idrocarburi in parte vaporizzati ed idrogeno in eccesso non consumato nella reazione. La corrente viene raffreddata tramite scambio di calore con la miscela di olio e gas di alimentazione prima di essere combinata con l'effluente del reattore di seconda fase.

Secondo Stadio di Reazione

La carica del reattore del secondo stadio (60R02) proviene direttamente dal fondo del frazionatore. Esso viene inviato in carica al secondo reattore previa miscelazione con H_2 e preriscaldamento con l'effluente reattore per raggiungere la temperatura di reazione nel secondo forno di reazione (60F02).

All'interno del reattore, la carica è convertita in prodotti leggeri. La corrente di olio caldo e gas fluisce attraverso 4 letti catalitici, tra i quali passa gas di ricircolo a bassa temperatura, finalizzato ad effettuare quench intermedio.

Le condizioni del secondo reattore sono simile al primo, ad eccezione dei composti H_2S e NH_3 già rimossi nel precedente stadio e la temperatura di processo inferiore. Ciò comporta una riduzione del consumo di H_2 rispetto al primo stadio.

L'effluente del reattore di seconda fase è costituito da vapori di idrocarburi leggeri, oli distillati, UCO pesante ed H_2 in eccesso non consumato nella reazione. La corrente effluente è raffreddata tramite scambio di calore con la miscela olio-gas di alimentazione al reattore.

L'effluente della seconda fase del processo viene unito all'effluente della prima fase e subisce ulteriori raffreddamenti tramite scambio di calore con il fondo stripper.

Recupero e Ricircolo di Idrogeno

La sezione di reazione è composta da apparecchiature aggiuntive per la separazione del gas ricco di H_2 dagli effluenti reattore. Il gas di riciclo contiene H_2 e sottoprodotti generati dalle reazioni di hydrocracking/hydrotreating.

Gli effluenti dei reattori delle due fasi del processo vengono inviati, previo raffreddamento ad una serie di separatori caratterizzati da diverse condizioni operative (Separatore Caldo ad Alta Pressione HHPS, Separatore Caldo a bassa Pressione HLPS, Separatore a Freddo ad Alta Pressione CHPS, Separatore a freddo a bassa pressione CLPS), che garantiscono il recupero dell' H_2 contenuto.

Il gas ricco in H_2 separato dagli idrocarburi in fase liquida viene inviato a trattamento (lavaggio amminico) per la rimozione dell' H_2S contenuto.

Il gas trattato viene quindi inviato attraverso un K.O. drum ad un compressore per il ricircolo. Da qui, parte del gas è inviato “tal quale” ai reattori per un adeguato controllo della temperatura di reazione, mentre parte del gas viene unita all'idrogeno di reintegro ed è miscelata, dopo riscaldamento tramite scambio termico, con la carica, per essere alimentata ai reattori.

Ulteriore gas trattato viene utilizzato inviandolo come integrazione nella rete idrogeno di Raffineria per successivi impieghi negli altri impianti di idrodesolforazione presenti nel sito o a fuel gas.

L'unità di Isocracking richiede un apporto continuo di idrogeno di reintegro ad alta pressione. Oltre al consumo chimico nella reazione di cracking, l'idrogeno è presente nell'off gas dal separatore freddo a bassa pressione e in misura minore nel gas di testa stripper che sono inviati o a rete H_2 di Raffineria o a fuel gas di Raffineria.

2.2.1.2. Sezione di frazionamento

La sezione di frazionamento è costituita da uno stripper e da una colonna atmosferica. In questa fase si realizza la separazione dei prodotti di reazione che costituiranno la carica

per la sezione di recupero prodotti leggeri, nafta leggera e pesante, kerosene, diesel e UCO.

L'olio non convertito è riciclato dal fondo del frazionatore come alimentazione al reattore del secondo stadio. Il gas la nafta leggera non stabilizzata e la nafta pesante sono inviate alla sezione trattamento prodotti leggeri.

L'acqua acida generata è riciclata come iniezione di acqua a monte degli aircooler del separatore di alta pressione caldo.

Stripper del Prodotto

La funzione primaria di questo stripper è quella di separare i prodotti leggeri, che alimentano la sezione di recupero prodotti, dai prodotti pesanti, che vengono inviati dal fondo dello stripper al frazionatore.

Dopo i due stadi di separazione dell' H₂ e gas, la corrente liquida residua viene inviata allo stripper del prodotto. Qui, tramite l'iniezione di vapore a Media Pressione surriscaldato sul fondo colonna, viene rimosso il gas (propano, butano e parte della nafta), che viene trattato nella sezione di recupero prodotti leggeri. Il fondo, costituito da una miscela di nafta, kerosene, diesel e residui del processo di Hydrocracking non trasformati, viene inviato al frazionatore stesso previo riscaldamento in apposito forno (60F03).

Frazionatore

Il frazionatore separa l'effluente del reattore in nafta leggera, nafta pesante, kerosene, diesel e UCO. I vapori in testa al frazionatore vengono condensati in refrigeranti ad aria ed inviati ad un accumulatore di testa. Una parte del liquido costituisce il riflusso di testa del frazionatore, l'eccedente è nafta leggera alimentata in carica colonna debutanizzatrice della sezione di recupero prodotti finali leggeri. Eventuali incondensabili, normalmente non presenti nella carica colonna, vengono invece inviati a rete gas. L'acqua proveniente dall'accumulatore in testa, condensa del vapore di strippaggio alimentato alla colonna, viene destinata al serbatoio di iniezione dell'acqua di lavaggio della sezione di reazione.

Dai tagli laterali del frazionatore vengono estratti i seguenti prodotti:

- nafta pesante: in parte viene inviata a stoccaggio come carica reformer ed in parte utilizzata come fluido di lavaggio del gas;
- kerosene: anch'esso trattato in uno stripper laterale ribollito con pumparound è poi destinato a stoccaggio;
- diesel: dopo uno strippaggio con vapore a bassa pressione passa dai dryer ed è destinato a stoccaggio.

Il fondo del frazionatore è inviato, tramite pompa dedicata, allo scambiatore per il preriscaldamento della carica al frazionatore e quindi suddiviso tra carica per la seconda fase

del processo (95%) e stoccaggio come UCO (l'UCO può costituire una base per la produzione di lubrificanti o olii combustibili).

2.2.1.3. Sezione di Recupero Prodotti Finali Leggeri

La sezione di recupero prodotti leggeri è costituita da una colonna di de-etanizzazione, un assorbitore “sponge oil”, una colonna di debutanizzazione, uno splitter benzina leggera/pesante. La sezione è progettata per separare i prodotti di testa dello stripper in fuel gas, GPL e nafta leggera. Il fuel gas è di natura acida, ricco in H₂S, e dopo la fase di separazione è sottoposto a lavaggio amminico per la rimozione dei composti solforosi prima di essere immesso nella rete fuel gas di Raffineria.

La corrente off gas e la nafta leggera provenienti dallo stripper del prodotto e dal frazionatore vengono inviati in testa al sistema di de-etanizzazione. Il de-etanizzatore è ribollito a spese del calore ceduto dalla corrente di diesel destinata a stoccaggio.

Il prodotto di fondo della colonna de-etanizzatrice alimenta la colonna di debutanizzazione. La colonna debutanizzatrice, ribollita a spese del calore del pumparound del frazionatore, separa il GPL dalla benzina.

Il GPL esce come prodotto di testa nella colonna di debutanizzazione, mentre il prodotto di fondo è benzina alimentata allo splitter per la separazione in benzina pesante e benzina leggera.

Il GPL è infine portato a contatto con ammina e sostanze caustiche per la riduzione del contenuto di zolfo. Le benzine leggera e pesante effluenti dallo splitter passano invece attraverso “assorbitori” di zolfo, atti a garantire il valore massimo (inferiore a 1 ppm wt) di zolfo che rende possibile la lavorazione di questi prodotti all'unità di isomerizzazione della benzina leggera e ai reformer della benzina pesante.

2.2.1.4. Sezione Reintegro Idrogeno

L' H₂ alimentato al processo di Hydrocracking proviene dal nuovo impianto idrogeno di Raffineria. L'idrogeno ad alta purezza si trova ad una pressione di circa 26,5 bar g ed è quindi portato alla pressione adatta a essere alimentato alla sezione di reazione attraverso compressori alternativi a 3 stadi (2 compressori in marcia su 3).

2.2.2. Sistemi Complementari all'unità Hydrocracker

Sistema di pre-riscaldamento dell'aria

I tre forni dell'unità saranno dotati di sistemi di preriscaldamento che consentiranno di raggiungere un'efficienza di combustione pari al 90%.

2.2.3. Specifiche della Carica d'impianto

La materia prima principale utilizzata quale carica al processo è rappresentata da Heavy Vacuum Gas Oil (HVGO). Le caratteristiche dell'HVGO vengono presentate nella Tabella di seguito riportata.

Tabella 2-3: Specifiche della carica di impianto Hydrocracker

Caratteristiche	U.d.m.	HVGO
Specific Gravity@ 15 °C		0,92
Contenuto di zolfo	wt%	2
Azoto Totale	ppm wt	2.000

2.2.4. Specifiche dei Prodotti d’impianto

Le specifiche dei prodotti di impianto sono presentate nella Tabella di seguito riportata.

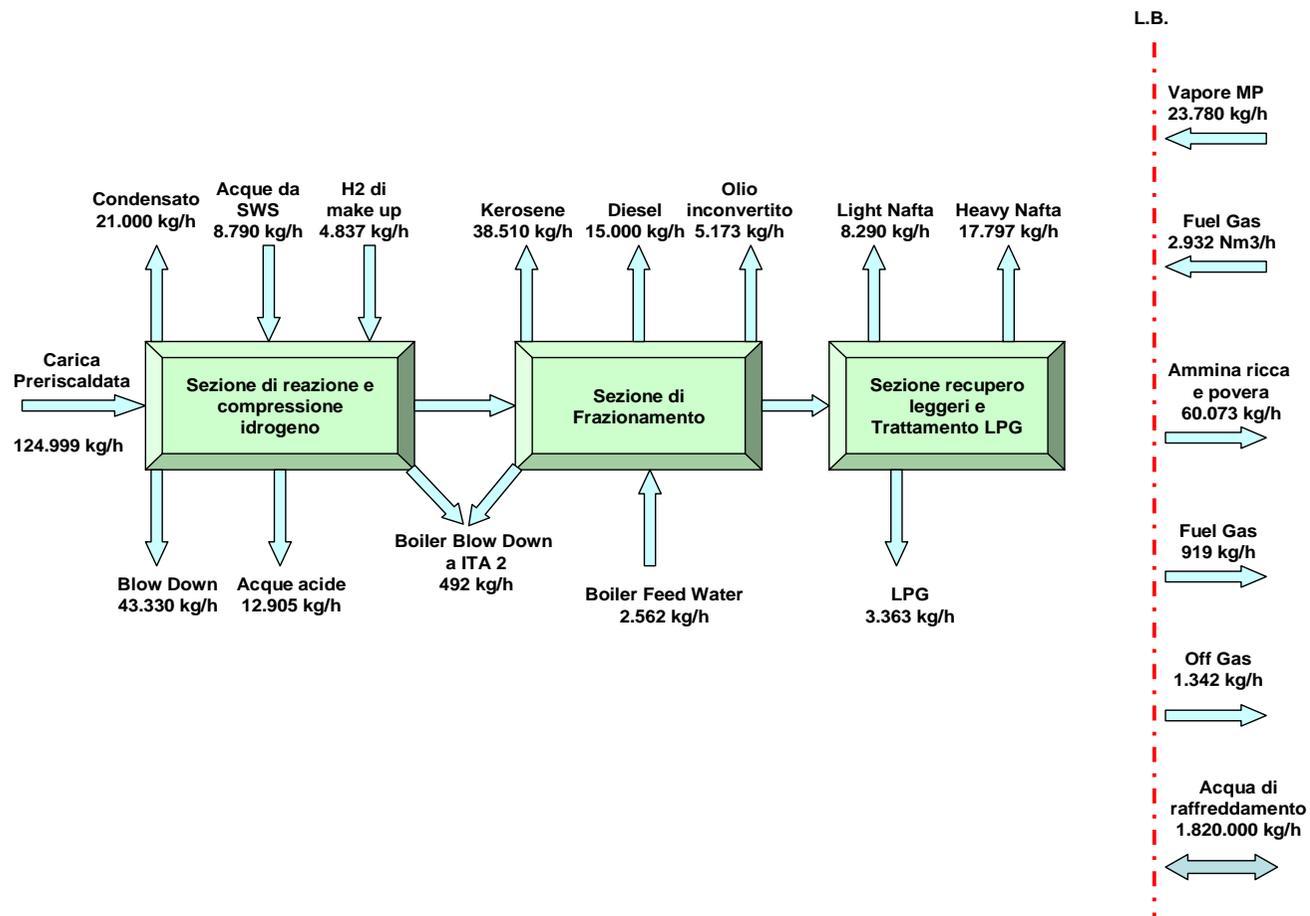
Tabella 2-4: Specifiche dei prodotti di impianto Hydrocracker

Caratteristiche	U.d.m	Light Nafta	Heavy Nafta	Kerosene/ Jet Fuel	Diesel	Diesel/ Kerosene
Specific Gravity		0,675	0,763	0,806	0,825	0,82
Zolfo	ppm wt	<0,5	<0,5	<8	<8	<8
Azoto	ppm wt	<0,5	<0,5	<1	<1	-

2.2.5. Produzione e consumi di impianto

Lo schema semplificato dell’impianto Hydrocracker, rappresentato in Figura 2-5, riporta la produzione e i consumi di impianto

Figura 2-5: Schema dell'Impianto Hydrocracker



Gli unici rifiuti solidi addizionali prodotti dalla nuova unità di Hydrocracking sono costituiti dai catalizzatori esausti e dai rifiuti prodotti dall'attività di manutenzione.

Il progetto prevede l'utilizzo di catalizzatori tradizionali, che dal punto di vista chimico-fisico sono del tutto identici a quelli che vengono utilizzati in analoghi processi di desolforazione già presenti in Raffineria e che saranno smaltiti secondo le normative vigenti in materia di trattamento, smaltimento e gestione rifiuti.

I catalizzatori verranno rigenerati off site dopo aver completato il normale ciclo di marcia che è stimato essere pari a 2 anni. La durata di tali catalizzatori è pari a 2 cicli di marcia. I consumi di catalizzatore nell'unità sono riportati nella seguente Tabella.

Tabella 2-5: Caratteristiche dei catalizzatori dell'impianto Hydrocracker

Fase di utilizzo	Volume (m³)	Peso (kg)
Letti di guardia	2,1	3.092
Grading per il primo stadio	24	11.432
Hydrotreating e controllo mercaptani	66,2	53.010
Primo stadio di Hydrocracking	82,8	66.339
Secondo stadio di Hydrocracking	129	109.521
Supporto per il primo e secondo stadio	13,1	17.423

I chemicals utilizzati durante la normale marcia impianto sono NaOH (consumo stimato di circa 5 m³/mese) e soluzione amminica utilizzata nei lavaggi amminici. Il consumo della soluzione amminica è ipoteticamente nullo in quanto quest'ultima, rigenerata propriamente, non dovrebbe degradarsi.

2.3. Impianto Steam Reformer

Il nuovo impianto per la produzione di idrogeno avrà una capacità produttiva massima di circa 55.000 Nm³/h di idrogeno puro (4,9 t/h). Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione (42 bar g).

La carica all'impianto potrà essere in alternativa metano proveniente dalla rete Snam Rete Gas, carica mista di metano (30% wt) e GPL (70% wt) o carica totale di GPL (100% wt) a capacità ridotta (pari ad un flusso di idrogeno prodotto di 49.500 Nm³/h).

L'impianto di produzione idrogeno sarà suddiviso nelle seguenti quattro sezioni principali:

- desolforazione metano;
- Steam Reforming;
- conversione di CO (shift section);
- stripping del condensato di processo;
- separazione dell'idrogeno (pressure swing adsorption (PSA) unit).

L'Allegato 7 riporta il layout e i prospetti previsti dell'impianto. La descrizione delle principali fasi di processo è riportata nel seguente Paragrafo.

Nel processo di Steam Reforming si rende necessario l'utilizzo di catalizzatori e di specifici additivi chimici.

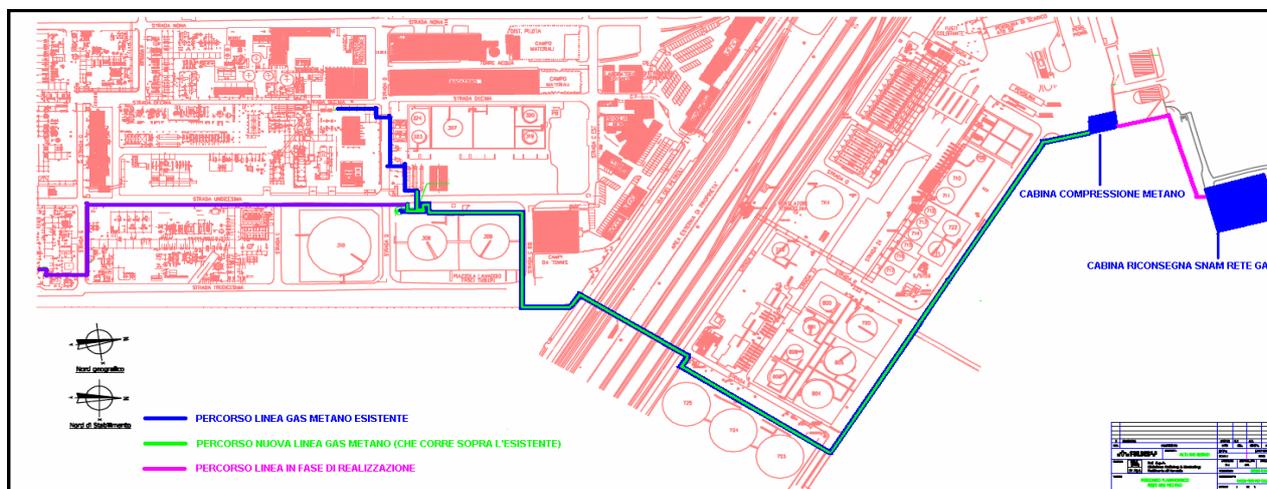
Il metano necessario per il funzionamento dell'impianto sarà approvvigionato mediante gasdotto per il collegamento alla rete Snam Rete Gas.

La linea, di diametro di 8" consentirà l'approvvigionamento di circa 50.000 Nm³/h di metano ad alta pressione. La cabina di decompressione di Raffineria esistente ha una potenzialità di circa 20.000 Nm³/h. Per far fronte al parziale incremento, tale cabina verrà sottoposta ai seguenti adeguamenti:

- installazione di una linea di misurazione e di una nuova linea di riduzione all'interno della cabina, di due linee (1 in servizio e 1 spare) dedicate agli impianti esistenti di Raffineria (20 bar) e di ulteriori 2 linee (1 in servizio e 1 spare) per i nuovi impianti (pressione superiore);
- installazione di nuovo stacco con valvola di sezionamento su linea adduzione metano per rendere le due alimentazioni indipendenti.

Nella Figura seguente viene riportato il percorso del nuovo gasdotto.

Figura 2-6: Percorso del nuovo gasdotto



2.3.1. Descrizione delle principali fasi di processo

Sezione di Desolforazione

Lo scopo della sezione di desolforazione è l'eliminazione dello zolfo contenuto nell'alimentazione. Tale sezione contiene quattro reattori disposti in serie: due Hydrogenator, di pari dimensione, e due Absorber di H₂S, anch'essi identici tra loro.

Il metano è fornito al limite di batteria alla pressione di 39,2 bar g e, prima della sezione di desolforazione, è miscelato con una piccola quantità di H₂ riciclato.

Allo scopo di riscaldare l'alimentazione alla temperatura richiesta per le reazioni di idrogenazione (370 °C), l'alimentazione passa attraverso due Natural Gas Preaheater, installati in serie, che utilizzano come fluido riscaldante il vapore ad alta pressione (430 °C @42 bar g).

Nei reattori Hydrogenator, in presenza di opportuni catalizzatori, hanno luogo le reazioni di idrogenazione dello zolfo e delle olefine. La carica idrogenata entra negli assorbitori di zolfo, entrambi identici, uno mantenuto in riserva, in caso di fermata per manutenzione o sostituzione del catalizzatore esausto. L'H₂S prodotto dalle reazioni di rimozione dello zolfo viene adsorbito su un letto di ossidi di zinco.

Sezione di Reforming

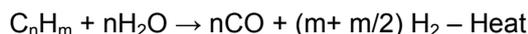
I principali componenti della sezione di reforming sono:

- reattore di Prereformer;
- forno di Reformer;

- Waste Heat Boiler.

La funzione di questa sezione è convertire l'alimentazione di idrocarburi miscelata con vapore, in gas di sintesi, contenente principalmente H₂, CO e CO₂, oltre a una piccola quantità di CH₄ non reagito.

La reazione di reforming ha luogo in due momenti: il primo nel Prereformer e successivamente nel Tubular Reformer, dove avvengono in particolare le seguenti reazioni:



Il gas di processo uscente dal Prereformer è preriscaldato a 635°C nel Reformer Preheat Coil, prima di entrare nel Tubular Reformer, in cui ha luogo la maggior parte della conversione di metano/GPL in gas di sintesi (Reforming).

La reazione è fortemente endotermica e il calore necessario è fornito da circa 180 bruciatori, che riscaldano i tubi del tubular Reformer, entro cui fluisce il gas di processo.

Come combustibile primario sono usati gli off gas provenienti dalla PSA Unit che contengono una quantità di H₂ non separato, mentre il fuel gas di Raffineria è usato come combustibile secondario per bilanciare la richiesta di combustibile.

I fumi prodotti nella camera di combustione, (in condizioni di leggero vuoto) con una temperatura di uscita di circa 1.050 °C, entrano nella sezione convettiva del Reformer, dove cedono il calore sensibile per:

- riscaldamento della miscela idrocarburo/vapore dal Prereformer prima di entrare nel Tubular Reformer;
- preriscaldamento della miscela di idrocarburo/vapore al Prereformer;
- surriscaldamento del vapore;
- riscaldamento dell'aria di combustione;
- generazione di vapore a 42 bar g.

Nella sezione convettiva del Reformer la temperatura dei fumi decresce a circa 220 - 225°C. Prima di essere inviati al camino, i fumi vengono trattati in un reattore per l'abbattimento degli NOx: la rimozione degli NOx avviene mediante l'alimentazione di una soluzione di ammoniacale, la cui quantità è controllata in funzione della concentrazione degli NOx in ingresso e di quella desiderata in uscita.

Il gas di processo uscente dalla sezione radiante del Reformer passa attraverso la Waste Heat Boiler producendo vapore saturo a 46.7 barg. La temperatura del gas di processo è

abbassata a circa 290°C. Il gas di processo poi passa nel primo Boiler Feed Water (BFW) Preheater, che porta la temperatura a 190°C prima di entrare nel MT Shift Converter.

Sezione di Shift

Il componente principale di questa sezione è il reattore di conversione a media temperatura (MT Shift Converter).

Scopo della sezione di Shift è la conversione di CO a CO₂, dalla reazione con H₂O, generando idrogeno. La reazione è di tipo esotermico.

Il gas di processo dalla sezione di Reforming entra nel MT Shift Converter a una temperatura di 190 °C, per poi uscire a una temperatura di 310 °C. Prima di passare alla sezione successiva il gas subisce un primo raffreddamento fino a 250 °C nel secondo BFW Preheater.

Raffreddamento del Gas di Processo

Il gas di processo uscente dal MT Shift Converter è raffreddato in una serie di scambiatori di calore (scambiatori BFW) fino a 35 °C.

La condensa di processo, separata nel Process Condensate Separator, è inviata alla Process Condensate Stripper. La condensa trattata, uscente dalla colonna (Process Condensate Stripper) è riciclata nel Deaerator per produrre BFW (Boiler Feed Water).

Separazione dell'H₂

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

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

L'H₂ contenuto è purificato fino a un minimo di 99,5 % di purezza nella PSA Unit (Pressure Swing Absorber – purificatore), che opera a una temperatura in ingresso di 35 °C.

L'H₂ prodotto da questa unità è inviato al limite di batteria, una parte di esso è compressa e riciclata per essere miscelata all'alimentazione della sezione di desolforazione.

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 Tubular Reformer.

Nell'unità PSA le impurità sono 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.

In questa unità non avvengono né reazioni chimiche né reazioni catalitiche.

Generazione di Vapore ad Alta Pressione

Il vapore saturo ad alta pressione (42 bar g) prodotto nella sezione di Reforming è surriscaldato a 430 °C. Parte del vapore è usato come vapore di processo e come vapore di stripping all'interno dell'impianto, il resto è inviato al limite di batteria.

L'acqua demineralizzata, alimentata anche dalle condense trattate provenienti dal Condensate Stripper, è trattata nel Deaerator.

2.3.2. Specifiche della Carica d'impianto

Lo steam reformer converte metano o miscele di GPL e metano per produrre H₂, da inviare all'unità Hydrocracker ed alla rete di Raffineria. Le caratteristiche del metano e del GPL in carica impianto sono le seguenti:

Carica costituita dal 100% di metano

Caratteristiche	U.d.m	Metano
Portata	Nm ³ /h	20.146
Pressione	Bar g	39,2
Temperatura	°C	15

Carica costituita dal 30% di metano e dal 70% di GPL

Caratteristiche	U.d.m	GPL	Metano
Portata	Nm ³ /h	4.617	6.196
Pressione	Bar g	9,0	39,2
Temperatura	°C	-	15

Carica costituita dal 100% di GPL

Caratteristiche	U.d.m	GPL
Portata	Nm ³ /h	5.428
Pressione	Bar g	9,0
Temperatura	°C	-

2.3.3. Specifiche dei Prodotti d'impianto

L'impianto produce H₂ secondo le seguenti caratteristiche:

Carica costituita dal 100% di metano o dal 30% di metano e dal 70% di GPL

Caratteristiche	U.d.m	H ₂
Portata	Nm ³ /h	55.000
Pressione	Bar g	26,5
Temperatura	°C	40
Composizione		
H ₂	% vol	> 99,5

Carica costituita dal 100% di GPL

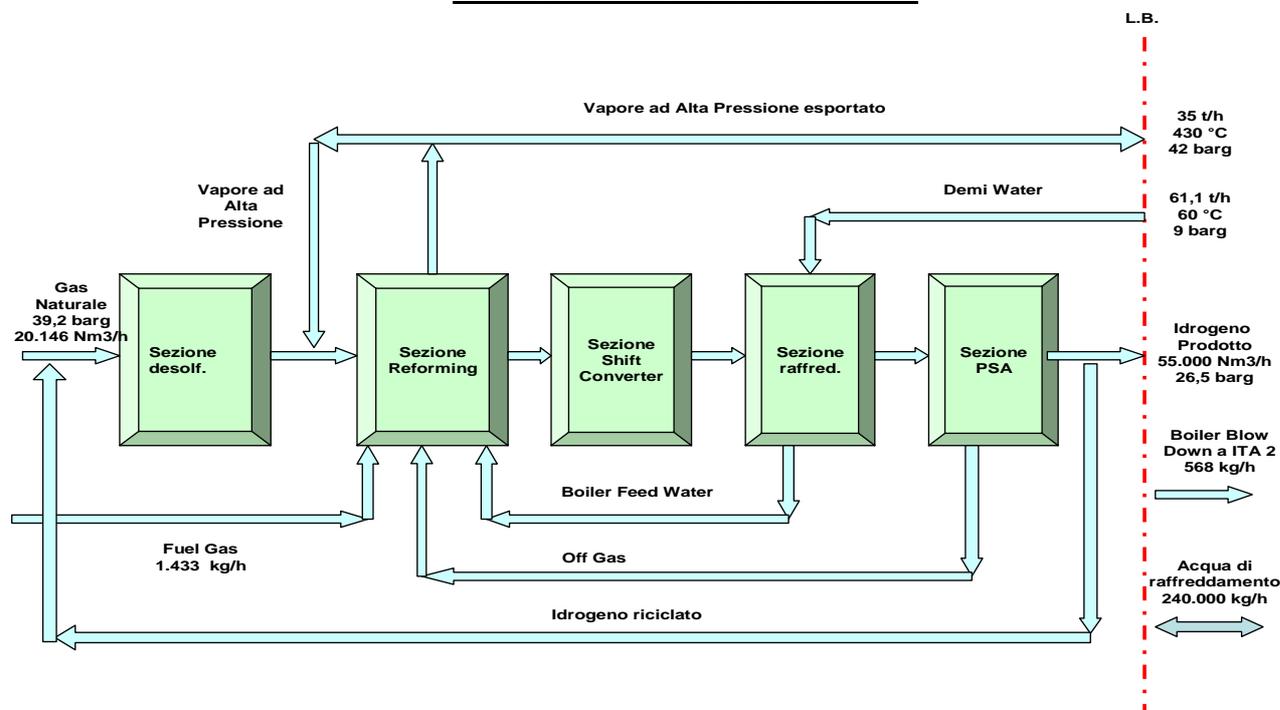
Caratteristiche	U.d.m	GPL
Portata	Nm ³ /h	49.500
Pressione	Bar g	26,5
Temperatura	°C	40
Composizione		
H ₂	% vol	> 99,5

2.3.4. Produzione e consumi di impianto

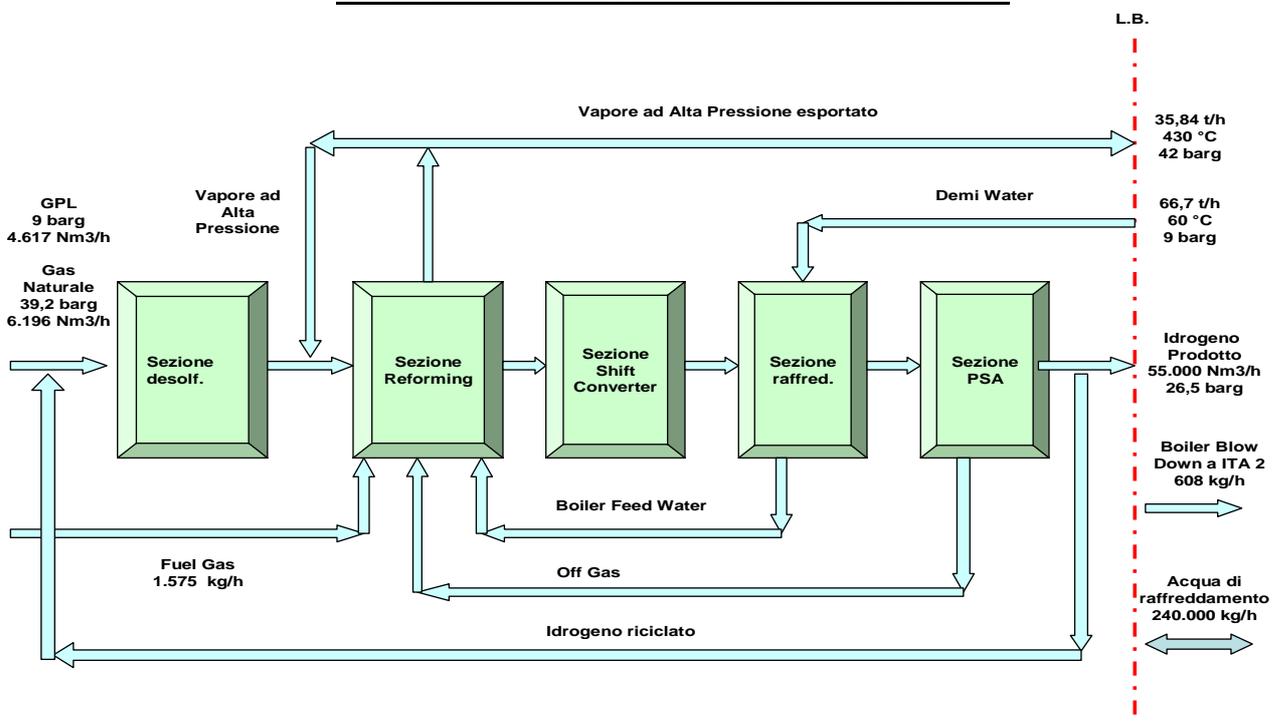
Lo schema semplificato dell'impianto per la produzione di idrogeno, rappresentato in Figura seguente, riporta la produzione e i consumi di progetto dell'impianto.

Figura 2-7: Schema dell’Impianto di Produzione Idrogeno

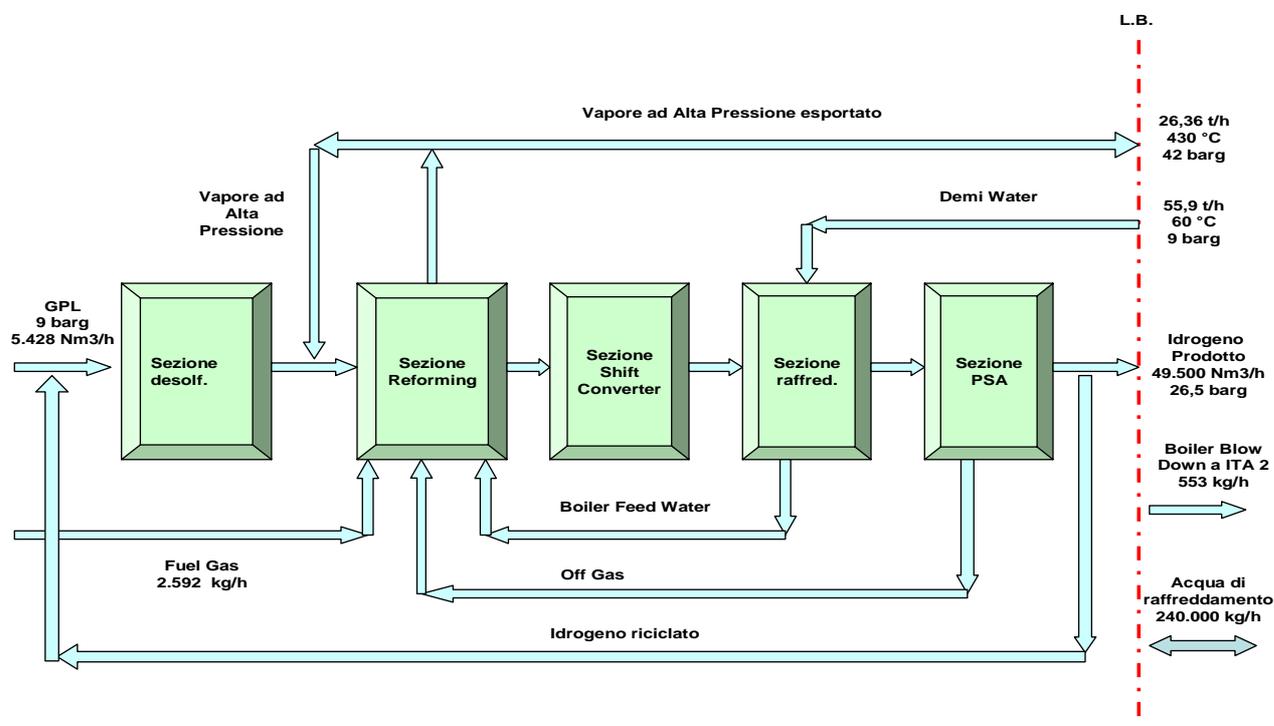
Carica costituita dal 100% di metano



Carica costituita dal 30% di metano e dal 70% di GPL



Carica costituita dal 100% di GPL



Gli unici rifiuti solidi aggiuntivi prodotti dalla nuova unit  di Steam Reforming sono costituiti dai catalizzatori esausti e dai rifiuti prodotti dalla attivit  di manutenzione. Tali rifiuti verranno smaltiti secondo le normative vigenti in materia di trattamento, smaltimento e gestione rifiuti.

I catalizzatori relativi all'unit  di Steam Reformer sono descritti nella Tabella successiva.

Tabella 2-6: Caratteristiche dei catalizzatori dell'impianto Steam Reformer

Fase di utilizzo	Volume (m ³)	Durata (anni)
Hydrogenator 1	10,05	2
Hydrogenator 2	10,05	5
Sulphur absorbers	2*10,7	2*1/2
Pre-reformer	7,08	4
Tubular reformer	11,00	5-10
MT-shift converter	1,08	5
	6,04	
	15,09	
DeNOx reactor	10,42	4

2.4. Impianto di Recupero Zolfo

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto Claus e di un impianto TGTU (Tail Gas Treatment Unit) con l'obiettivo di trattare H₂S e NH₃ provenienti dagli impianti in cui avvengono le reazioni di desolforazione.

La capacità della nuova unità sarà pari a 100 t/giorno di zolfo liquido prodotto e progettata con un'efficienza globale di recupero pari al 99,8% in peso, producendo zolfo liquido a specifica.

L'Allegato 8 mostra il lay-out e i prospetti previsti dell'impianto.

2.4.1. Descrizioni delle Principali Fasi di Processo

Nell'impianto saranno inserite le seguenti sezioni principali, complete di apparecchiature ausiliarie:

- sezione Claus di recupero zolfo dimensionata per trattare il gas acido proveniente dai nuovi impianti;
- sezione trattamento del gas di coda proveniente dal nuovo Claus;
- sezione di post combustione catalitica del gas trattato, in uscita dalla sezione TGTU;
- sezione di degasaggio dello zolfo prodotto;
- stoccaggio e punto di caricamento su autobotti.

Sezione di Claus

La sezione Claus prevede da principio la combustione parziale dell'H₂S ad SO₂ in un reattore di ossidazione per l'ottenimento di zolfo elementare con successivo completamento della reazione mediante conversione catalitica a zolfo liquido su un reattore a due stadi, disposti in serie.

I gas acidi provenienti da rigenerazione ammine e da Sour Water Stripper (SWS) vengono separatamente ricevuti nei rispettivi accumulatori dell'unità, che hanno la funzione di separazione e raccolta di eventuali trascinamenti di liquido nei gas.

I gas acidi provenienti da SWS e una parte da rigenerazione ammine, miscelati, sono inviati nella camera di combustione (reattore di ossidazione), ove viene immessa aria secondo un prefissato e controllato rapporto aria/gas.

La reazione di ossidazione è riportata di seguito:



Si tratta di una reazione esotermica, che libera una grande quantità di calore, che viene recuperato. Infatti il gas in uscita al reattore genera vapore a media pressione in una caldaia a recupero.

Il gas passa quindi in un condensatore, dove si ha un ulteriore raffreddamento con produzione di vapore a bassa pressione e una prima condensazione dello zolfo, che viene inviato alla vasca di raccolta.

Il gas, sottoposto a preriscaldamento, viene inviato nei successivi stadi di conversione catalitica (nel reattore di conversione catalitico) e di condensazione, fino ad essere inviato in un condensatore finale e quindi al separatore liquido-gas.

La reazione di Claus è riportata di seguito:



L'effluente gassoso della sezione Claus, contenente inerti (principalmente N_2 e H_2O) e SO_2 e H_2S non reagiti, è inviato alla sezione di trattamento del gas di coda, mentre lo zolfo liquido passa alla sezione di degasaggio per raggiungere i valori di specificità per il contenuto di H_2S .

Sezione TGTU

La sezione di trattamento del gas di coda consente di recuperare la quasi totalità dello zolfo non convertito a zolfo liquido e ancora sotto forma di H_2S e SO_2 .

Il gas proveniente dalla sezione Claus viene inviato, previo riscaldamento, al reattore di riduzione della sezione TGTU in cui si riconvertono in H_2S tutti i composti dello zolfo contenuti nel tail gas.

Il gas previo raffreddamento con la carica impianto è quindi inviato alla colonna di quench, da cui, dopo lavaggio in controcorrente e raffreddamento, è inviato alla colonna di assorbimento con soluzione amminica per l'assorbimento dell' H_2S . Il gas uscente dalla colonna è inviato al post combustore catalitico.

Sezione Degasaggio Zolfo

Lo zolfo prodotto dalla sezione Claus è raccolto e inviato alla sezione di degasaggio, in cui si procede alla riduzione del tenore dell' H_2S contenuto, per portarlo a un contenuto inferiore a 10 ppm. In questa sezione lo zolfo liquido è inviato alla colonna di degasaggio, in cui si strappa l' H_2S con aria.

Lo zolfo viene successivamente inviato in una vasca di raccolta. Gli sfiati di testa della colonna di degasaggio e i gas rilasciati nella vasca di raccolta sono inviati al post combustore catalitico.

Il post combustore catalitico può trattare indifferentemente il gas di coda della sezione Claus o l'off gas della sezione TGTU. Mediante post combustione catalitica vengono eliminate le tracce residue di H_2S

L'effluente viene inviato al camino dedicato.

2.4.2. Specifiche della Carica d'impianto

In Tabella si riportano le specifiche di impianto.

Tabella 2-7: Specifiche di impianto

Carica Impianto	Gas Acido da Rigeneratrici Ammina	Gas da SWS
Composizione	%wt	%wt
Acido Solfidrico (H ₂ S)	94	34
Ammoniaca (NH ₃)	3	42
Acqua (H ₂ O (vap))	3	24
Portata kg/h	3.842,6	1.411,6

2.4.3. Specifiche dei Prodotti d'impianto

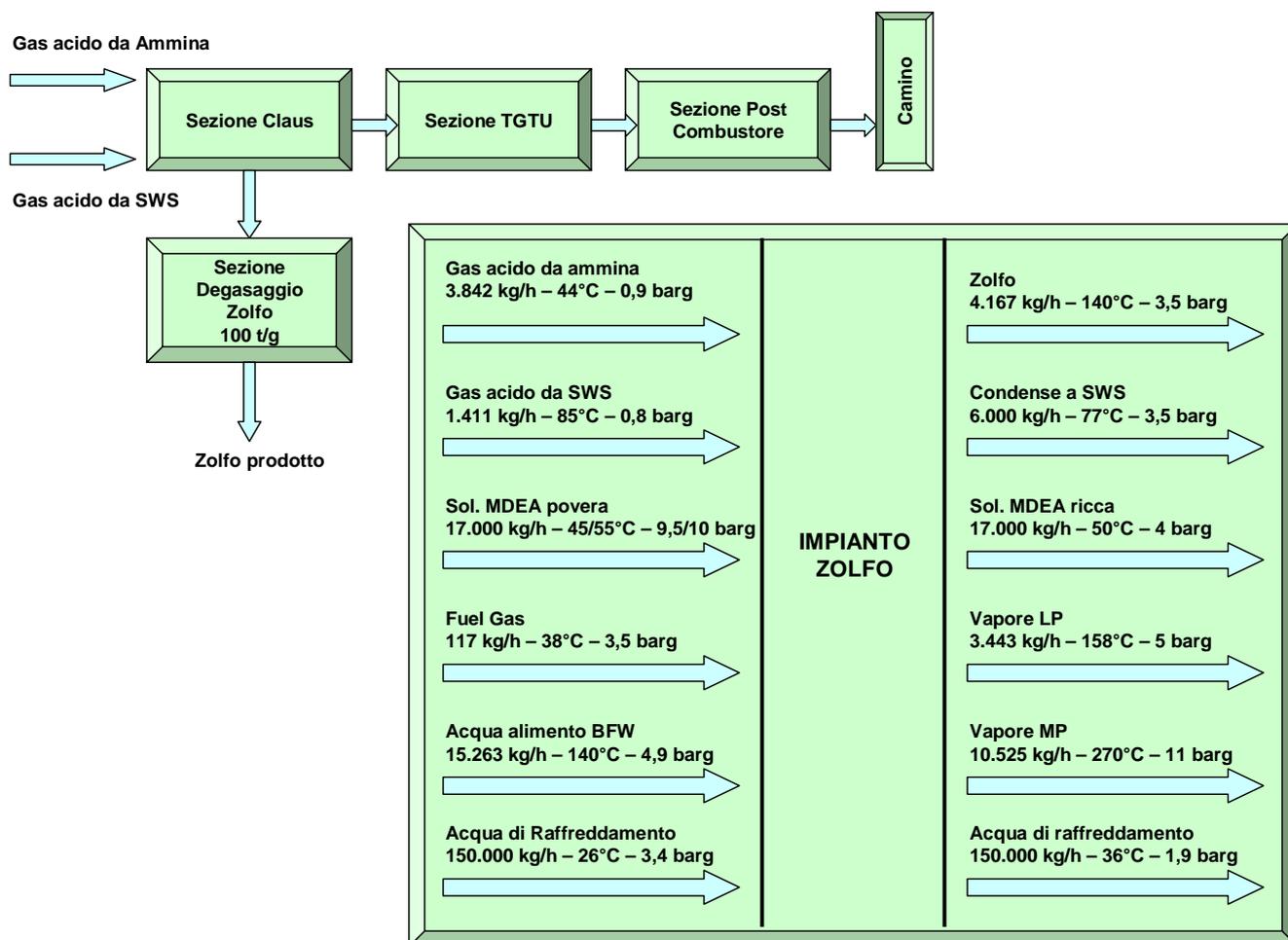
Le soluzioni tecniche e tecnologiche adottate permetteranno di produrre zolfo liquido con la seguente qualità:

- Purezza: 99,9 wt. %;
- H₂S: 10 ppm wt. max.;
- Colore: Bright Yellow;
- Stato: liquido;
- Ceneri: 500 ppm wt. max.

2.4.4. Produzione e consumi di impianto

Uno schema semplificato dell'impianto di recupero zolfo è riportato nella seguente Figura, contenente anche le produzioni e consumi d'impianto.

Figura 2-8: Schema dell'Impianto di Recupero Zolfo



2.5. Unità Rigenerazione dell'ammina

Tutti i prodotti contenenti H₂S provenienti dalle nuove unità Hydrocracker, Recupero Zolfo, Vacuum verranno trattati con dedicati sistemi di lavaggio amminico. Il lavaggio amminico consiste nel “lavare” controcorrente, in apposite colonne, il “prodotto” ricco in H₂S, con ammina MDEA “povera”, in grado di assorbire l'H₂S. In uscita dalle colonne di lavaggio si ritrovano quindi:

- prodotti a limitatissimo tenore di H₂S (<100 ppm vol);
- ammina MDEA “ricca” in H₂S.

A valle delle colonne di lavaggio l'ammina “ricca” deve essere rigenerata per poi essere riutilizzata. La rigenerazione dell'ammina avviene tramite riscaldamento ad opportune condizioni di temperatura e pressione in una colonna rigeneratrice, dove l' H₂S viene separato come prodotto di testa colonna e l'ammina, a questo punto “povera”, costituisce il prodotto di fondo colonna.

L' H₂S viene quindi processato al nuovo impianto di Recupero Zolfo, mentre l'ammina “povera”, dopo opportuno e controllato raffreddamento, è pronta a nuovo utilizzo ed è ricircolata verso le colonne di assorbimento.

La nuova unità di rigenerazione dell'ammina (unità 64), è dimensionata per trattare tutta l'ammina utilizzata nei processi di lavaggio gas e GPL dell'unità Hydrocracker e di trattamento del gas di coda della nuova unità di Recupero Zolfo. E' trattata, inoltre, l'ammina ricca proveniente dal nuovo impianto Vacuum. Sarà possibile trattare anche ammina proveniente dagli esistenti impianti di lavaggio gas in modo da costituire una riserva alle attrezzature attualmente installate.

L'Allegato 9 mostra il lay-out e i prospetti previsti dell'impianto.

2.5.1. Descrizioni delle Principali Fasi di Processo

L'unità Rigenerazione Ammina comprende le seguenti sezioni:

- Flash Ammina Ricca;
- Rigenerazione Ammina;
- Raffreddamento, filtrazione e distribuzione ammina rigenerata;
- Serbatoio stoccaggio Ammina.

2.5.1.1. Flash Ammina Ricca

Le correnti di ammina ricca ed i gas acidi provenienti dai nuovi impianti sono raccolti nel Rich Amine Flash Drum, dove:

- gli idrocarburi leggeri o gassosi assorbiti in minima parte ad alta pressione sono desorbiti e convogliati al collettore di blow down di Raffineria.
- gli idrocarburi liquidi eventualmente trascinati vengono separati per prevenire la formazione di schiume nelle apparecchiature di contatto vapore-liquido e lo sporcamente degli scambiatori.

La frazione oleosa, è inviata in discontinuo, al serbatoio di Stop Oil. L'ammina ricca è alimentata in continuo alla Rigeneratrice Ammina, 64C01, dopo preriscaldamento nello scambiatore ammina ricca/povera 64E01, per scambio termico con l'ammina rigenerata calda proveniente dal fondo della Rigeneratrice.

2.5.1.2. Rigenerazione ammina

La colonna Rigenerazione Ammina serve allo strippaggio della soluzione MDEA; il calore di strippaggio è fornito dai ribollitori e alimentato con vapore saturo a bassa pressione.

Il gas acido dalla testa colonna di rigenerazione, previa condensazione del reflusso acquoso nel condensatore di rigenerazione 64E03, è mandato all'accumulatore di testa rigenerazione 64V03 e poi è inviato sotto controllo di pressione alla unità Recupero Zolfo.

Acqua di make-up può essere alimentata al fondo colonna di rigenerazione per ristabilire la corretta concentrazione della soluzione amminica in caso di eccessive perdite per evaporazione.

Per minimizzare i problemi di formazione di schiume sui piatti della rigeneratrice, una piccola quantità di antischiama è aggiunta all'alimentazione e sull'aspirazione delle pompe di reflusso; inoltre, per prevenire la corrosione delle apparecchiature, uno specifico inibitore è iniettato sulle linee di testa colonna e sull'alimentazione.

2.5.1.3. Raffreddamento, filtrazione e distribuzione ammina rigenerata

La soluzione amminica MDEA passa attraverso un sistema di filtrazione dedicato alla purificazione dell'ammina da particolato. Dopo raffreddamento l'ammina filtrata viene inviata al sistema di distribuzione.

2.5.1.4. Serbatoio stoccaggio ammina

Un serbatoio stoccaggio ammina, 64S01 è previsto per conservare la soluzione fresca di MDEA per il ripristino del consumo nei circuiti. Questa può essere mandata direttamente al fondo della colonna rigeneratrice.

Infine, nell'unità di Rigenerazione Ammina è previsto un serbatoio di raccolta dreni per raccogliere i dreni da ogni singola apparecchiatura dei sistemi di lavaggio, dopo che questi sono stati vuotati, in caso di fermata programmata o di emergenza. Dal serbatoio di raccolta dreni, ubicato in fossa, l'ammina è rimandata al Rich Ammine Flash Drum. E' prevista nel serbatoio raccolta dreni una polmonazione con fuel gas per prevenire l'accumulo nella fase vapore di H₂S eventualmente disciolto nel liquido.

2.5.2. Specifiche della Carica d’impianto

La Tabella seguente riporta la quantità e la composizione delle correnti continue di ammina ricca e gas acidi in ingresso all’unità di rigenerazione ammina.

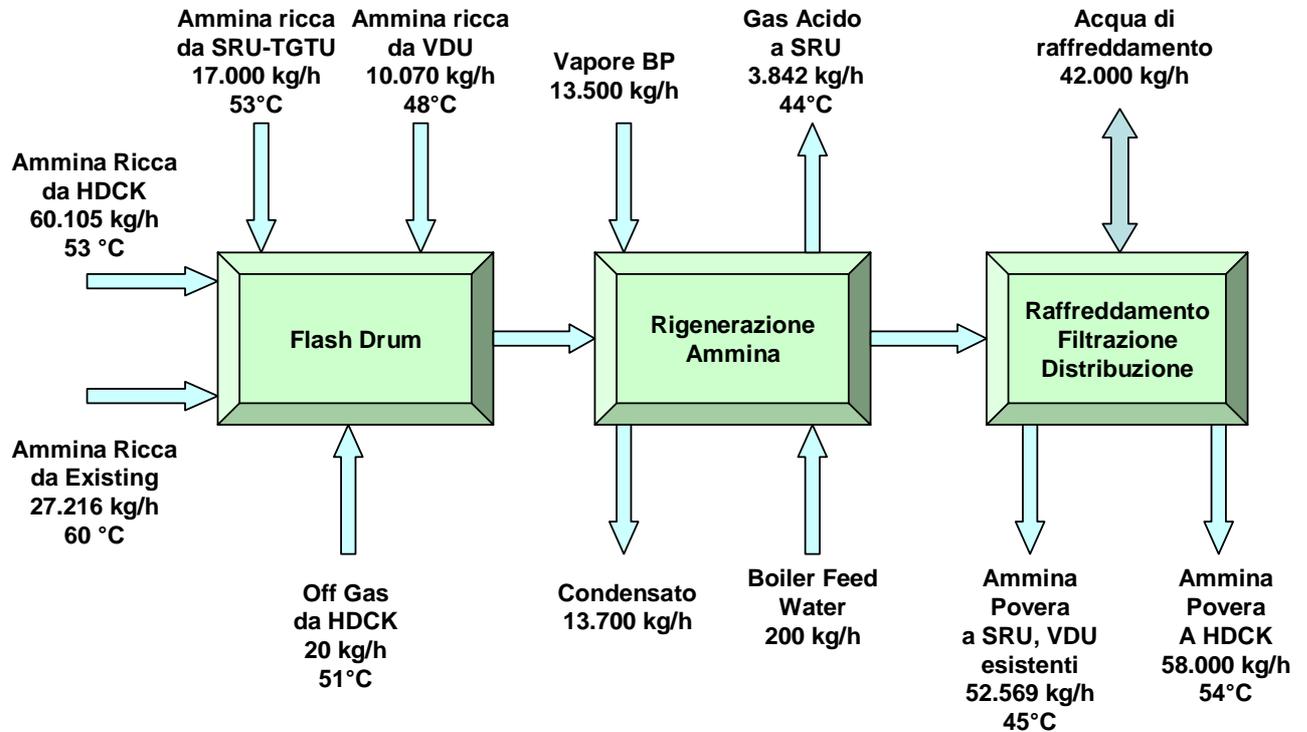
Tabella 2-8: Specifica della carica dell’impianto di Rigenerazione ammina

	Portata	NH ₃	H ₂ S	H ₂ O	MDEA	HC
	Kg/h	% wt	% wt	% wt	% wt	% wt
Ammina ricca da unità Hydrocracker HDC (60V11)	51.370	0,1	3,9	57,6	38,4	<0,1
Ammina ricca da unità HDC (60C13)	8.735	0,1	3	58,1	38,8	-
Off gas da unità HDC (60V11)	11	-	18,2	-	-	81,8
Off gas da unità HDC (60V09)	9	-	33,3	-	-	66,7
Ammina ricca da unità Recupero zolfo SRU	17.000	-	1	59,4	39,6	-
Ammina ricca da unità esistenti	27.216	<0,1	4,9	46	48,9	<0,1
Ammina ricca da unità Vacuum VDU	10.070	<0,1	0,7	59,1	40	<0,1
TOTALE	114.410					

2.5.3. Produzione e consumi di impianto

Lo schema semplificato dell’impianto di Rigenerazione dell’Ammina, rappresentato in Figura seguente riporta la produzione e i consumi di impianto.

Figura 2-9: Schema dell'Impianto di rigenerazione ammina



2.6. Sour Water Stripper

Le acque di processo utilizzate per esempio per il lavaggio degli air coolers del circuito di reazione o separate negli accumulatori di testa colonna come condense dei vapori di stripping, trovandosi in atmosfere ricche in H₂S e NH₃, assorbono una quota parte di questi gas.

La presenza di questi gas disciolti fanno sì che tali acque non possano essere trattate tal quali insieme alle acque effluenti di Raffineria, ma necessitino di essere prima sottoposte a processo di stripping al fine di rimuovere H₂S e NH₃ disciolti.

In Raffineria sono già presenti unità di stripping delle acque acide, ma la produzione incrementale di acque acide dalle nuove unità Hydrocracker, Vacuum e Recupero Zolfo richiede la costruzione di una nuova unità di stripping.

L'unità sarà in grado di trattare oltre alle acque provenienti dai nuovi impianti anche parte di quelle trattate negli esistenti impianti SWS di Raffineria, incrementando così il grado di disponibilità complessivo del sistema di trattamento acque acide.

L'Allegato 9 mostra il lay-out e i prospetti previsti dell'impianto.

2.6.1. Descrizioni delle Principali Fasi di Processo

L'Unità comprende le seguenti sezioni:

- Sezione Alimentazione;
- Sezione di Stripping;
- Sezione di Neutralizzazione.

2.6.1.1. Sezione Alimentazione

L'acqua acida proveniente dalle nuove unità viene raccolta nell'accumulatore di carica 63V01, dove eventuali trascinati di idrocarburi liquidi vengono separati per decantazione, mentre eventuali gas disciolti vengono inviati al sistema di blow down. La fase oleosa recuperata nel compartimento oli viene inviata all' serbatoio Slop Oil esistente.

L'acqua acida viene alimentata alla colonna di stripping.

2.6.1.2. Sezione di Stripping

Lo stripping avviene in una nuova colonna a piatti. Previo riscaldamento a spese dell'acqua strippata di fondo colonna, l'acqua acida è alimentata in testa colonna.

L'azione di stripping è ottenuta in due modi:

- con l'aggiunta di vapore diretto in colonna,

- tramite la vaporizzazione dell'acqua carica colonna stessa tramite ribollitori di fondo colonna (alimentati a loro volta con vapore recuperato a valle del servizio come condensa).

I gas di testa colonna, costituiti pressoché dalla totalità dell' H₂S e dell'NH₃ contenuti nell'acqua acida di carica, e vapore acqueo all'equilibrio, vengono quindi raffreddati e in parte condensati negli air coolers di testa colonna. L'acqua condensata è riflussata in colonna, i gas, mantenuti ad almeno 85°C al fine di evitare fenomeni di condensazione e deposizione di sali lungo le linee, vengono invece mandati a trattamento alla nuova unità di Recupero Zolfo.

L'acqua strippata si raccoglie così come prodotto di fondo colonna e viene in parte riutilizzata come acqua di lavaggio nell'impianto Hydrocracker, in parte utilizzata ai desalter degli impianti di distillazione ed in parte inviata al sistema di trattamento acqua effluenti di Raffineria.

2.6.1.3. Sezione di Neutralizzazione

Per raggiungere la specifica di contenuto di NH₃ dell'acqua depurata, è prevista la possibilità di utilizzo di una soluzione di soda caustica direttamente in colonna, ad opportune altezze. L'unità di iniezione consiste di un serbatoio preparazione soluzione e di due pompe dosatrici. Un pHmetro sull'acqua strippata regola l'iniezione di soda, in modo da avere un pH compreso tra 7 e 9.

2.6.2. Specifiche della Carica d'impianto

La Tabella 2-9 riporta la quantità e la composizione delle correnti continue di acque acide in ingresso all'unità SWS.

Tabella 2-9: Specifica della carica dell'impianto SWS

	Portata	NH₃	H₂S	H₂O
	Kg/h	% wt	% wt	% wt
Carica da HDCK (da degas drum)	14.933	2,0	3,5	94,5
Carica da HDCK (dal diesel Vacuum System)	95	Tracce	Tracce	100,0
Carica da VDU	25.000	<0,1	<0,1	-
Carica da SRU / esistente	28.854	0,2	0,25	99,55
TOTALE	68.882			

2.6.3. Specifiche dei Prodotti d'impianto

La Tabella 2-10 riporta la quantità e la composizione delle correnti continue di acque acide in uscita dall'unità SWS.

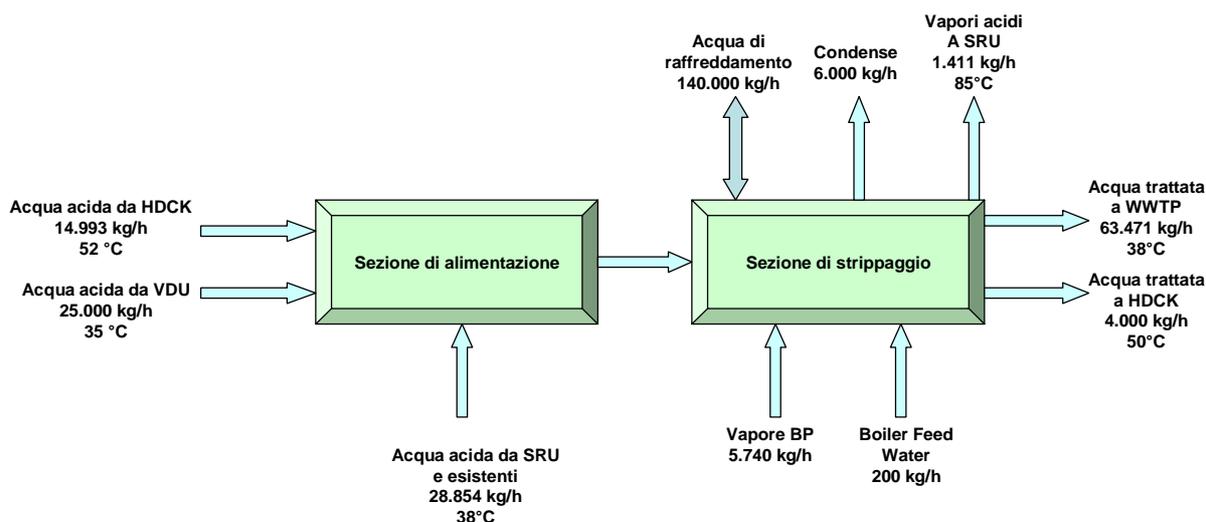
Tabella 2-10: Specifica delle correnti in uscita dall’impianto SWS

	Portata Kg/h	NH ₃ % wt	H ₂ S % wt	H ₂ O % wt
Corrente a trattamento effluenti (WWTP)	63.471	0	0	100
Corrente ad HDCK	4.000	0	0	100
Corrente ad SRU	1.411	31	50	19
TOTALE	68.882			

2.6.4. Produzione e consumi di impianto

Lo schema semplificato dell’impianto SWS, rappresentato in Figura seguente, riporta la produzione e i consumi di impianto.

Figura 2-10: Schema dell’ impianto di Sour Water Stripping



2.7. Sistemi di utilities

2.7.1. Impianto di trattamento acque 2 (ITA 2)

Impianto di pre-trattamento acqua grezza

Il nuovo sistema di pre-trattamento (trattamento di clariflocculazione) fornirà acqua di make up alla nuova unità di demineralizzazione, al sistema di guardia idraulica della nuova torcia e ad altri utilizzi di processo. L'acqua grezza proveniente dal fiume Sile verrà approvvigionata attraverso il sistema di emungimento (pompe di sollevamento) esistente.

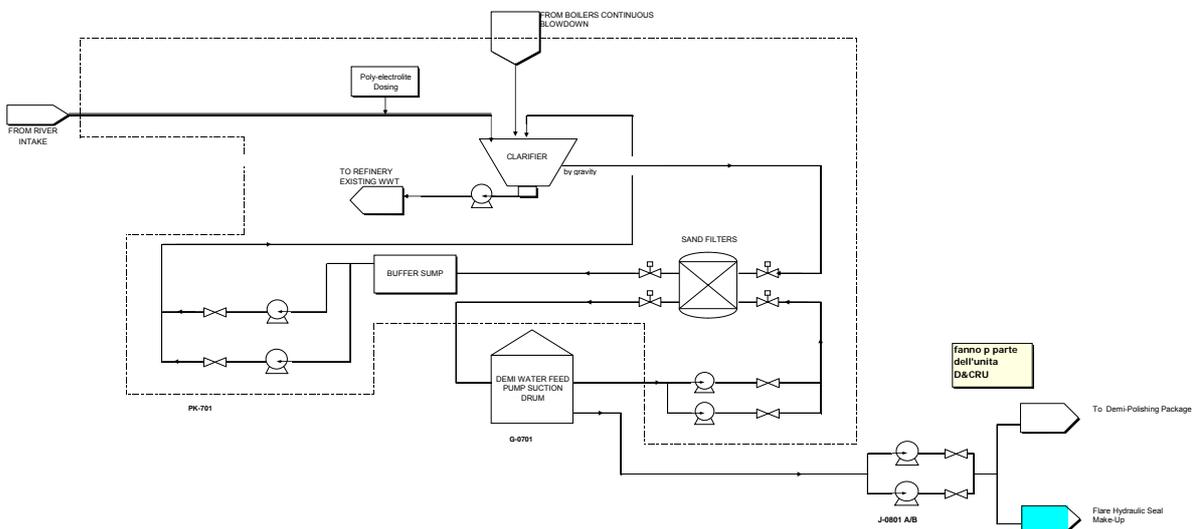
L'acqua grezza, prima della clariflocculazione, verrà additivata con uno specifico polielettrolita per facilitare la precipitazione del particolato solido.

Il fango depositato verrà inviato al sistema di trattamento acque reflue esistente, mentre l'acqua chiarificata verrà ulteriormente trattata attraverso un sistema di filtri a sabbia al fine di ottenere un contenuto di particolato sospeso residuo adeguato per il successivo trattamento di demineralizzazione. Non sono previsti aggiustamenti di pH in linea.

L'acqua chiarificata verrà raccolta in uno specifico serbatoio.

Tutti i blow down provenienti dalle caldaie verranno riciclati in tale sezione al fine di rimuovere i chemicals in essi contenuti. Di seguito viene riportato uno schema semplificato dell'impianto.

Figura 2-11: Schema impianto di pre-trattamento acqua grezza



L'impianto ha un approvvigionamento idrico di circa 153,3 t/h e consuma circa 7,7 t/h di vapore BP.

Impianto di demineralizzazione

L'acqua chiarificata nell'impianto di pre-trattamento precedentemente descritto verrà alimentata ad una prima sezione trattamento costituita due colonne a scambio ionico (1 anionica ed 1 cationica) con interposta un'unità di degassificazione in cui avverrà la rimozione della CO₂ formatasi durante il processo di acidificazione dell'acqua in presenza di bicarbonato.

L'acqua trattata, raccolta in un serbatoio intermedio insieme alle condense pulite recuperate, verrà quindi inviata in una seconda sezione di trattamento costituita da una colonna a scambio ionico (a letti misti anionici e cationici) in cui si raggiungeranno le caratteristiche qualitative in termini di residuo salino richieste per l'acqua di alimento caldaie per la produzione di vapore (Boiler Feed Water).

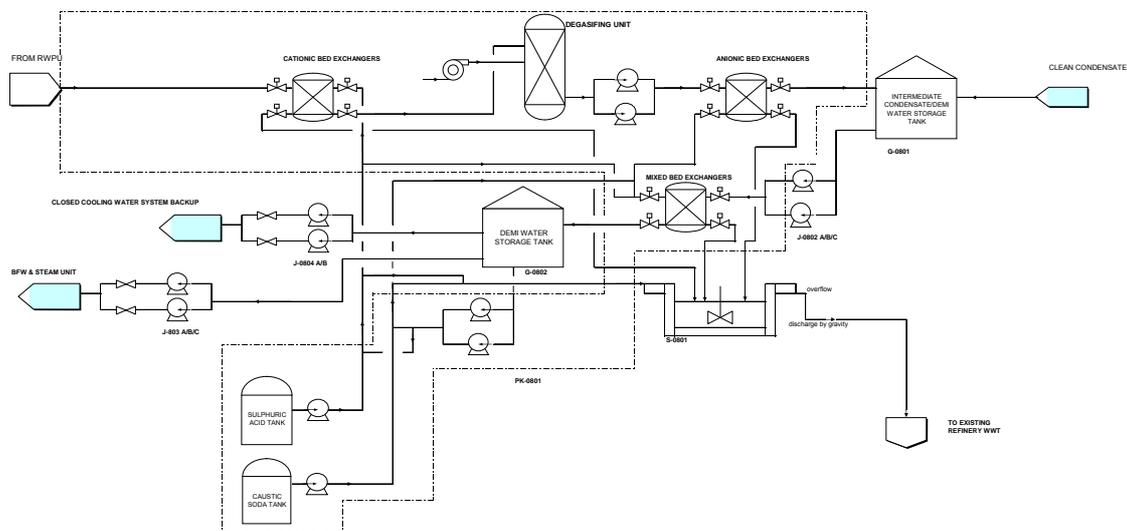
Le resine ioniche, cationiche e miste delle colonne sopra descritte saranno periodicamente rigenerate mediante acido solforico e soda caustica. Le acque reflue generate durante il processo di rigenerazione verranno inviate opportunamente neutralizzate all'impianto di trattamento acque reflue esistente.

L'acqua demi prodotta verrà utilizzata come:

- alimento al degasatore della nuova unità di recupero condense per la produzione di boiler feed water da usare nelle caldaie delle nuove unità di processo;
- acqua di processo per il nuovo impianto Steam Reformer;
- acqua di make up per il circuito chiuso di raffreddamento di processo e macchine.

Di seguito viene riportato uno schema semplificato dell'impianto.

Figura 2-12: Schema impianto di demineralizzazione



L'impianto produce circa 153,3 t/h di acqua demineralizzata e consuma circa 5,4 t/h di Boiler Feed Water (BFW).

Unità di recupero vapore e condense

L'unità di recupero vapore e condense verrà utilizzata per :

- fornire Boiler Feed Water alle nuove unità di processo;
- raccogliere le condense pulite prodotte dai nuovi impianti.

L'acqua demi proveniente dall'impianto di demineralizzazione verrà pompata ad uno specifico deareatore, previo preriscaldamento con le condense dove verranno rimossi i gas disciolti tramite l'iniezione di vapore.

Dopo averla deareata e trattata con appositi chemicals per la rimozione di ossigeno, la Boiler Feed Water verrà ridistribuita agli impianti utilizzatori.

2.7.2. Impianto aria strumenti

L'impianto aria compressa essiccata è progettato per fornire aria strumenti alle nuove unità della Raffineria.

L'unità prevede l'installazione di due compressori d'aria centrifughi, posti in parallelo, generalmente uno operativo e l'altro in stand-by. A valle dei compressori è posto un KO Drum per la rimozione dell'acqua presente nell'aria.

L'aria compressa entra in un sistema di essiccamento, per essere successivamente inviata alla rete di distribuzione.

2.7.3. Impianto acqua di raffreddamento

I nuovi impianti comporteranno l'installazione di nuove unità refrigeranti ad acqua. Per questo sarà associato al nuovo complesso di impianti un nuovo circuito chiuso ad acqua di raffreddamento.

L'acqua circolante verrà riportata alla temperatura idonea per l'utilizzo come refrigerante in scambiatori di calore in cui fluirà acqua mare, utilizzata a sua volta come fluido di raffreddamento (once-through cooling).

Nel sistema a circuito chiuso, si stima un fabbisogno idrico iniziale di 4.486 m³ di acqua demineralizzata, che una volta completato il riempimento del circuito, si limiterà al solo consumo di make up, stimato pari a circa 2 m³/h.

L'acqua mare verrà sollevata utilizzando l'esistente opera di presa lagunare. Nel sistema fluirà una portata di circa 4.486 m³/h.

2.7.4. Closed drain idrocarburico

Questo sistema verrà progettato per tutti i nuovi impianti al fine di prevedere un volume di hold up tale da assicurare che tutti i drenaggi di idrocarburi necessari per i

campionamenti, manutenzioni routinarie e non di attrezzature e verifiche di strumentazione siano recuperati in ciclo chiuso senza contatto con l'ambiente. Tale sistema sarà polmonato con il Blow Down e dotato di pompe verticali per l'invio del liquido raccolto a Slop dopo raffreddamento.

2.7.5. Flare KO drum

Tutti i nuovi impianti saranno dotati di tale sistema per raccogliere eventuali gas e liquidi inviati al sistema di blowdown inclusi eventuali scarichi delle valvole di sicurezza (PSV). Il gas separato sarà inviato alla torcia di Raffineria, il liquido a Slop.

2.8. Impianto di Cogenerazione

Per soddisfare le nuove richieste di vapore e di energia elettrica degli impianti in maniera energeticamente efficiente ed ottimizzata è prevista la costruzione di una nuova unità di cogenerazione alimentata a metano e fuel gas con annessa caldaia a recupero dei fumi. La produzione di vapore da recupero termico verrà aumentata di circa il 130% rispetto all'attuale.

L'impianto sarà costituito dalle seguenti apparecchiature:

- 1 turbina a gas da circa 40 MW;
- 1 caldaia a recupero che sfrutta il calore residuo di combustione presente nei fumi di scarico del turbogas a singolo livello di pressione (alta pressione), dotata di post-combustione e con possibilità di funzionamento indipendente dalla turbina a gas.

La turbina a gas sarà alimentata a metano.

La caldaia a recupero sarà progettata per la massimizzazione della produzione di vapore a recupero. La produzione di vapore dalla nuova caldaia, in analogia alla B-01 esistente, sarà alle seguenti condizioni:

- Pressione: 42,0 barg;
- Temperatura: 430 °C.

Il vapore prodotto sarà convogliato all'esistente collettore di ammissione in turbina a vapore 32-TGV-01 in area COGE mediante una nuova tubazione.

La caldaia a recupero sarà alimentata a metano e gas di Raffineria. La caldaia sarà provvista di un sistema di aria comburente.

Il nuovo sistema di cogenerazione di vapore ed energia elettrica sarà infine dotato di un dispositivo SCR di trattamento fumi che garantirà emissioni di NOx contenute in uscita dal gruppo turbina a gas TG03 e caldaia a recupero B03.

L'Allegato 10 mostra il lay-out e i prospetti previsti dell'impianto.

2.8.1. Turbina a gas

L'aria in entrata viene compressa e successivamente inviata in camera di combustione, in cui è iniettato il combustibile (metano) in combustori a bassa emissione di NOx comunemente chiamati DLE (Dry Low Emission).

La turbina a gas è progettata per poter bruciare metano.

I gas combustibili ad alta temperatura escono dalla camera di combustione ed entrano nella turbina a gas dove la loro energia viene convertita in energia meccanica.

Data l'elevata temperatura (1180 °C) la prima fila di palette viene rivestita di materiali speciali e presenta canalizzazioni per consentire il passaggio dell'aria di raffreddamento proveniente dal compressore.

Parte dell'energia sviluppata viene utilizzata per muovere il compressore della turbina a gas mentre parte aziona il generatore per la produzione di energia elettrica.

I gas combustibili fuoriescono dalla turbina a gas ad una temperatura di circa 540 °C attraverso uno scarico assiale e giungono nella sezione di ingresso della caldaia a recupero dopo avere attraversato un condotto divergente.

La turbina a gas è collegata al generatore mediante un riduttore

Il package della turbina a gas viene fornito dal costruttore completo di ausiliari

I principali sistemi ausiliari forniti sono:

- Sistema di filtrazione aria di tipo statico.
- Sistema di filtrazione/ separazione finale dedicato per metano, filtro, installato su skid, ubicato in prossimità dello skid delle valvole.
- Sistema di accensione.
- Sistema di lubrificazione e controllo.
- Sistema di raffreddamento ausiliari di macchina comprensivo di strumentazione, valvole e tubazioni di interconnessione fino all'esterno del cabinato ed air cooler.
- Un sistema stazionario di lavaggio compressore.
- Cabina per turbina a gas, ausiliari di macchina completo di ventilazione, sistema di bonifica, impianto di illuminazione normale/ emergenza, sistema di rilevazione e di spegnimento incendio, prese di corrente, mezzi di sollevamento interni per manutenzione.
- Condotto fumi di scarico fino all'uscita del diffusore, comprensivo di giunto di espansione e protezione acustica.
- Camino metallico autoportante di 30 m di bypass completo di scale e piani di servizio, illuminazione, protezioni fulmini, silenziatore. Tale camino sarà utilizzato solamente per il tempo strettamente necessario alle operazioni di fermata /avviamento della turbina a gas.
- Sistema elettrico per alimentazione ausiliari di turbina a gas.
- Sistema di controllo, monitoraggio e protezione per turbina a gas ed ausiliari.

- Generatore di taglia pari a circa 56 MVA.

2.8.2. Caldaia a recupero

La caldaia a recupero, a valle della turbina a gas, è a circolazione naturale con singolo livello di pressione.

La caldaia a recupero sfrutta il calore residuo presente nei fumi della turbina a gas per produrre vapore da utilizzare nel ciclo produttivo e per sicurezza.

La caldaia a recupero è composta da:

- Un sistema alimentato da acqua alimento caldaia proveniente dalla sezione ITA (BFW) produce vapore saturo ad alta pressione attraverso una serie di serpentini riscaldatori. Il vapore saturo dal corpo cilindrico di alta pressione viene surriscaldato in un apposito serpentino surriscaldatore per raggiungere le condizioni di processo sopra descritte. Tutti i serpentini sono racchiusi all'interno della caldaia. La caldaia sarà dotata anche di bruciatori a basso NOx alimentati a metano e/o gas di Raffineria per favorire la produzione della quantità di vapore necessaria al progetto.
- Desurriscaldatore vapore di alta pressione.
- Valvola principale di stop/ check caldaia e relativo bypass di pressurizzazione, completi di attuatore motorizzato (MOV).
- Valvole solenoidi, motorizzate, di controllo e di sicurezza, complete di silenziatori.
- Sfiato di avviamento dopo il surriscaldatore, completo di attuatore motorizzato (MOV) e silenziatore.
- Tutti i dispositivi locali di misura, pozzetti, skin point, trasmettitori richiesti per controllo, protezione e monitoraggio del generatore di vapore, completi di elementi primari, necessari per consentire il controllo da remoto delle operazioni di avviamento fermata all'esercizio.
- Predisposizione valvolate per connessioni di azoto di inertizzazione.
- Quadri locali per il sistema di illuminazione e di distribuzione forza motrice e sistema di illuminazione, sistema di distribuzione prese e connessioni elettriche, tramite cavi, delle apparecchiature e dei sistemi elettrici.
- Sistema di controllo.
- Sistema package di dosaggio chimico, completo di serbatoi, valvole, strumentazione con sistema di controllo remoto a DCS.
- Sistema package di analisi circuito acqua/vapore, completo di refrigeranti, prese campione, valvole, strumentazione; lo scarico del circuito di raffreddamento sarà convogliato a collettore di fognatura di stabilimento.

- Portine di ispezione e di accesso sufficienti ad ispezionare tutte le cavità dentro e fuori il percorso fumi.
- Giunti di espansione.

Le prestazioni di progetto dell'impianto in modalità di utilizzo post firing della caldaia in condizioni medie stagionali sono di seguito riepilogate nella seguente tabella.

Tabella 2-11: Prestazioni previste dell'impianto

CASO	Udm	A2
Temperatura ambiente	°C	15
Carico turbina a gas	%	100
Potenza turbina a gas	kWe	44.630
Consumo ausiliari	kWe	820
Consumo combustibile turbina a gas	kWt	120.158
Produzione vapore	t/ h	119,04
Temperatura vapore	°C	430
Pressione vapore	Barg	42,0
Consumo combustibile caldaia	kWt	43.321
Portata fumi	t/ h	467,07
Temperatura gas scarico caldaia	°C	192

2.8.3. Bilanci di materia ed energia

L'energia elettrica fornita dalla nuova Turbogas è pari a circa 40 MW con un autoconsumo di 820 kW. Il nuovo sistema cogenerativo utilizzerà fuel gas e metano come combustibili. Il consumo specifico previsto è di 12.300 Nm³/h di metano e 6.113 Nm³/h di fuel gas.

Le principali caratteristiche della Turbogas della caldaia a recupero B03, sono riassunte nella Tabella di seguito riportata.

Tabella 2-12: Caratteristiche delle unità costitutive del nuovo sistema cogenerativo

Id Forno	Impianto	Combustibile	Potenza (MWt)	Camino emissione fumi
Turbina a gas	Sistema cogenerativo	Metano	120	E21N
Caldaia a recupero di fumi B03	Sistema cogenerativo	Fuel gas con opportune integrazioni di metano	43,6	E21N

I fabbisogni idrici del nuovo sistema sono riportati nella seguente Tabella (con il segno – si indicano i consumi e con il + le produzioni).

Tabella 2-13: Fabbisogni idrici del nuovo sistema cogenerativo

Impianto	Vapore			Condensa	Acqua		
	HP	MP	LP		BFW	Demi	Grezza
	kg/h	kg/h	kg/h		Kg/h	kg/h	kg/h
Sistema cogenerativo	+21.500	-	-	-	-84.370	-	-

La quantità di Boiler Feed Water necessaria al nuovo sistema cogenerativo verrà fornita dall'impianto di demineralizzazione esistente ITA.

2.9. Torcia

Tutti gli apparecchi di Raffineria che lavorano in pressione sono protetti da valvole di sicurezza che, al raggiungimento di una determinata soglia di pressione, scaricano il fluido di processo contenuto in modo che possa essere inviato, attraverso un opportuno collettore, al sistema di torcia.

Tale sistema costituisce un dispositivo primario di sicurezza della Raffineria che protegge da sovrappressioni l'intero sistema impiantistico garantendo un'adeguata gestione delle emergenze e degli upset .

Gli impianti sono altresì dotati di adeguata strumentazione di regolazione e controllo che consente una gestione nelle normali condizioni di esercizio e nei transitori (incluso fermata ed avviamento) che previene l'intervento delle valvole di sicurezza.

La torcia di Raffineria, che costituisce un primario dispositivo di sicurezza, non è sufficiente per ricevere i fluidi provenienti dai nuovi impianti, per cui è necessaria la realizzazione di una nuova torcia a essi dedicata.

La nuova torcia avrà un'altezza di circa 110 m e avrà un funzionamento discontinuo, caratterizzato da una emissione di fumi trascurabile. In linea con le MTD la nuova torcia sarà dotata di un sistema “smokeless”.

2.10. Serbatoi

Per far fronte alle nuove esigenze di stoccaggio derivate dalla parziale differenziazione dello slate dei prodotti è prevista la realizzazione di 7 nuovi serbatoi le cui caratteristiche sono riportate nella Tabella di seguito riportata.

Tabella 2-14: Descrizione dei nuovi serbatoi

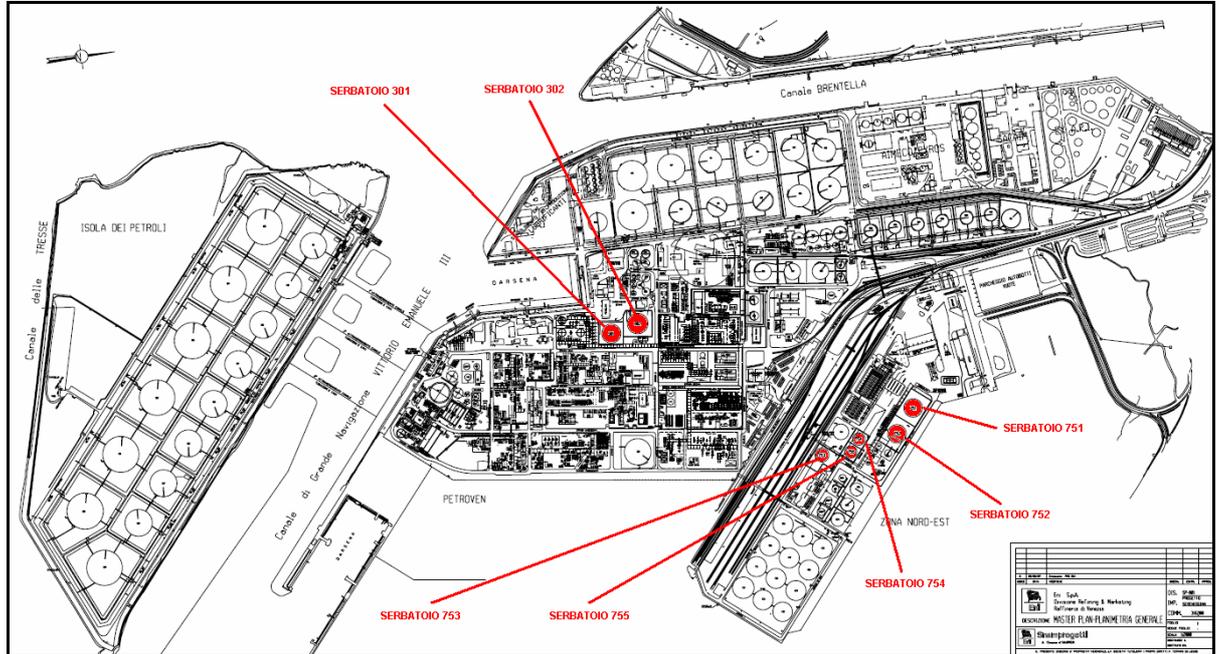
ID	Prodotto	Ubicazione	Categoria	Tipo	Tenuta	Fondo	Capacità Max Operativa (m ³)
751	Benzina	Zona Nord/Est	A	Galleggiante	Doppia	Doppio	10.660
752	Benzina	Zona Nord/Est	A	Galleggiante	Doppia	Doppio	10.660
753	Benzina	Zona Nord/Est	A	Galleggiante	Doppia	Doppio	5.740
754	Benzina	Zona Nord/Est	A	Galleggiante	Doppia	Doppio	2.870
755	Benzina	Zona Nord/Est	A	Galleggiante	Doppia	Doppio	2.870
301	Olio combustibile	Raffineria	C	Fisso	-	Singolo	14.875
302	Olio combustibile	Raffineria	C	Fisso	-	Singolo	17.000

Come evidenziato nella precedente tabella, tutti i serbatoi destinati allo stoccaggio di prodotti volatili saranno del tipo a tetto galleggiante con doppia tenuta, con la conseguente minimizzazione delle emissioni in atmosfera nella fase di caricamento dei serbatoi; inoltre i serbatoi avranno doppio fondo in linea con le MTD e con la politica aziendale di massimizzazione della prevenzione ambientale al fine di impedire la propagazione di eventuali perdite nel terreno sottostante.

L'ubicazione dei serbatoi per diversa tipologia di prodotto stoccato rimarrà invariata rispetto alla configurazione attuale: i serbatoi di greggio rimarranno ubicati presso l'Isola dei Petroli, mentre quelli dedicati ai prodotti semilavorati e quelli finiti in area di Raffineria e in Zona Nord-Est.

Nella Figura 2-13 di seguito riportata viene indicata la futura collocazione dei nuovi serbatoi.

Figura 2-13: Ubicazione dei nuovi serbatoi



2.11. Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione

Gli impianti di Raffineria sono 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 dall'impianto vengono 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.

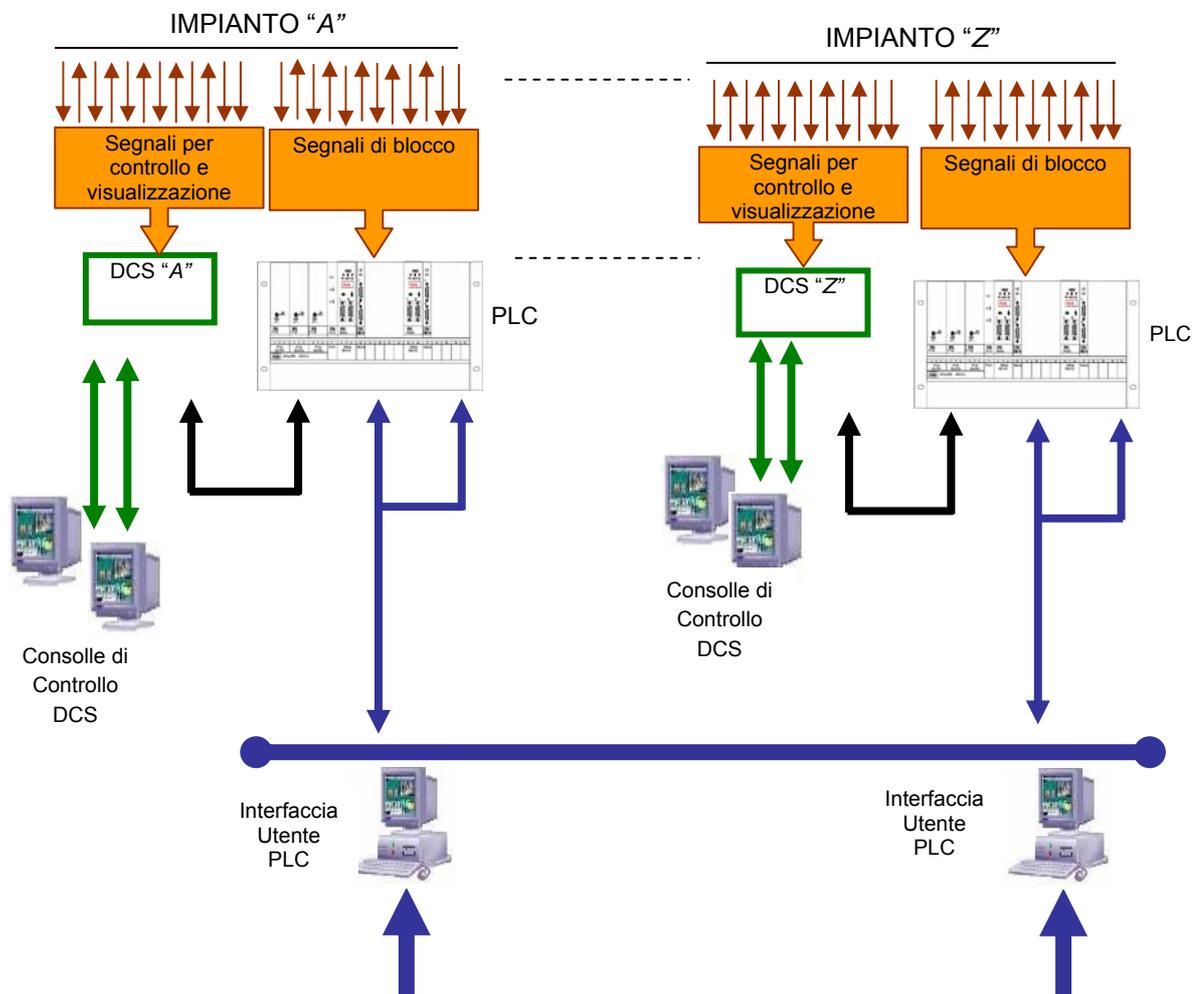
Pur mantenendo distinte le funzioni di controllo (DCS) da quelle di sicurezza (PLC) i due sistemi comunicano costantemente in tempo reale garantendo in tal modo il monitoraggio continuo del segnale analogico su entrambi i sistemi.

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 2-14: Schema rete distribuzione dati PLC - Campo, DCS - Campo e PLC - DCS



2.12. Interconnecting

L'interconnecting interno alle nuove unità è stato sviluppato secondo un criterio di minimizzazione dei percorsi tubazioni e tenendo conto delle necessarie operazioni e facilities per il sezionamento degli impianti nel complesso.

L'interconnecting tra le unità del Progetto Serenissima e la Raffineria è stato progettato tenendo conto dei seguenti fattori:

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

2.12.1. Interconnecting interno alle Nuove Unità

L'interconnecting interno alle nuove unità è progettato in modo tale da garantire la distribuzione di tutte le utilities necessarie al corretto funzionamento del processo primario.

Oltre alle utilities rese disponibili dalla Raffineria esistente, le nuove unità dispongono di:

- una nuova unità di demineralizzazione che produce acqua demi da utilizzare come:
 - alimento alla nuova unità di recupero condense;
 - acqua di processo per il nuovo impianto Steam Reformer;
 - acqua di make up per il circuito chiuso di raffreddamento di processo e macchine.
- una nuova unità di recupero vapore e condense che è utilizzata per:
 - fornire Boiler Feed Water alle nuove unità di processo;
 - raccogliere le condense pulite prodotte dai nuovi impianti.
- un impianto aria compressa essiccata progettato per fornire aria strumenti alle nuove unità.
- un nuovo circuito chiuso ad acqua di raffreddamento.

2.12.2. Interconnecting con la Raffineria esistente

La carica alla nuova unità Vacuum è costituita dai greggi processati dal Topping esistente DP-3 e dai residui atmosferici di importazione. Il principale obiettivo della nuova unità Vacuum è quello di massimizzare la produzione di Gasolio medio e pesante (HVGO e MGVO), da destinare come carica in alimentazione alla nuova unità Hydrocracker. Gli altri prodotti dell'unità (LVGO, MVGO e Residuo Vacuum) vengono inviati presso i serbatoi di stoccaggio in area di Raffineria e in Zona Nord-Est. Parte del MVGO può essere inviato in colaggio diretto all'impianto Thermal Cracking esistente.

La carica alla nuova unità Hydrocracker è costituita da Gasolio medio e pesante (HVGO e MGVO) proveniente dalla nuova unità di distillazione sottovuoto. I prodotti dell'unità (GPL, Nafta leggera stabilizzata, Nafta pesante, Kerosene, Diesel, Unconverted Oil Bleed) vengono inviati presso i serbatoi di stoccaggio in area di Raffineria e in Zona Nord-Est.

La nuova unità Steam Reformer fornisce idrogeno al nuovo impianto Hydrocracker producendo inoltre vapore surriscaldato ad alta pressione. La carica utilizzata da quest'impianto può essere metano proveniente dalla rete Snam RG o un mix variabile di metano e GPL.

La nuova unità di rigenerazione dell'ammina tratta tutta l'ammina utilizzata nei processi di lavaggio gas e GPL dell'unità Hydrocracker e di trattamento del gas di coda della nuova unità di Recupero Zolfo. E' trattata, inoltre, l'ammina ricca proveniente dal nuovo impianto Vacuum. Sarà possibile trattare anche ammina proveniente dagli esistenti impianti di lavaggio gas in modo da costituire una riserva alle attrezzature attualmente installate.

La nuova unità Sour Water Stripper è in grado di trattare oltre alle acque provenienti dai nuovi impianti anche parte di quelle trattate negli esistenti impianti SWS di Raffineria, incrementando così il grado di affidabilità e disponibilità complessivo del sistema di trattamento acque acide.

Il nuovo impianto Claus tratta le correnti gassose contenenti H₂S e NH₃ provenienti dai nuovi impianti in cui avvengono le reazioni di desolforazione.

Il fluido di processo scaricato dalle valvole di sicurezza dei nuovi impianti sarà convogliato nella nuova torcia inclusa nel Progetto Serenissima.

Alcuni prodotti provenienti dai nuovi impianti possono essere inviati a più di una unità esistente o a stoccaggio, in maniera tale da aumentare la flessibilità operativa della Raffineria nel caso di fuori servizio di una o più unità di destinazione.

L'acqua di processo prodotta dai nuovi impianti verrà convogliata nella rete fognaria esistente della Raffineria.

2.13. Analisi dei Malfunzionamenti

Per il progetto oggetto della presente Relazione Ambientale sarà effettuata una dettagliata analisi di rischio nel relativo Rapporto Preliminare di Sicurezza (fase di Nulla Osta di Fattibilità), da presentare ai sensi del 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 nell'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 2-15 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.).

Le frequenze di accadimento stimate delle ipotesi incidentali risultano comprese tra $1 \cdot 10^{-6}$ a $1 \cdot 10^{-4}$ eventi/anno, rientrando quindi nella classe di probabilità “improbabile”.

Nella successiva Tabella 2-16 sono invece indicati gli scenari incidentali che possono derivare dai Top events di riferimento (ad esempio pool fire, esplosione, rilascio tossico, etc.) con le relative distanze di danno, desunte da precedenti studi su impianti similari. 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.

Le frequenze di accadimento per gli scenari incidentali, ipotizzate sulla base di esperienze di impianti simili, risultano maggiori di $1 \cdot 10^{-6}$ eventi/anno

Tabella 2-15: Descrizione degli eventi incidentali

Unità	Evento incidentale (Top Event)
Unità HDC	Miscela esplosiva in camera di combustione forni
	Rilascio bifasico di miscela di carica/miscela effluente Reattori 1° e 2° stadio di reazione
	Rilascio di miscela gassosa ricca in H ₂ S per sovrappressione nel separatore bassa temperatura/bassa pressione
	Rilascio di miscela idrocarburi medio/pesanti in alimentazione alla sezione di frazionamento per rottura tenuta pompe
	Rilascio di idrocarburi medi (kerosene, diesel) da sezioni di Frazionamento per rottura tenuta pompe operanti ad alta temperatura
	Rilascio di nafta da sezioni di Frazionamento/Recupero Leggeri in fase liquida.
	Rilascio di miscela idrocarburi leggeri (LPG) da Sezione Recupero Leggeri per rottura tenuta pompe
	Rilascio di miscela off gas da Sezione Reazione/ Trattamento con ammina
	Rilascio di gas di riciclo (Idrogeno) ad alta pressione
Unità Rigenerazione Ammina	Rilascio di gas acido ricco in H ₂ S per rottura random
Unità SWS	Rilascio di gas acido ricco in H ₂ S ed NH ₃ per rottura random
Nuovo Impianto Recupero Zolfo	Rilascio di SO ₂ da torcia per invio a blow-down dalla portata di gas acido in carica all'impianto.
	Rilascio di idrogeno solforato dalla linea di adduzione al I reattore Claus.
	Rilascio di fumi con alta concentrazione di SO ₂ da camino per bassa conversione di H ₂ S in zolfo.
Torcia	Perdita di fiamma.
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.
Vacuum	Rilascio di idrocarburo ad altissima temperatura da una delle pompe di estrazione sul fondo colonna Vacuum.

Unità	Evento incidentale (Top Event)
	Trafilamento dalla tenuta di uno scambiatore del treno di scambio
Turbogas	Rilascio di gas metano dalla turbina
Serbatoi	Affondamento tetto con rilascio di benzina in corrispondenza del tetto galleggiante di un serbatoio di stoccaggio.
	Overfilling/Perdita di benzina con rilascio nel bacino di contenimento di un serbatoio di stoccaggio.

Tabella 2-16: Descrizione degli scenari incidentali

Unità	Scenari Incidentali
Unità HDC	<p>Sezione di Reazione</p> <p>Gli scenari associati sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Dispersione tossica: IDLH a 70 metri; ○ Jet fire per innesco immediato. Questo scenario comporta irraggiamento di 5 kW/m² a 49 m (lesioni irreversibili per le persone) e 12.5 kW/m² a 43 m (Danni alle strutture). ○ Pool fire con soglie di danno minori di quelle associate al Jet fire. <p>Sezione di compressione Idrogeno</p> <p>Lo scenario incidentale associato a questa sezione è il seguente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Jet fire con irraggiamento di 5kW/m² a 103 m (lesioni irreversibili per le persone) e 12.5kW/m² a 88 m (danni alle strutture). <p>I compressori sono solitamente realizzati all'interno di un 'building' dotato di opportuni sistemi di rivelazione H₂ e di fiamma, che segnalano l'eventuale perdita e che possono attivare sistemi di raffreddamento e mandare in blocco i compressori limitando la durata dello scenario evidenziato.</p> <p>Frazionamento</p> <p>Lo scenario incidentale associato a questa sezione è il seguente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Jet fire con irraggiamento di 5 kW/m² a 161 m (lesioni irreversibili per le persone) e 12.5 kW/m² a 135 m (danni alle strutture). <p>La colonna sarà dotata di opportuni rilevatori di incendio ed attivazione automatica dei sistemi di raffreddamento, di sistemi di intercettazione e blocco che limitano la durata dello scenario e che l'analisi non tiene conto della direzionalità del getto e dell'effetto schermo di altre apparecchiature.</p> <p>Recupero Leggeri</p> <p>Gli scenari associati a queste apparecchiature possono essere:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Jet fire per innesco immediato produce un irraggiamento di 5 kW/m² a 125 m (lesioni irreversibili per le persone) e 12.5 kW/m² a 105 m (Danni alle strutture); ○ Pool fire con soglie di danno minori di quelle associate al Jet fire. ○ Flash Fire per innesco ritardato con LFL/2 a 180 m. <p>La sezione sarà dotata di opportuni rilevatori di incendio ed attivazione automatica dei sistemi di raffreddamento, di sistemi di intercettazione e blocco che limitano la durata dello scenario e che l'analisi non tiene conto della direzionalità del getto e dell'effetto schermo di altre apparecchiature.</p> <p>Sezione forni</p> <p>In caso di esplosione in camera di combustione forni, è ragionevole ritenere che l'energia liberata venga in parte sfogata dal camino e dai portelli di esplosione ed in parte assorbita dalla struttura stessa del forno; non si può escludere la proiezione di frammenti (materiale refrattario) verso l'ambiente esterno della camera di combustione del forno stesso. Tuttavia il livello di prevenzione assicurato dalle protezioni previste porta a considerare l'evento come</p>

Unità	Scenari Incidentali
	“non credibile”.
Unità Rigenerazione Ammina	Lo scenario associato a questi impianti è la dispersione di H ₂ S con i seguenti effetti: <ul style="list-style-type: none"> ○ Dispersione tossica: IDLH a 130 metri per l’Unità Rigenerazione Ammina; ○ Dispersione tossica: IDLH a 80 metri per l’Unità SWS.
Unità SWS	
Impianto Recupero Zolfo	Gli scenari incidentali ipotizzabili per l’impianto in esame sono: <ul style="list-style-type: none"> ○ Rilascio di fumi contenenti anidride solforosa; ○ Rilascio tossico di H₂S; ○ Jet fire.
Torcia	Si ipotizza l’emissione in atmosfera di sostanze infiammabili e/o tossiche e nocive. Il nuovo sistema di torcia sarà dimensionato con adeguato margine di sicurezza rispetto alla portata massima di sfiato di emergenza dalle valvole di sicurezza o di depressurizzazione e realizzato con criteri che rispecchiano lo “stato dell’arte” per tali apparecchiature. Qualora in fase di analisi di Sicurezza da includere nello specifico Rapporto di Sicurezza per Nulla Osta di Fattibilità si evidenziassero impatti potenzialmente pericolosi per la salute e per l’ambiente, si procederà ad eventuali miglioramenti del progetto (per esempio con l’incremento dell’altezza della torcia, o con l’adozione di diverse condizioni di efflusso, sistemi di controllo, ecc.).
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/m² a 19 m (lesioni irreversibili per le persone) e 12.5 kW/m² 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 del 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.
Vacuum	Gli scenari incidentali presi a riferimento per l’impianto in esame sono: <ul style="list-style-type: none"> ○ Jet fire da collettore di alimentazione forno Vacuum: 5 kW/m² a 27m; ○ VCE nella colonna Vacuum; 0.07 bar a 50m.
Turbogas	All’impianto Turbogas è stato associato un rilascio di gas metano dalla turbina, il quale può evolvere in: <ul style="list-style-type: none"> ○ Jet fire per innesco immediato. Questo scenario comporta irraggiamento di 5 kW/m² a 110 m (lesioni irreversibili per le persone) e 12.5kW/m² a 80 m (danni alle strutture); ○ Flash Fire per innesco ritardato con LFL/2 a 115 m.
Serbatoi	Ai nuovi serbatoi di stoccaggio è stato associato un rilascio di benzina in corrispondenza del tetto galleggiante il quale può evolvere in Pool fire per innesco immediato. Tale scenario risulta tuttavia classificabile come non credibile. Ai nuovi serbatoi di stoccaggio è infine associato un rilascio di benzina nel bacino di contenimento il quale può evolvere in: <ul style="list-style-type: none"> ○ Pool fire; ○ Flash fire. Tale scenario risulta tuttavia classificabile come non credibile.

Si fa presente che 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).

Per analisi più approfondite si rimanda, tuttavia, al Rapporto Preliminare di Sicurezza che sarà elaborato ai fini dell'ottenimento del NOF, secondo quanto previsto dall'art. 9 del D.Lgs 334/99 e s.m.i..

2.14. Valutazione Comparativa del Progetto con le Migliori Tecniche Disponibili

Il confronto con le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) viene effettuato con riferimento alla seguente documentazione:

1. “Linee guida per l’identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili, Categoria IPPC 1.2: Raffinerie di petrolio e di gas” pubblicato sul supplemento ordinario della Gazzetta Ufficiale, n.125, in data 31 maggio 2007, di seguito Rif. 1;
2. “Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF)” emesso dall’ufficio IPPC della Unione Europea sito in Siviglia nel febbraio 2003, di seguito Rif. 2.

2.14.1. Vacuum

Il nuovo impianto Vacuum sarà alimentato con residuo atmosferico ottenuto dalla lavorazione dei grezzi “Essider” e “Belaym” alla capacità sotto indicata:

- Caso “Belaym” alla capacità di 7.000 t/g (29,17 t/h);
- Caso “Essider” alla capacità di 5.000 t/g (20,83 t/h).

Per la gestione globale della combustione, il forno di preriscaldamento 61F01 dell’unità è dotato di un sistema di controllo dell’aria comburente con monitoraggio dell’eccesso d’aria mediante analizzatori di ossigeno e di misura della temperatura fumi all’uscita del forno.

Inoltre il nuovo impianto di distillazione sottovuoto è progettato per massimizzare il recupero energetico dalle correnti calde per preriscaldamento del greggio. È prevista l’installazione di un sistema di preriscaldamento dell’aria comburente del forno che permette di riscaldare l’aria comburente raffreddando i fumi in uscita: tale sistema consente di aumentare l’efficienza del forno fino ad oltre il 90%.

Le condense prodotte dall’impianto sono recuperate nella nuova unità di recupero condense, per la produzione di Boiler Feed Water.

Queste tecniche sono allineate con quanto previsto nel Rif. 1 (pag.582), che considera MTD per il miglioramento dell’efficienza energetica:

- l’applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia, come il preriscaldamento dell’aria di combustione,
- l’ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo;
- la gestione ottimale della combustione, ricorrendo a monitoraggio dell’eccesso d’aria e della temperatura dei fumi;
- il riutilizzo dell’acqua di condensa.

L'impiego di tecniche di tipo primario, cioè misure di prevenzione e controllo, è sempre preferibile alle tecniche di tipo secondario (misure di abbattimento).

Il calore necessario al processo verrà fornito dal forno, alimentato con fuel gas opportunamente integrato da metano. Tale assetto è in linea con quanto previsto nel Rif.1 (pag. 583) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di SOx: è considerata MTD di tipo primario l'impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, massimizzando l'utilizzo del gas di Raffineria desolfurato e soddisfacendo il resto del fabbisogno energetico con combustibili liquidi a basso tenore di zolfo.

Inoltre il forno 61F01 è dotato di bruciatori a bassa emissione di azoto (low-NOx); anche questa installazione è in linea con quanto previsto nel Rif. 1 (pag. 583) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di NOx: è considerata MTD di tipo primario l'impiego di bruciatori di tipo low-NOx.

Per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto, in Rif. 2 sono riportati i consumi attesi per un'unità Vacuum come da Tabella 2-17. In Tabella 2-18 sono riportati i consumi dell'impianto da basi di progetto.

Tabella 2-17: Da BREF: Consumi attesi per impianti Vacuum

	Consumi per t di alimentazione
Fuel	400÷800 MJ/t*
Electricity	1.5÷4.5 kWh/t*
Steam	20÷60 kg/t
Cooling water (Delta T = 17°C)	3÷5 m ³ /t

Tabella 2-18: Raffineria di Venezia: Consumi Vacuum da basi di progetto

	Consumi per t di alimentazione
Fuel	585 MJ/t*
Electricity	6,8 kWh/t*
Steam	36 kg/t
Cooling water (Delta T = 17°C)	6,8 m ³ /h

*Considerando la somma dei consumi termici ed elettrici, i valori attesi da BREF risultano compresi tra 112,6 e 226,7 kWh/t. I consumi termici ed elettrici complessivi del nuovo impianto Vacuum sono pari a 169,3 kWh/t e quindi pienamente all'interno del range proposto dal BREF.

Dal confronto tra le due tabelle risulta evidente che i consumi di fuel e vapore del nuovo impianto Vacuum risultano allineati con i valori indicati nel BREF, mentre appare un modesto aggravio per il consumo di energia e di acqua di raffreddamento.

È inoltre considerata MTD per gli impianti Vacuum, l'invio delle acque acide dai condensatori da vuoto alla sezione Sour Water Stripper.

Il grado di vuoto previsto per l'impianto è di 60 mmHg in testa colonna. Il valore scelto, abbinato all'installazione dei precodensatori, permette l'ottimizzazione dei consumi di vapore agli eiettori e dell'acqua di raffreddamento usata per la condensazione dello stesso.

2.14.2. Hydrocraker

L'impianto Hydrocracker, di capacità 3.000 t/g, sarà in grado di lavorare gasolio medio e pesante proveniente dall'impianto Vacuum (MVGO e HVGO), e sarà in grado di incrementare la produzione di diesel, a basso tenore di zolfo (<10 ppm) e a basso contenuto di aromatici di circa 500 kt/anno.

L'unità in oggetto prevede l'installazione di tre nuovi forni (forno di prima fase, di seconda fase e forno carica frazionatore); i forni saranno alimentati con fuel gas opportunamente integrato da metano. Tale assetto è in linea con quanto previsto nel Rif.1 (pag. 583) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di SOx: è considerata MTD di tipo primario l'impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, massimizzando l'utilizzo del gas di Raffineria desolfurato e soddisfacendo il resto del fabbisogno energetico con combustibili liquidi a basso tenore di zolfo. I forni inoltre saranno dotati di bruciatori a bassa emissione di NOx. Le nuove unità di combustione risultano in linea con quanto previsto nel Rif. 1 (pag. 582 e 583) per il miglioramento dell'efficienza energetica e per la gestione globale della combustione e dei combustibili.

Per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto, in Rif. 2, (Paragrafo 3.13) sono riportati i consumi attesi per un'unità di Hydrocracking (vedi Tabella successiva).

Tabella 2-19: Da BREF: Consumi attesi per impianti di Hydrocracking

	Consumi per t di alimentazione
Fuel	400÷ 1.200 MJ/t
Electricity	20÷150 kWh/t
Steam	30÷300 kg/t
Cooling water (Delta T = 17°C)	10÷300 m ³ /t

I valori corrispondenti per la nuova sezione della Raffineria sono stati calcolati con riferimento alla carica di progetto di 3.000 t/g. Tali valori sono riportati nella Tabella seguente.

Tabella 2-20: Raffineria di Venezia: Consumi Hydrocraking da basi di progetto

	Consumi per t di alimentazione
Fuel	773 MJ/t
Electricity	76 kWh/t
Steam	190 kg/t
Cooling water (Delta T = 17°C)	14 m ³ /t

Dal confronto tra le tabelle sopra riportate risulta evidente che i consumi del nuovo impianto di Hydrocraking risultano allineati con i valori indicati nel BREF.

I rifiuti solidi addizionali prodotti dalla nuova unità di Hydrocraking sono costituiti dai catalizzatori esausti; la carica dei reattori è pari a 194 t ed i catalizzatori utilizzati sono rigenerabili con cadenza biennale ed hanno una durata di due cicli di marcia. Il consumo medio annuale è pari quindi a circa 50 t/a; tale valore è allineato con quanto indicato in Rif.2 (Paragrafo 3.13) dove è previsto un consumo medio annuale pari a 50÷200 t/a.

Inoltre, sempre in Rif. 2, Paragrafo 5.13, vengono indicate le seguenti tecniche da utilizzare per le unità di Hydrocraking:

- trattamento degli off gas ricchi in H₂S negli impianti di lavaggio con ammine e nelle unità SRU;
- trattamento delle acque reflue, ricche in H₂S e composti azotati, nelle unità di Sour Water Stripper;
- utilizzo di tecniche di rigenerazione del catalizzatore in cooperazione con il fornitore;
- unità termicamente integrate con sistema di 4 separatori;
- recupero di energia basato sul salto di pressione del liquido.

Il nuovo impianto della Raffineria risulta allineato a quanto previsto nel BREF in quanto:

- Tutti i prodotti contenenti H₂S verranno trattati con dedicati sistemi di lavaggio amminico (MDEA) in grado di ridurre il tenore di H₂S nel gas a valori inferiori a 100 ppm; è prevista inoltre una nuova unità di rigenerazione dell'ammina (ARU) dimensionata per trattare tutta l'ammina utilizzata nei processi di lavaggio dell'unità Hydrocraker. I gas acidi di testa della colonna di rigenerazione verranno trattati in una nuova unità Claus, descritta di seguito.
- Le acque reflue acide generate nel nuovo impianto verranno trattate in una nuova unità Sour Water Stripper (Unità SWS), dimensionata in maniera tale da

coprire non solo la produzione incrementale ma da comportare anche un incremento della capacità di lavorazione delle unità SWS di Raffineria, aumentando così il grado di affidabilità e disponibilità complessivo del sistema di trattamento acque acide. I gas di testa colonna verranno inviati al nuovo impianto Claus.

- Per il catalizzatore, come già riportato, sono previsti due cicli con rigenerazione effettuata fuori sito.
- L'unità è termicamente integrata con configurazione a 4 separatori.
- L'unità è ad alta pressione e viene utilizzato un sistema di recupero di energia basato sul salto da alta a bassa pressione sul liquido mediante turbina.

2.14.3. Impianto Recupero Zolfo

La nuova unità di Recupero Zolfo che lavorerà in parallelo alle esistenti (RZ1 e RZ2) è un'unità di tipo tradizionale, ad aria non arricchita. E' prevista un'unità di trattamento dei gas di coda (TGTU) e un postcombustore catalitico dell'H₂S residuo a SO₂ prima dell'immissione in atmosfera.

Le migliori tecniche disponibili indicate in Rif. 1 (pag. 588) e Rif. 2, (Paragrafo 5.23) sono le seguenti:

- Assicurare un'efficienza non inferiore al 99,5% per gli impianti nuovi e non inferiore al 99% per gli impianti esistenti. Monitorare l'efficienza di recupero;
- Dimensionare l'unità di Recupero Zolfo in maniera tale che possa trattare tutto l'idrogeno solforato in carica alla sezione;
- Installare almeno due unità di Recupero Zolfo in parallelo, in maniera tale da garantire il tenore di emissione di zolfo nelle condizioni normali di esercizio e durante le fermate programmate;
- Recuperare nell'unità di Recupero Zolfo anche il gas di testa contenente H₂S ed NH₃ proveniente dall'unità di Sour Water Stripper;
- Massimizzare il fattore di utilizzo impianto al 95÷96% incluso il periodo di fermata per manutenzione programmata;
- Mantenere un rapporto ottimale H₂S/SO₂ mediante un sistema di monitoraggio di processo.

La nuova unità di Recupero Zolfo della Raffineria risulta allineata alle MTD in quanto:

- L'indice di conversione dell'H₂S a zolfo del sistema complessivo (Claus + TGTU) è pari al 99,8%;

- La capacità del nuovo impianto sarà pari a 100 t/giorno di zolfo liquido prodotto, quindi superiore alla produzione massima incrementale prevista dovuta al nuovo Hydrocracker. Si otterrà quindi un incremento della capacità totale di trattamento di gas acidi di Raffineria, garantendo complessivamente un incremento medio della performance (in termini di recupero dello zolfo e riduzione dell'emissione di SO₂) e dell'affidabilità del processo di desolforazione dei gas e recupero zolfo nel suo insieme;
- La nuova unità Recupero Zolfo potrà lavorare in parallelo con le unità esistenti RZ1 e RZ2;
- Nell'unità verranno recuperati anche i gas di testa proveniente dal nuovo impianto Sour Water Stripper;
- Il fattore di servizio previsto per la nuova unità è pari al 98%;
- Il nuovo impianto sarà dotato di un sistema di monitoraggio del processo per garantire il rapporto ottimale H₂S/SO₂.

2.14.4. Impianto Produzione Idrogeno

Nel forno della nuova unità Steam Reformer sarà installato un sistema SCR (Selective Catalytic Reduction) per la riduzione delle emissioni di NO_x; tale tecnica è in linea con quanto previsto in Rif. 1 (pag.583).

Sono considerate MTD per gli impianti di Steam Reforming (Rif. 1, pag.590 e 591):

- utilizzare la tecnica di purificazione Pressure Swing Adsorption (PSA) quando è richiesto un elevato grado di purificazione dell'idrogeno;
- nel caso di impiego di PSA, l'utilizzo del gas di spurgo come combustibile nel forno di reforming.

La nuova unità di steam reforming risulta allineata alle MTD in quanto:

- l'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici e presenta un sistema di integrazione energetica tra le varie sezioni d'impianto sia per il preriscaldamento della carica che per la produzione/surriscaldamento del vapore utilizzato nella reazione;
- l'unità PSA ha la funzione di purificare la corrente di idrogeno prodotta nell'unità di produzione idrogeno che viene utilizzata nelle unità di desolforazione. Date le specifiche di severità delle unità stesse l'idrogeno introdotto deve avere elevate caratteristiche di purezza e pertanto la gestione del PSA viene fatta in relazione a tali esigenze, garantendo fino a un minimo di 99,5 % di purezza;
- il purge gas dell'unità PSA viene alimentato come combustibile al forno di reforming dell'unità di produzione idrogeno.

Per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto, in Rif. 2, paragrafo 3.14 sono riportati i consumi attesi per un'unità di Steam Reforming (Tabella 2-22) e i consumi attesi per la nuova unità (Tabella 2-21).

Tabella 2-21: Da BREF : Consumi attesi per impianti di Steam Reforming

	Consumi attesi per t di alimentazione
Fuel	35.000÷ 80.000 MJ/t
Electricity	200÷800 KWh/t
Steam	2.000÷8.000 Kg/t
Cooling water (Delta T = 10°C)	50÷300 m ³ /t

Tabella 2-22: Raffineria di Venezia: Consumi Steam Reforming da basi di progetto

	Consumi per t di alimentazione
Fuel	12.926 MJ/t
Electricity	435 kWh/t
Steam	2.383 kg/t
Cooling water (Delta T = 17°C)	22 m ³ /t

Dal confronto tra le tabelle sopra riportate risulta evidente che i consumi del nuovo impianto di Steam Reforming risultano allineati con i valori indicati nel BREF.

2.14.5. Serbatoi di Stoccaggio

In Rif. 1 (pagg. 146÷147) sono indicate le MTD per lo stoccaggio e movimentazione dei prodotti e per la prevenzione delle perdite da serbatoi; le principali sono di seguito riportate:

- utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio dei prodotti volatili;
- installazione di guarnizioni doppie sul tetto galleggiante;
- installazione di doppi fondi sui serbatoi benzina, kerosene e gasolio.

I nuovi serbatoi previsti dal Progetto Serenissima sono allineati alle MTD in quanto i serbatoi per lo stoccaggio di prodotti volatili saranno del tipo a tetto galleggiante con doppia tenuta, con la conseguente minimizzazione delle emissioni in atmosfera nella fase di caricamento del serbatoi; inoltre, avranno doppio fondo al fine di impedire la propagazione di eventuali perdite nel terreno sottostante.

2.15. Fase di Cantiere

L'allestimento del cantiere sarà operato in modo da garantire il rispetto delle più severe norme in materia di salute e 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 trasporti, la produzione di rumori e polveri, dovuti alle lavorazioni direttamente ed indirettamente collegate all'attività del cantiere, ed infine gli apporti idrici ed energetici.

La durata della fase di cantiere per la costruzione dei nuovi impianti è stata stimata su base statistica in circa 36 mesi, comprensiva della fase di realizzazione delle opere civili e della fase dei montaggi elettromeccanici delle varie componenti del progetto. L'inizio dei lavori per il progetto è previsto entro il 2008.

Il numero medio di occupati nei lavori di cantiere sarà in media di 600 persone, con picchi previsti attorno a 1.000 persone (valore di picco).

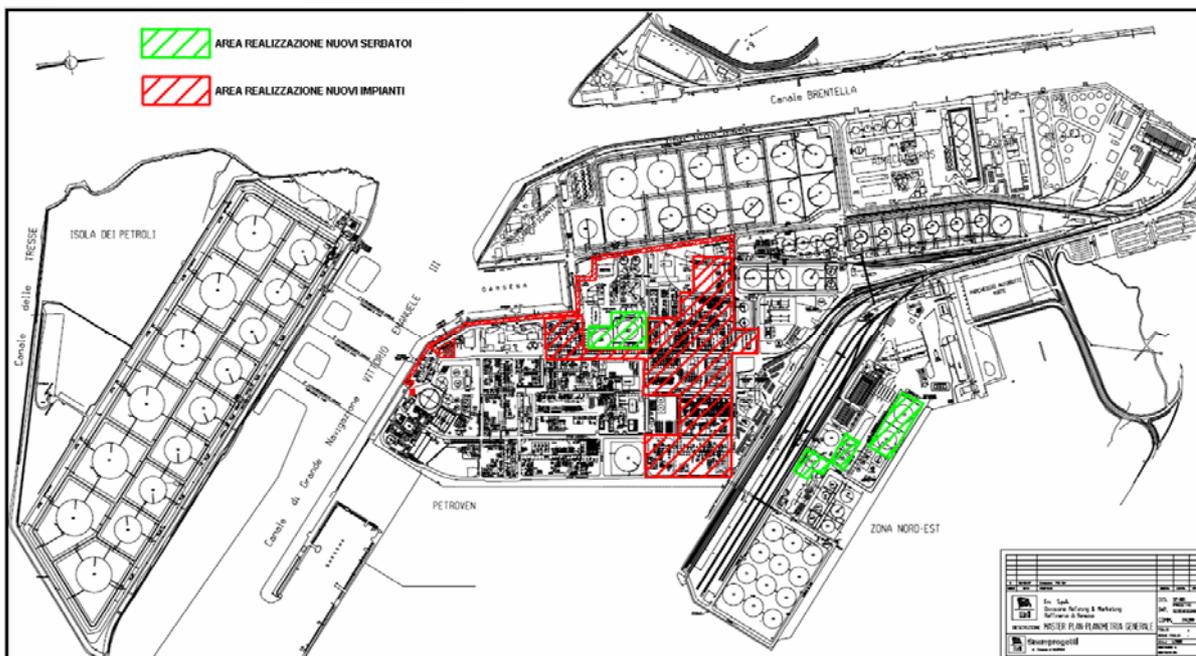
Durante la realizzazione dei nuovi impianti, verrà parzialmente modificato anche l'attuale parco serbatoi di Raffineria. In particolare, alcuni dei serbatoi attualmente in uso verranno smantellati e ne verranno costruiti altri sostitutivi di maggior capacità. Inoltre, altri serbatoi subiranno una modifica nella destinazione d'uso. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo 2.11.3.

2.15.1. Attività di sbancamento e demolizione

Per la realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi si eseguirà uno scavo di sbancamento ad una profondità media di circa 1,50 m sul quale poggiare le fondazioni di item minori (pompe, plinti pipe rack), le opere di drenaggio (pozzetti), le altre reti interrate (masselli, tubazioni). La stessa realizzazione di palificate o consolidamenti del terreno potrà essere eseguita sempre da questo piano di sbancamento.

L'area complessiva interessata dalle attività per la realizzazione dei nuovi impianti e per la realizzazione dei nuovi serbatoi avrà un'estensione pari a circa 75.000 m² (65.000 m² in area impianti e 10.000 m² in area Nord-Est). Nella Figura 2-15 viene riportata l'ubicazione delle aree di realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi.

Figura 2-15: Ubicazione aree di realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi



Per le fondazioni più importanti dovute a carichi notevoli verranno realizzate fondazioni a sezioni obbligate fino alla quota necessaria utilizzando, ove necessario, palificazioni.

L'area in cui è prevista l'installazione dei principali nuovi impianti descritti nei capitoli precedenti è attualmente occupata da un magazzino e da un'officina. Tali edifici verranno demoliti per consentire l'installazione dei nuovi impianti.

L'officina verrà rilocata in un fabbricato esistente posto all'interno della Raffineria che verrà in tale occasione sottoposto a ristrutturazione. Il magazzino e l'adiacente fabbricato con carro ponte verrà invece costruito in un'area interna della Raffineria.

2.15.2. Operazioni di Smantellamento dei Serbatoi Esistenti

Sarà preventivamente predisposto il cantiere comprendente il trasporto dei mezzi impiegati, l'installazione del box adibito a spogliatoio/magazzino la realizzazione di allaccio idrico antincendio alla rete di stabilimento posta in prossimità al cantiere.

Previa bonifica si procederà all'apertura di un varco, sulla parete, delle dimensioni di circa 5,00 m di larghezza e circa 5,00 m di altezza per consentire l'accesso all'interno del serbatoio e la demolizione del tetto galleggiante posato a terra. Per realizzare tale varco si procederà mediante taglio a freddo della lamiera metallica utilizzando idonea attrezzatura. Verrà quindi rimossa la lamiera metallica mediante utilizzo di cesoia idraulica montata su escavatore cingolato.

Si procederà quindi alla demolizione del tetto galleggiante adagiato a terra all'interno del serbatoio metallico. Tale demolizione sarà eseguita a freddo.

Il tetto verrà diviso in settori di pezzatura camionabile e progressivamente caricato su idonei automezzi per essere evacuato dal cantiere e smaltito secondo quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 in termini di gestione dei rifiuti. Sgombrato il tetto rimarrà un contenitore cilindrico completamente vuoto. Le dimensioni dei serbatoi sono tali da consentire lo svolgimento delle successive attività di demolizione sia dall'interno che dall'esterno dei serbatoi stessi. Si procederà quindi alla demolizione delle pareti dei serbatoi utilizzando una cesoia a freddo.

La demolizione dei muri di contenimento del serbatoio avverrà mediante martello pneumatico installato su cingolato. Le porzioni di muro demolite saranno ridotte a pezzatura idonea per essere caricata con pala meccanica sul camion ed evacuata dal cantiere.

Per la demolizione dei serbatoi a tetto fisso, in analogia con quanto detto sopra, l'abbattimento dovrà cominciare nella parte alta dei manufatti e procedere verso il basso, tenendo il fronte di demolizione il più possibile pulito da elementi pericolanti; il lavoro dovrà essere condotto in modo da non pregiudicare la stabilità strutturale dei manufatti.

Occorre prestare particolare cura nell'esecuzione delle opere di rimozione del fondo dei serbatoi: il taglio degli stessi avverrà esclusivamente per mezzo di idro-lance. L'uso di fiamme ed in generale di apparecchiature a fuoco è da escludere totalmente a causa del rischio di presenza di sacche di vapori di idrocarburi imprigionate al disotto del fondo del serbatoio stesso.

2.15.3. Attività di Costruzione

Anche in questo caso le attività di cantiere prevedono, tra le diverse fasi operative, lo scavo di terreni per la costruzione di fondazioni e manufatti.

Esistono in Raffineria consolidate procedure per la gestione delle attività di scavo dei terreni e, pertanto, in caso di eventuale presenza di materiali contaminati verranno intraprese tutte le misure necessarie per eliminare cause ed effetti.

In questa fase potranno essere utilizzati macchinari speciali (ad esempio macchine per l'installazione di pali di fondazione) e non si esclude l'effettuazione in campo di saldatura e trattamento termico dei principali item (colonne e reattori). Tuttavia, le attività si svolgeranno in un'area circoscritta e per tempi limitati e si può dunque ritenere che in questa fase gli impatti durante la fase di costruzione siano non rilevanti.

Infine, durante le attività di costruzione, verranno adottate specifiche tecniche che evitano di mettere in comunicazione la falda superficiale e la falda più profonda al fine di evitare fenomeni di cross-contamination.

2.15.4. Produzione di rifiuti

Durante le varie attività di cantiere esposte nei precedenti paragrafi verranno prodotte diverse tipologie di rifiuti sintetizzate nella Tabella riportata di seguito. I quantitativi riportati rappresentano una stima indicativa ricavata dall'esperienza.

Tabella 2-23: Rifiuti prodotti durante le attività di cantiere

Descrizione del rifiuto	Codice CER	Fase di provenienza	Quantità	Recupero Smaltimento
Terra e rocce	170504	Scavi per nuove fondazioni	154.500 t	D/R
Terra e rocce contenenti sostanze pericolose	170503*	Scavi per nuove fondazioni	47.000 t	D
Rifiuti misti pericolosi		Attività di smantellamento serbatoi	2.000 t	D
Morchie e fondi da serbatoi	050103*	Bonifiche propedeutiche a demolizioni di serbatoi	350 m ³	D
Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose	161105*	Coibentazioni	10 t	D
Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, non pericolosi	161106	Coibentazioni	10 t	D
Ferro e acciaio	170405	Demolizioni di serbatoi e strutture metalliche	1.811 t	R
Cavi	170411	Da demolizioni	20 t	R
Altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione, contenenti sostanze pericolose	170903*	Demolizioni sopra suolo (Colette in calcestruzzo)	80 m ³	D
Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione	170904	Demolizioni di fabbricati	150 m ³	D/R
Calcestruzzo	170101	Demolizioni di fabbricati	5.000 t	D/R
Acque di agottamento da scavi	191308	Eventuali acque di agottamento da scavi	500 m ³	D
Materiali isolanti contenenti amianto	170601*	Demolizioni di fabbricati	385 m ²	D

Il quantitativo di terre di scavo potenzialmente contaminate riportato nella precedente tabella è stato stimato sulla base dei risultati delle indagini su suolo e sottosuolo finora condotte in sito. Sulla base delle valutazioni svolte, è stato stimato che, su un quantitativo totale di terreno scavato pari a 112.000 m³, circa 86.000 m³ (pari a circa 154.500 t) risulteranno presumibilmente puliti mentre i restanti 26.000 m³ (pari a 47.000 t) potenzialmente contaminati da metalli pesanti e idrocarburi. In particolare si stima che il 25% di questi ultimi sarà potenzialmente contaminato da metalli pesanti (area Nord-Est), mentre il 75% da idrocarburi (area impianti).

Le stime sopra proposte sono da considerarsi estremamente preliminari e in futuro verranno effettuate delle indagini integrative che consentiranno valutazioni più precise. In particolare, è attualmente in corso di predisposizione il Piano di Bonifica (PDB) dei suoli dell'intero sito di Raffineria, che farà riferimento alle “Nuove norme in materia ambientale”, contenute nel D. Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, entrato in vigore in data 29 aprile 2006.

Le attività di scavo e di caratterizzazione/gestione dei terreni connessi agli interventi di costruzione dei nuovi impianti, saranno inserite ed autorizzate all'interno di tale Piano di Bonifica così come i piani di gestione specifici per il terreno di scavo prodotto. Per maggiori dettagli si veda il Quadro di Riferimento Ambientale.

L'utilizzo di piani di gestione dei terreni di scavo consentirà di:

- soddisfare le indicazioni normative che privilegiano il reimpiego diretto dei materiali nei luoghi di produzione;
- ridurre i trasporti all'esterno dell'area di Raffineria per lo smaltimento delle terre di scavo, con una conseguente significativa riduzione del traffico in fase di cantiere e delle emissioni di inquinanti dei mezzi di trasporto;
- ridurre i cumuli di terre di scavo e la loro permanenza nelle aree di cantiere, con la conseguente diminuzione dell'emissione di polveri dovuta alla loro movimentazione ed erosione da parte del vento.

3. DESCRIZIONE RAFFINERIA POST OPERAM E CONFRONTO CON ASSETTO ANTE OPERAM

3.1. Bilanci Materiali ed Energetici

3.1.1. Bilancio di materia

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

La previsione indicativa del futuro bilancio di materie prime in lavorazione e il confronto con dati relativi alla configurazione attuale sono riportati nella seguente Tabella.

Tabella 3-1: Previsione Materie Prime in Lavorazione alla Raffineria alla Massima Capacità di Lavorazione Autorizzata

MATERIA IN ENTRATA	Configurazione attuale	Configurazione futura
	Quantità (kt/a)	Quantità (kt/a)
Greggi	4.235	4.515
Semilavorati	707	480
TOTALE ENTRATE	4.942	4.995

I prodotti finali subiranno un sostanziale cambiamento attraverso una maggior conversione degli oli combustibili a vantaggio dei prodotti più leggeri.

La successiva Tabella 3-2 riassume la relativa previsione di quantità di prodotti lavorati dalla Raffineria, suddivisi per tipologia e il confronto con dati relativi alla configurazione attuale.

Tabella 3-2: Previsione Prodotti Finiti Lavorati dalla Raffineria alla Massima Capacità di Lavorazione autorizzata

	Configurazione attuale	Configurazione futura*
MATERIA IN USCITA	Quantità (kt/a)	Quantità (kt/a)
GPL	74	45
Virgin Nafta	146	212
Benzine	972	927
Kero da introduzione	124	0
Kero autoproduzione	0	207
Gasolio da introduzione	310	0
Gasolio autoproduzione	1.797	2.130
Olio combustibile	875	645
Bitume	333	400
Zolfo	15	41
TOTALE PRODOTTI	4.646	4.607
Consumi e Perdite	296	388
TOTALE USCITE	4.942	4.995

*Nella configurazione futura si ha una riduzione delle introduzioni di kero e Gasolio da esterno legata alla maggiore autoproduzione pari a 380 kt/a.

Come evidenziato dal confronto riportato in Tabella 3-2, le modifiche previste ai cicli produttivi consentiranno di incrementare la produzione di distillati e di diminuire parallelamente quella di olio combustibile. In particolare è importante sottolineare che, a differenza della configurazione attuale nella quale parte del kero e del gasolio prodotti viene importata dall'esterno come semilavorato o finito, nella configurazione futura tali distillati verranno interamente autoprodotti.

L'adozione delle migliori tecnologie disponibili per i nuovi impianti migliorerà la qualità dei prodotti con un aumento dei distillati, a parità di greggio di introduzione, di elevata qualità in termini di basso tenore di zolfo ed aromatici.

Per produrre l'idrogeno necessario per il processo di Hydrocracking verrà consumato metano. Nello specifico, il nuovo Steam Reformer utilizzerà un quantitativo di 20.146 kg/h di metano per produrre un quantitativo massimo di circa 55.000 Nm³/h di idrogeno ad alta purezza, che verrà inviato agli impianti utilizzatori di Raffineria.

3.1.2. Produzione di Energia Elettrica e Vapore

La nuova unità di cogenerazione composta dalla nuova turbina a gas con caldaia a recupero andrà ad integrare l'esistente sistema di produzione vapore ed energia elettrica di Raffineria. In particolare, a seguito dell'installazione della nuova unità di

cogenerazione, la caldaia B02 dell'esistente sistema impianto COGE verrà spenta e messa in riserva a freddo e utilizzata solo in caso di emergenza.

L'impianto COGE esistente nella futura configurazione di raffineria sarà così strutturato dal punto di vista termico:

- 1 caldaia a recupero (B01) che utilizza il calore residuo dei fumi provenienti da Turbogas esistente e postcombustione da 125 t/h a 43 barg (di cui 50 t/h fornite a solo recupero e 75 t/h a solo postcombustione);
- 2 degasatori da 263 m³/h, 140°C, 2,2 barg;
- 1 turbina a gas (TG01) da 25,6 MW elettrici;
- 1 turbina a vapore (TGV01) da 8,1 MW, con spillamento da 8 t/h a 24 barg per abbattimento NOx nel turbogas esistente, 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 processo.

I fumi di scarico della TG01 alimenteranno la caldaia a recupero dotata di postcombustione (B01).

Il vapore prodotto dalla caldaia B01 verrà 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.

Nella Tabella seguente sono riportati i dati relativi alla produzione complessiva di vapore ed energia elettrica nella configurazione impiantistica futura e il confronto con dati relativi alla configurazione attuale.

Tabella 3-3: Produzione Media Annuale di Energia Elettrica e Vapore

	U.d.m.	Impianto	Configurazione attuale	Configurazione futura
Produzione di vapore	t/a	Da caldaia B03	-	1.043.000
		Da caldaia B01	1.039.665*	559.484
Produzione di Energia Elettrica	MWh/a	Gruppo a vapore TGV01	235.501	235.501
		Gruppo Turbogas TG01		
		Gruppo Turbogas TG03	-	391.000

*Comprende anche la produzione di vapore della caldaia B02

La produzione di energia elettrica dal turbogrupo a gas TG01, dal turbogrupo a vapore TGV01 e dal nuovo turbogrupo TG03 consentirà 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.

L'autoproduzione di energia elettrica consentirà 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.

3.1.3. Consumi di Energia Elettrica e Combustibili

Le nuove unità in progetto necessitano tanto di energia termica che elettrica. La potenza elettrica assorbita dai nuovi impianti sarà pari a circa 17 MW, con impianti in marcia normale. La Tabella 3-4 indica la potenza elettrica assorbita da ciascun impianto.

Tabella 3-4: Potenza Elettrica Assorbita dai nuovi impianti

Impianto	Potenza Elettrica Assorbita (MW)
Vacuum	2
Hydrocracker	9,52
Steam Reformer	2,5
Recupero Zolfo	0,3
Rigenerazione Ammina	0,22
Sour Water Stripper	0,03
Utilities	2,36

L'energia elettrica fornita dalla nuova Turbogas è pari a circa 40 MW con un autoconsumo di 820 kW.

Nell'ambito del progetto è prevista l'installazione di nuovi forni, di una turbina a gas e di una caldaia a recupero. La Tabella 3-5 riporta la loro identificazione e la potenza termica di ciascuno di essi. I nuovi forni, la nuova caldaia a recupero e la Turbogas saranno dotati di bruciatori a bassa emissione di NOx.

Tabella 3-5: Elenco dei Forni Installati nelle nuove unità e nella nuova Turbogas

Id Forno	Impianto	Combustibile	Potenza (MW)
61F01	Vacuum	Fuel gas con opportune integrazione di metano	47
60F01	Hydrocracker	Fuel gas con opportune integrazione di metano	32,8
60F02	Hydrocracker	Fuel gas con opportune integrazione di metano	
60F03	Hydrocracker	Fuel gas con opportune integrazione di metano	
62F01	Steam Reformer	Fuel gas con opportune integrazione di metano	102
65H01	Recupero Zolfo	Fuel gas con opportune integrazione di metano	1,4
Turbina a gas	Sistema cogenerativo	Metano	120
Caldaia a recupero di fumi B03	Sistema cogenerativo	Fuel gas con opportune integrazione di metano	43,6

I nuovi impianti utilizzeranno fuel gas con opportune integrazioni di metano, mentre la nuova turbina a gas sarà alimentata a metano. Il loro consumo sarà come di seguito indicato:

- Vacuum: 4.650 Nm³/h di fuel gas.
- Hydrocracker: relativamente al funzionamento di tutti e tre i forni a fuel gas, il consumo è pari a 2.932 Nm³/h;
- Steam Reformer: 1.575 kg/h di fuel gas + off gas autoprodotta dallo stesso impianto (marcia a massima potenzialità con alimentazione metano);
- Recupero Zolfo: 117 Nm³/h di fuel gas;
- Sistema cogenerativo: 12.300 Nm³/h di metano e 6.113 Nm³/h di fuel gas.

Le caldaia B01 verrà anch'essa alimentata solo da fuel gas (2000 Nm³/h) con opportune integrazioni di metano a differenza dell'assetto attuale che prevede anche l'alimentazione di una quota di fuel oil.

3.2. Uso di Risorse

3.2.1. Acqua

I nuovi impianti di Raffineria richiedono un approvvigionamento idrico integrativo di circa 153 m³/h, emunti dal fiume Sile.

I fabbisogni idrici aggiuntivi per i nuovi impianti sono riportati nella tabella seguente (con il segno – si indicano i consumi).

Tabella 3-6: Bilancio idrico e di vapore per i nuovi impianti

Impianto	Vapore			Condensa kg/h	Acqua		
	HP	MP	LP		BFW	Demi	Grezza
	kg/h	kg/h	kg/h		kg/h	kg/h	kg/h
Vacuum		12.000	-10.500	2.000	-30.000		
Hydrocracker		-23.780		21.000	-16.347		
Steam Reformer	26.400					-66.657	
Recupero Zolfo		8.850	3.850		-13.050		
Sour Water Stripper			-5.740	6.000	-200		
Unità Rigenerazione Ammina			-13.500	13.800	-200		
Sistema cogenerativo	21.500				-84.370*		
Utilities			-13.692	6.000	-5.420	-65.217	-153.374
Impianto demi esistente						-21.500	
TOTALE	47.900	-2.930	-39.582	48.800	-65.217	-153.374	-153.374**

*a carico del sistema esistente

** considera il rendimento dell'impianto di demineralizzazione

Di seguito sono riportati i consumi di acqua di raffreddamento per i nuovi impianti.

Tabella 3-7: Consumi di acqua di raffreddamento per i nuovi impianti

Unità	U.d.m.	Fresh Cooling Water	Sea Water
Hydrocracker	m ³ /h	-1.820	
Vacuum	m ³ /h	-2.000	
Steam Reformer	m ³ /h	-240	
Sour Water Stripper	m ³ /h	-140	
Unità Rigenerazione Ammina	m ³ /h	-42	
Recupero Zolfo	m ³ /h	-150	
Sistema cogenerativo	m ³ /h	0	
Impianto Trattamento Acque -ITA2-	m ³ /h	-50	
Sistema aria compressa	m ³ /h	-20	
Circuito acqua di raffreddamento	m ³ /h	4.486	-4.486
Torcia & Blowdown	m ³ /h	-24	
TOTALE	m³/h	0	-4.486

L'unità di raffreddamento è caratterizzata da prelievi idrici dell'acqua mare pari a circa 4.486 m³/h, mentre il circuito chiuso di raffreddamento viene integrato con circa 2 m³/h di acqua demineralizzata di make-up.

Nella tabella di seguito riportata vengono indicati i consumi idrici per la configurazione futura della Raffineria e il confronto con i rispettivi dati relativi alla situazione attuale.

Tabella 3-8: Consumi idrici per la configurazione futura di Raffineria e confronto con la configurazione attuale

	U.d.m	Raffineria Attuale	Raffineria Futura
Acqua Potabile e Industriale	m ³ /h	257	410
Acqua di raffreddamento	m ³ /h	6.915	11.401

3.2.2. Suolo e Sottosuolo

Le aree su cui verranno realizzati i nuovi impianti di estensione pari a circa 75.000 m², considerando anche le aree dedicate alla realizzazione dei nuovi serbatoi, ricadono su suolo industriale all'interno del perimetro attuale di Raffineria in zone solo parzialmente utilizzate.

Le nuove aree occupate saranno complessivamente pari a circa il 7% della superficie totale delimitata dal perimetro di Raffineria (pari a circa 110 ettari).

Dai risultati analitici della caratterizzazione sui suoli è emerso che 16 sondaggi, ubicati all'interno delle aree interessate dalla realizzazione dei nuovi impianti, presentano campioni di terreno con concentrazioni eccedenti i limiti normativi per gli idrocarburi, leggeri e pesanti, e per gli aromatici. La contaminazione interessa soprattutto gli strati più superficiali di terreno per uno spessore medio di circa 1 m.

Preliminarmente alla realizzazione dei nuovi impianti si intraprenderanno tutte le azioni richieste dalla vigente normativa in particolare finalizzate allo svincolo delle aree di interesse. Nell'ambito dell'esecuzioni di queste attività verranno predisposti specifici piani di gestione dei materiali di scavo.

3.3. Interferenze con l’Ambiente

3.3.1. Emissioni in Atmosfera

3.3.1.1. Emissioni Convogliate

Nel progetto di realizzazione dei nuovi impianti è prevista l’installazione di 6 nuovi forni, di una Turbogas e di una caldaia a recupero (si veda Tabella 3-5: Elenco dei Forni Installati nelle nuove unità e nella nuova Turbogas) che costituiranno nuove sorgenti di emissioni continue di Raffineria.

Le emissioni relative all’impianto Recupero Zolfo saranno convogliate al nuovo camino impianto zolfo denominato E22N (di altezza prevista pari a 55 m e diametro interno di 2 m), mentre quelle relative agli altri interventi al un nuovo camino centralizzato denominato E21N (di altezza prevista pari a 110 m e diametro interno di 6,7 m). La Turbogas sarà dotata di un camino ausiliario che verrà utilizzato solo in fase di avviamento o in emergenza (ad esempio fermata della caldaia a recupero B03) e quindi sarà caratterizzato da una emissione di fumi trascurabile.

L’ubicazione dei nuovi camini è indicata nell’Allegato 4.

Per quanto riguarda gli impianti di produzione di energia elettrica e vapore previsti per la configurazione futura di Raffineria (Turbogas TG01, caldaia B01, Turbogas TG03 e caldaia B03 in esercizio) si evidenzia che:

- la caldaia B01 verrà alimentata solo da fuel gas con opportune integrazioni di metano a differenza dell’assetto attuale che prevede anche l’alimentazione di una quota di fuel oil. Le modifiche all’impianto COGE esistente (messa in riserva fredda della caldaia B02, alimentazione alla caldaia B01 di soli combustibili gassosi) comporteranno un sostanziale miglioramento delle emissioni in atmosfera prodotte da tale unità rispetto alle produzioni attuali.
- l’utilizzo di combustibili gassosi e l’installazione di un dispositivo SCR di trattamento fumi per le unità del nuovo sistema di cogenerazione (turbogas TG03 e caldaia a recupero B03), garantiranno emissioni contenute di NO_x, PST e SO₂.

La caldaia B02, attualmente in esercizio, come anticipato nei precedenti capitoli, verrà invece messa in riserva a freddo e utilizzata solo in caso di emergenza.

Nella Tabella 3-9 sono riportate le caratteristiche dei flussi emissivi prodotti dalla COGE esistente (TG01 e B01 in esercizio) per la configurazione impiantistica futura confrontati con quelli della configurazione attuale (TG01, B01 e B02 in esercizio).

Tabella 3-9: Flussi emissivi della COGE esistente per la configurazione futura e confronto con dati attuali

Parametro	Configurazione attuale		Configurazione futura	
	TG01, B01 e B02 in esercizio		TG01, B01 in esercizio	
	kg/h		kg/h	
SO ₂	86,4		17,11	
NO _x	64,7		45,45	
PST	3,2		0	
CO	10,4		4,45	

Nella Tabella 3-10 sono invece riportati i flussi emissivi previsti per la nuova Turbogas TG03 e la nuova caldaia a recupero B03.

Tabella 3-10: Flussi emissivi del nuovo gruppo cogenerativo previsti per la configurazione futura

Parametro	TG03 e B03	
	kg/h	mg/Nm ^{3*}
SO ₂	2,84	5,99
NO _x	9,48	20,00
PST	0,00	0,00
CO	9,15	19,31

*Concentrazione riferita ad un contenuto di O₂ nei fumi pari al 15%.

Per quanto riguarda i nuovi impianti di processo, si evidenzia che :

- tutti i nuovi forni bruceranno solo fuel gas opportunamente integrato con metano e off gas (gas di ricircolo) che garantirà emissioni trascurabili di PST e la limitazione delle emissioni di SO₂;
- tutti i nuovi forni saranno adottati bruciatori Low NOx che garantiranno emissioni di NOx contenute;
- nel nuovo impianto di produzione idrogeno sarà installato un dispositivo SCR di trattamento fumi che garantirà emissioni di NOx contenute;
- il nuovo impianto Claus (che convoglierà le proprie emissioni al camino impianto zolfo), essendo dotato di un'unità di trattamento del gas di coda (TGTU), avrà una conversione dell' H₂S del 99,8%, in linea con le MTD (Migliori Tecniche Disponibili) che, per impianti di questo tipo, richiedono una conversione minima del 99,5%.

Il progetto prevede anche la realizzazione di una nuova torcia, le cui emissioni, a carattere discontinuo, sono considerate trascurabili (si veda il Paragrafo 2.9).

Nella seguente Tabella sono riportate le caratteristiche dei flussi emissivi prodotti dai singoli nuovi impianti.

Tabella 3-11: Flussi emissivi dei nuovi impianti

Impianto	Portata	Inquinanti Emessi							
		SO ₂		NO _x		CO		Polveri	
		Nm ³ /h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³
Vacuum	46.342	79,41	3,68	150,00	6,95	58,26	2,70	0,00	0,00
Steam Reformer	116.882	15,06	1,76	17,54	2,05	24,98	2,92	0,00	0,00
Hydrocracker	32.428	79,25	2,57	150,00	4,86	58,28	1,89	0,00	0,00
Unità Recupero Zolfo	10.500	1000,00	10,50	100,00	1,05	150,00	1,58	40,00	0,42

Per quanto riguarda le emissioni di CO₂ dei nuovi impianti, è stato stimato che in caso di funzionamento continuo per 8.760 h/a, le loro emissioni di CO₂ saranno annualmente pari a circa 737.532 t, di cui 464.990 t prodotte dallo Steam Reformer.

La Tabella 3-12 riporta le caratteristiche del flusso emissivo complessivo di Raffineria relativo alle concentrazioni medie attese per ogni cammino nella configurazione futura.

Questo scenario emissivo, in analogia con la situazione attuale, sarà utilizzato per la stima della ricaduta degli inquinanti nello scenario di progetto.

Tabella 3-12: Caratteristiche del Flusso Emissivo Medio Annuale – Scenario Futuro

Camino	Ore funzionamento	Portata (Nm ³ /h)	Inquinanti Emessi							
			SO ₂		NO _x		CO		Polveri	
			mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h
E21	8.760	669.229	16,21	10,85	34,88	23,34	24,90	16,67	0,00	0,00
E22	8.760	10.500	1.000,00	10,50	100,00	1,05	150,00	1,58	40,00	0,42
E3	8.688	21.600	1.101,22	23,79	463,60	10,01	12,96	0,28	41,03	0,89
E8	8.696	20.166	1.103,05	22,24	390,96	7,88	11,95	0,24	40,34	0,81
E12	8.696	22.855	1.103,05	25,21	412,59	9,43	25,90	0,59	55,78	1,27
E14	8.696	31.257	1.103,05	34,48	500,35	15,64	15,44	0,48	36,85	1,15
E15	8.712	23.867	1.102,97	26,32	437,64	10,45	46,37	1,11	66,81	1,59
E16	8.562	12.196	787,68	9,61	369,00	4,50	48,00	0,59	17,78	0,22
E17	8.760	19.236	1.730,52	33,29	272,96	5,25	192,45	3,70	24,65	0,47
E18	8.760	388.753	215,26	83,68	173,00	67,26	15,00	5,83	7,92	3,08
E20	8.760	63.542	961,22	61,08	416,00	26,43	5,00	0,32	46,00	2,92
Totale				341,05		181,24		31,38		12,83
Totale annuo				t/a		t/a		t/a		t/a
				2.949		1.562		273		112

Nella Tabella seguente si riporta infine il confronto tra i flussi emissivi complessivi di Raffineria previsti per la configurazione futura e quelli attuali.

Tabella 3-13: Confronto flussi emissivi configurazione attuale e futura di Raffineria

Parametro	U.d.m.	Configurazione attuale	Configurazione futura
SO ₂	t/a	3.290	2.949
NO _x	t/a	1.524	1.562
CO	t/a	129	273
PST	t/a	145	112

3.3.1.2. Emissioni Diffuse

Per quanto riguarda le emissioni diffuse (derivanti da flange, pompe, valvole, ecc.) non sono previste variazioni apprezzabili rispetto allo stato attuale. La Raffineria, tuttavia, sta effettuando una campagna per la riduzione delle emissioni diffuse che consiste nell'adottare doppie tenute sulle macchine operatrici e organi di regolazione critici,

installazione di doppie tenute su serbatoi dotati di tetto galleggiante, utilizzo di vernici termoriflettenti.

Nella Tabella 3-14 si riporta il confronto tra i flussi emissivi previsti per la configurazione futura ed i valori attuali.

Tabella 3-14: Confronto flussi emissivi configurazione attuale e futura di Raffineria

Parametro	U.d.m.	Configurazione attuale	Configurazione futura
COV	t/a	537	552

3.3.2. Scarichi idrici

Gli scarichi idrici previsti dalle nuove unità sono riportati in Tabella 3-15 e sono costituiti da:

- scarichi di processo, inviati preventivamente a Sour Water Stripper;
- scarichi dall'unità ITA 2;
- acque meteoriche, provenienti dalle nuove aree di impianto.

Tabella 3-15: Effluenti idrici inviati a trattamento e a scarico

Tipologia acqua	U.d.m.	Portata effluente idrico
Acqua da SWS	(m ³ /h)	48,5
Acqua da ITA 2	(m ³ /h)	20
Acqua meteo	(m ³ /h)	3
Fanghi	(m ³ /h)	2,5
TOTALE	(m ³ /h)	74

Tali effluenti andranno ad alimentare l'esistente impianto di trattamento acque di Raffineria, il quale tratta tutti gli streams liquidi convogliati al collettore di fognatura (intesi come acque di processo e acque meteoriche), per essere successivamente scaricati dall'esistente scarico di Raffineria, in attesa di poter essere inviati all'impianto di depurazione di Fusina.

L'impianto di Trattamento acque di Raffineria si compone di due linee di depurazione:

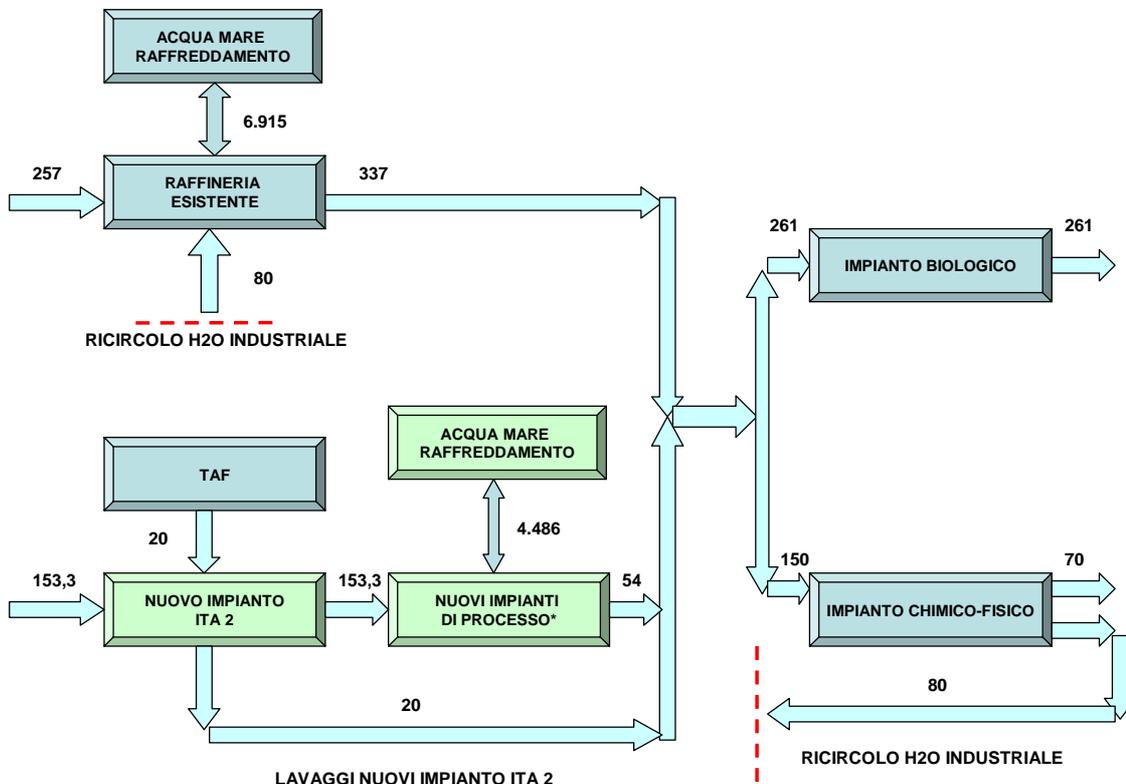
- a. LINEA BIOLOGICO, composta da:
- separatori API e trattamento primario di flottazione;

- trattamento secondario a fanghi attivi (predenitrificazione-ossidazione/nitrificazione – sedimentatori secondari);
 - trattamento terziario su filtri a sabbia a controlavaggio continuo con disinfezione dell’effluente.
- b. LINEA CHIMICO-FISICO, composta da:
- trattamento primario di flottazione;
 - trattamento secondario su filtri a sabbia;
 - trattamento terziario su filtri a carboni attivi.

Per la configurazione futura, l’incremento di produzione di reflui stimato verrà in parte trattato nel biologico ($4 \text{ m}^3/\text{h}$) ed in parte nel chimico fisico ($70 \text{ m}^3/\text{h}$). Nella configurazione attuale, l’impianto chimico–fisico tratta le acque piovane e le acque scolanti provenienti dall’Isola dei Petroli ed è mantenuto in servizio, a capacità limitata, per prevalente riuso interno. La richiesta complessiva della rete servizi acqua industriale, che determina la portata di refluo inviabile a depurazione sulla linea chimico-fisico è infatti pari a ca. il 50÷60% della portata di progetto della stessa, pari a $150 \text{ m}^3/\text{h}$.

Nella seguente Figura e nella Tabella 3-16 è rappresentato schematicamente il bilancio idrico di Raffineria nell’assetto futuro e il confronto con l’assetto attuale.

Figura 3-1: Schema del bilancio idrico medio di Raffineria nella configurazione futura (quantità in m³/h)



*Il nuovo impianto Steam Reforming consuma circa 66 m³/h di acqua demineralizzata per il processo.

Tabella 3-16: Confronto bilancio idrico configurazione attuale e futura

BILANCIO IDRICO			
Parametro	U.d.m.	Configurazione attuale	Configurazione futura
Acqua in ingresso	m ³ /h	257	410
Acqua reflua a trattamento	m ³ /h	257	331
Acqua ricircolata	m ³ /h	80	80

Per trattare i nuovi reflui di processo, la linea chimico fisico dovrà essere sottoposta ad adeguamento tecnologico.

La fase progettuale è stata preceduta da una sperimentazione con impianto pilota per definire il migliore dimensionamento delle sezioni di post-trattamento dell'attuale effluente depurato della linea chimico-fisico.

I risultati della sperimentazione con impianto pilota sono risultati in linea con le attese tecniche ed hanno consentito di individuare una filiera di trattamento, da collocare a valle del trattamento terziario esistente su filtri a carboni attivi, composta da:

- pre-miscelazione con agente ossidante e polielettrolita cationico dell’effluente depurato da filtri a carboni attivi (“IN-LINE FLOCCULATION”);
- filtro a quarzite/pirolusite per rimozione di ferro;
- resina cationica forte (cicli di rigenerazione ad acido cloridrico) per rimozione d’ammoniaca;
- resina selettiva (ad esaurimento) per rimozione dei metalli (selenio);
- neutralizzazione basica (NaOH e Ca(OH)₂).

La qualità delle acque previste per la nuova configurazione impiantistica e il confronto con la configurazione attuale è riportata nella seguente tabella.

Tabella 3-17: Confronto qualità scarichi configurazione attuale e futura

Parametro	U.d.m.	Configurazione attuale	Configurazione futura
Scarico Parziale SM2 – Impianto Biologico			
COD	mg/l	23,2	23,2
BOD5	mg/l	2,7	2,7
Oli minerali	mg/l	0,3	0,3
Ammoniaca	mg/l	0,5	0,5
Azoto nitroso	mg/l	0,2	0,2
Azoto totale	mg/l	4,8	4,8
Solidi sospesi	mg/l	9,2	9,2
Fosfati	mg/l	0,1	0,1
Scarico Parziale SM3 – Impianto Chimico Fisico			
COD	mg/l	22,4	22,4
Oli minerali	mg/l	0,3	0,3
Ammoniaca	mg/l	1,5	1,5
Azoto nitroso	mg/l	0,1	0,1
Azoto totale	mg/l	2,5	2,5
Fosfati	mg/l	0,1	0,1

3.3.3. 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 SpA R&M relative alle caratteristiche di potenza sonora delle apparecchiature prevedono tassativamente valori di emissione sonora inferiori a 85 dB(A). Pertanto tale limite sarà rispettato anche per le apparecchiature rumorose (pompe, compressori, ecc.) previste per il presente progetto. Nel caso in cui la potenza sonora di apparecchiature specifiche 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 nell'area di produzione, garantirà che il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria sia inferiore a 70 dB(A) diurni e notturni e quindi in accordo alla normativa vigente.

3.3.4. Rifiuti

I principali rifiuti solidi addizionali prodotti dalle nuove unità sono costituiti dai catalizzatori esausti e dai rifiuti prodotti dalla attività di manutenzione di tipologia e qualità comparabile a quelli attualmente prodotti dalla Raffineria.

L'adeguamento prevede l'utilizzo di catalizzatori tradizionali, che dal punto di vista chimico-fisico sono del tutto identici a quelli che vengono utilizzati in analoghi processi di desolforazione e che saranno gestiti secondo le normative vigenti in materia di trattamento, smaltimento e gestione rifiuti.

Per le principali caratteristiche dei catalizzatori utilizzati nel processo, la durata dei loro cicli ed i quantitativi, si rimanda al Paragrafo 3.1.1.

La rigenerazione dei catalizzatori delle nuove unità verrà effettuata fuori sito da società specializzate del settore.

Inoltre, si stima la produzione aggiuntiva dei seguenti rifiuti:

- Recupero Zolfo: 15.000 kg di allumina da sostituire ogni due anni;
- ITA 2: 11.800 kg di resina cationica forte, 4.720 kg di resine cationiche deboli, 8.925 kg di resina cationica forte e 3.120 kg di resina anionica debole da sostituire ogni due anni.

La Tabella 3-18 di seguito riporta in sintesi la produzione di rifiuti stimata per i nuovi impianti.

Tabella 3-18: Rifiuti prodotti dai nuovi impianti

Unità di provenienza	Tipologia di rifiuto	Quantità (t/a)
Hydrocracker	Catalizzatori	65
Steam Reformer	Catalizzatori	32
Recupero zolfo	Catalizzatori	7
ITA 2	Resine	14
TOTALE		118

Nella Tabella 3-19 è riportato il confronto tra la produzione di rifiuti prevista per la configurazione futura di Raffineria e i dati attuali.

Tabella 3-19: Confronto produzione di rifiuti configurazione attuale e futura

Parametro	U.d.m.	Configurazione attuale	Configurazione futura
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	5.368	5.486

3.3.5. Traffico

Per quanto riguarda il traffico via terra, nella configurazione futura della Raffineria si prevede una sensibile diminuzione del numero di autobotti impiegate per il trasporto dei prodotti finiti a fronte di un parziale incremento dell'utilizzo di ferrocisterne. In particolare è previsto un aumento del traffico su rotaie di circa 2 ferrocisterne al giorno e una diminuzione del traffico su gomme di circa 12 autobotti al giorno. Tale dato rappresenta un contributo positivo sia per l'alleggerimento del traffico su un'area già caratterizzata da sostanziali problematiche di viabilità sia per la diminuzione delle emissioni di inquinanti in atmosfera legate ai trasporti.

Il traffico marittimo subirà una diminuzione media di circa 41 navi all'anno (-19%) imputabile essenzialmente alla diminuzione dei semilavorati in entrata e dell'olio combustibile in uscita dalla Raffineria.

La Tabella 3-20 riporta il confronto tra i dati di movimentazione di mezzi per la configurazione attuale e futura di Raffineria.

Tabella 3-20: Confronto traffico tra configurazione attuale e futura

Mezzo di trasporto	U.d.m.	Configurazione Attuale	Configurazione Futura
Navi (materie prime e prodotti finiti)	navi/anno	213	172
Autobotti (ATB) (materie prime e prodotti finiti)	ATB/giorno	101	89 (*) (**)
Ferrocisterne (FCC) (Finiti)	FCC/giorno	14	16
Oleodotti (Finiti)	kt/a	3.126	3.218

(*) Decremento legato al trasporto dei prodotti finiti. Il trasporto delle materie prime rimane invariato.

3.4. Serbatoi e Stoccaggi

Per far fronte alle nuove esigenze di stoccaggio derivate dalla parziale differenziazione dello slate dei prodotti, oltre alla realizzazione dei 7 nuovi serbatoi descritti in dettaglio nel paragrafo 2.10, sono previsti i seguenti adeguamenti al parco serbatoi esistente. Nello specifico, gli adeguamenti previsti sono i seguenti:

- smantellamento di 20 serbatoi esistenti;
- modifica nella destinazione d'uso di ulteriori 12 serbatoi esistenti.

Nella Tabella 3-21 e nella Tabella 3-22 seguenti è riportata la descrizione dei serbatoi esistenti che verranno smantellati o la cui destinazione d'uso subirà delle modifiche rispetto all'attuale.

Tabella 3-21: Descrizione dei serbatoi da smantellare

ID	Prodotto	Ubicazione	Categoria	Capacità Max Operativa (m ³)
205	Greggio	Raffineria	A	859
207	Slop	Raffineria	A	1.125
226	Benzina	Raffineria	A	1.696
227	Benzina	Raffineria	A	1.689
308	Benzina	Raffineria	A	9.650
309	Benzina	Raffineria	A	9.621
719	Benzina	Zona Nord/Est	A	1.662
722	Benzina	Zona Nord/Est	A	1.666
208	Petrolio	Raffineria	B	9.814
209	Petrolio	Raffineria	B	9.628

ID	Prodotto	Ubicazione	Categoria	Capacità Max Operativa (m ³)
307	Petrolio	Raffineria	B	1.195
319	Petrolio	Raffineria	B	997
320	Petrolio	Raffineria	B	993
228	HVGO	Raffineria	C	1.581
229	HVGO	Raffineria	C	1.578
708	Slop	Zona Nord/Est	C	415
710	Olio combustibile	Zona Nord/Est	C	2.001
711	Biodiesel	Zona Nord/Est	C	2.002
712	Olio combustibile	Zona Nord/Est	C	562
713	Petrolio	Zona Nord/Est	B	564

Tabella 3-22: Modifiche delle destinazioni d'uso per i serbatoi esistenti

ID	Prodotto attuale	Prodotto futuro	Ubicazione	Categoria attuale	Categoria futura	Capacità Max Operativa (m ³)
202	Gasolio	Slop	Raffineria	C	A	1.663
203	Gasolio	Benzina	Raffineria	C	A	1.661
505	Kero	Benzina	Raffineria	B	A	5.346
508	Benzina verde	MTBE	Raffineria	A	A	5.375
509	Benzina verde	Benzina riformata	Raffineria	A	A	5.387
510	Benzina Austria	Benzina riformata	Raffineria	A	A	5.311
511	Benzina verde	Benzina riformata	Raffineria	A	A	12.528
516	Benzina Iso	Gasolio	Raffineria	A	A	9.149
721	Benzina Austria	Biodiesel	Zona Nord/Est	A	A	1.665
714	Petrolio	Biodiesel	Zona Nord/Est	B	B	563
715	Petrolio	Biodiesel	Zona Nord/Est	B	B	564
716	Petrolio	Slop	Zona Nord/Est	B	A	470
717	Biodiesel	Slop	Zona Nord/Est	C	A	471
800	Benzina	Kero	Zona Nord/Est	A	A	1.655
801	Bludiesel	Kero	Zona Nord/Est	C	B	1.659
802	Benzina	Kero	Zona Nord/Est	A	A	1.657
803	Gasolio	Kero	Zona Nord/Est	C	B	1.662
804	Acqua	Kero	Zona Nord/Est	C	B	5.725

Per lo stoccaggio delle materie prime e dei prodotti, la Raffineria nella configurazione futura sarà pertanto dotata di un parco di circa 125 serbatoi avente una capacità

complessiva di circa 1,3 milioni di m³ (greggio, semilavorati e prodotti finiti). A parità di capacità complessiva di stoccaggio, il numero di serbatoi verrà quindi ridotto rispetto alla configurazione attuale, in linea con le MTD applicabili che indicano di preferire l'utilizzo di pochi serbatoi di dimensioni elevate in alternativa a tanti di dimensioni più ridotte.

Nella tabella seguente è riportato il quadro riassuntivo del futuro parco serbatoi suddiviso per tipologia di prodotto/categoria associata.

Tabella 3-23: Parco serbatoi della configurazione futura di Raffineria e confronto con configurazione attuale

Prodotto o categoria	Configurazione attuale		Configurazione futura	
	N°serbatoi dedicati	Capacità di stoccaggio (m ³)	N° serbatoi dedicati	Capacità di stoccaggio (m ³)
GPL	18	7.070	18	7.070
CAT. A	41	792.852	43	807.295
CAT. B	12	42.409	7	22.448
CAT. C	67	468.333	57	479.228
TOTALE	138	1.310.664	125	1.316.041

Lo stato dei serbatoi di stoccaggio in Raffineria è di fondamentale importanza ed è tenuto sotto controllo dalle Unità Tecniche di Raffineria al fine di garantire la protezione della falda e del suolo da eventuali spandimenti. In tale ambito la Raffineria:

- si è dotata di uno strumento di programmazione delle attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi basata su norme MTD internazionali;
- è in atto un programma di installazione progressiva di doppi fondi in conformità alle MTD internazionali ed alla politica aziendale.

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

Nella Tabella 3-24 si riporta un confronto dei parametri significativi della Raffineria allo stato attuale e a seguito della realizzazione del progetto.

Tabella 3-24: Confronto dei parametri significativi della Raffineria allo stato attuale ed in seguito alla realizzazione del progetto

Parametro	UdM	Raffineria Attuale	Raffineria Futura	Variazione (Futura – Attuale)
MATERIE PRIME				
Greggio	kt/a	4.236	4.515	279
Semilavorati	kt/a	707	480	-227
TOTALE	kt/a	4.943	4.995	52
PRODOTTI FINITI				
GPL	kt/a	74	45	-29
Virgin Nafta	kt/a	146	212	50
Benzine	kt/a	972	927	-45
Kero da introduzione*	kt/a	124	0	-124
Kero autoproduzione*	kt/a	0	207	207
Gasolio da introduzione*	kt/a	310	0	-310
Gasolio autoproduzione*	kt/a	1.797	2.130	333
Olio combustibile	kt/a	875	645	-230
Bitumi	kt/a	333	400	67
Zolfo	kt/a	15	41	26
Consumi e perdite	kt/a	296	388	92
TOTALE	kt/a	4.942	4.995	53
PRELIEVO IDRICO				
Acqua Potabile e industriale	m ³ /h	257	410	153
Acqua di raffreddamento	m ³ /h	6.915	11.401	4.486
SCARICHI IDRICI				
Quantità				
Acqua reflua a trattamento	m ³ /h	257	331	74
Acqua ricircolata	m ³ /h	80	80	-
Qualità				
Scarico Parziale SM2 – Impianto Biologico				
COD	mg/l	23,2	23,2	-
BOD5	mg/l	2,7	2,7	-
Oli minerali	mg/l	0,3	0,3	-
Ammoniaca	mg/l	0,5	0,5	-
Azoto nitroso	mg/l	0,2	0,2	-
Azoto totale	mg/l	4,8	4,8	-
Solidi sospesi	mg/l	9,2	9,2	-
Fosfati	mg/l	0,1	0,1	-
Scarico Parziale SM3 – Impianto Chimico Fisico				
COD	mg/l	22,4	22,4	-
Oli minerali	mg/l	0,3	0,3	-
Ammoniaca	mg/l	1,5	1,5	-
Azoto nitroso	mg/l	0,1	0,1	-
Azoto totale	mg/l	2,5	2,5	-
Fosfati	mg/l	0,1	0,1	-
EMISSIONI IN ATMOSFERA				
Emissioni di SO ₂	t/a	3.290	2.949	-341
Emissioni di NO _x	t/a	1.524	1.562	38
Emissioni di CO	t/a	129	273	144

Emissioni di PST	t/a	145	112	-33
Emissioni di COV	t/a	537	552	15
RIFIUTI				
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	5.368	5.486	118
MOVIMENTAZIONE MATERIE PRIME/PRODOTTI FINITI				
Navi	navi/a	213	172	-41
Autobotti	ATB/g	101	89	-12
Ferrocisterne	FCC/g	14	16	2
Oleodotti	kt/a	3.126	3.218	92

*Nella configurazione futura si ha una riduzione delle introduzioni di kero e Gasolio da esterno legata alla maggiore autoproduzione pari a 380 kt/a.

Allegati

Allegato 1

Planimetria generale di Raffineria

Allegato 2

Planimetria dello stabilimento con i punti di emissione esistenti

Allegato 3

Schema a blocchi di Raffineria con le nuove unità

Allegato 4

Planimetria della configurazione futura della Raffineria

Allegato 5

Layout e prospetto dell'impianto Vacuum

Allegato 6

Layout e prospetto dell'impianto Hydrocracker

Allegato 7

Layout e prospetto dell'impianto Steam Reforming

Allegato 8

Layout e prospetto dell'impianto di Recupero Zolfo

Allegato 9

Layout e prospetto degli impianti ausiliari

Allegato 10

Layout e prospetto Turbogas