
SARPOM

RAFFINERIA DI TRECATE (NO)

**PROGETTO DEFINITIVO
MODIFICA GESTIONALE DELLA RAFFINERIA SARPOM DI S.
MARTINO DI TRECATE (NO)**

RELAZIONE TECNICA



Indice

1.0	PREMESSA	1
2.0	STORIA DELLA RAFFINERIA	1
3.0	DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA	3
3.1	Fasi di processo.....	4
3.1.1	Impianto di distillazione atmosferica - APS2.....	4
3.1.2	Impianto di distillazione atmosferica – APS3.....	12
3.1.3	Impianto di distillazione sotto vuoto – VPS.....	23
3.1.4	Impianto di cracking catalitico a letto fluido – FCCU.....	26
3.1.5	Impianto di reforming catalitico semirigenerativo - PWFSR.....	32
3.1.6	Impianto di reforming catalitico ciclico - PWFCY.....	34
3.1.7	Impianto Benzene – BHC.....	38
3.1.8	Impianto di polimerizzazione – POLY.....	41
3.1.9	Impianto di isomerizzazione - ISOM.....	44
3.1.10	Impianto desolforazione petrolio - KHS.....	49
3.1.11	Impianto desolforazione benzine - NHF1.....	52
3.1.12	Impianto desolforazione benzine - NHF2.....	55
3.1.13	Impianto desolforazione gasolio - GHF.....	58
3.1.14	Impianto desolforazione gasolio – LSADO.....	61
3.1.15	Impianto desolforazione benzine – SCANFINER.....	65
3.1.16	Impianto solventi.....	68
3.1.17	Impianto di recupero Zolfo – SRU1 e SRU2.....	72
3.1.17.1	SRU2.....	72
3.1.17.2	SRU1.....	77
3.2	Fasi di supporto.....	77
3.2.1	Impianto Tail Gas Clean Up – TGCU.....	77
3.2.2	Impianto lavaggio gas – MEA.....	78
3.2.3	Impianto di cogenerazione – COGEN.....	81
3.2.4	Produzione di energia elettrica.....	82
3.2.5	Produzione di vapore.....	85
3.2.6	Aria compressa.....	91
3.2.7	Impianto soda.....	92

3.2.8	Vapour Recovery	93
3.2.9	Torçe.....	96
3.2.10	Trattamento acque.....	100
3.2.11	Approvvigionamento idrico.....	102
3.2.12	Raffreddamento	106
3.2.13	Impianto di trattamento delle acque acide - SWS	108
3.2.14	Rete Azoto	109
3.2.15	Sistema di oleodotti.....	111
3.2.16	Stoccaggio e movimentazione bitumi.....	113
3.2.17	Stoccaggio e movimentazione combustibili.....	115
3.2.18	Stoccaggio e movimentazione benzine.....	117
3.2.19	Stoccaggio e movimentazione gasoli.....	123
3.2.20	Stoccaggio e movimentazione kerosene.....	126
4.0	INTERVENTI DI MITIGAZIONE IMPATTO AMBIENTALE PROPOSTI.....	128

FIGURE

Figura 1:	Schema semplificato del ciclo di lavorazione della Raffineria	4
Figura 2:	Guaina per tubi guida e di campionamento di serbatoi	129

APPENDICI

APPENDICE A

Planimetrie della Raffineria

1.0 PREMESSA

La raffineria Sarpom di Trecate (Raffineria), ubicata in via Vigevano 43, è situata all'interno del polo industriale S.Martino-Cerano del comune di Trecate, su una porzione di territorio comunale caratterizzata da un'alta densità industriale e infrastrutturale.

Tra gli impianti presenti, oltre alla Raffineria Sarpom, che occupa la porzione più estesa del polo industriale (su un'area totale pari a 1.064.823 m²), i più rilevanti sono lo stabilimento chimico della Esseco, la Columbian Carbon Europa, i depositi della Liquigas, Erg Petroli e Tamoil, l'impianto di stabilizzazione del grezzo di ENI.

I centri urbani più prossimi al polo industriale sono Cerano, ubicato a circa 3,5 km a sud della Raffineria, e Trecate e Novara, posti rispettivamente ad una distanza di circa 4 km e 12 km ad ovest.

La rete di infrastrutture di comunicazione principale è costituita dalla strada regionale n.11 e dalla linea ferroviaria Novara-Magenta, presenti immediatamente a nord della Raffineria.

La Raffineria è situata ai margini dell'area urbanizzata della frazione di S. Martino (ubicata a nord del polo industriale) e in prossimità dell'area protetta del Parco Naturale della Valle del Ticino (lungo il confine est del Raffineria).

Il contesto territoriale presenta una morfologia sostanzialmente pianeggiante legata alla piana alluvionale del fiume Ticino, il quale scorre a circa 1 km ad est della Raffineria, con una direzione di deflusso orientata grossomodo da nord a sud. La Raffineria si trova a una quota di circa 130 m s.l.m.

La Raffineria di Trecate ha in corso la procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale. In quella sede la Raffineria ha indicato una "capacità tecnico bilanciata" di lavorazione del grezzo pari a 9.000.000 di tonnellate, superiore alle capacità storiche di lavorazione effettivamente ad oggi riscontrate.

Le capacità di lavorazione è ottenibile attraverso gli impianti di distillazione primaria del grezzo esistenti, stoccabile negli attuali serbatoi e spedibile tramite l'attuale sistema logistico costituito da oleodotti, spedizioni via autobotte e carri cisterna.

La capacità effettiva di lavorazione dipenderà ovviamente dalle opportunità di mercato degli anni futuri, ciò nonostante corre l'obbligo di valutare quali impatti ambientali si determinerebbero alla massima capacità produttiva, in considerazione che la Raffineria di Trecate, in esercizio dal 1952, non è stata mai assoggettata in precedenza a valutazioni di impatto ambientale previste da norme di legge entrate in vigore successivamente alla sua costruzione ed ai suoi principali ampliamenti. Parziali valutazioni furono compiute in occasione di procedimenti di "esclusione dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale".

Pertanto la SARPOM s.r.l. presenta questa istanza per la pronuncia di compatibilità ambientale delle proprie lavorazioni per un massimo di 9 milioni di tonnellate/anno di petrolio greggio e per l'ottenimento della relativa Autorizzazione Integrata Ambientale.

2.0 STORIA DELLA RAFFINERIA

Nel 1950 è cominciata la costruzione della SARPOM, Società per Azioni Raffineria Padana Oli Minerali, prima raffineria in Italia realizzata nell'entroterra e non in riva al mare (da cui è più facile l'approvvigionamento del greggio dalle petroliere). La zona di Trecate in provincia di Novara è stata scelta in base a riflessioni logistiche: si trovava strategicamente in posizione centrale rispetto al triangolo industriale Milano-Torino-Genova.

Contemporaneamente alla costruzione della Raffineria cominciò quella dell'oleodotto, dalle coste del mare di Legino, località ubicata tra Vado e Savona.. L'oleodotto a terra era costituito da una tubatura con uno sviluppo complessivo di circa 150 Km.

Successivamente, per adeguarsi all' espansione della Raffineria, nel 1964 fu costruito un nuovo oleodotto per il trasporto del greggio necessario all'aumentata capacità di lavorazione: esso, con un percorso di 145

chilometri, univa il deposito di Savona con i serbatoi di Trecate. Nel 1965, completata la costruzione del nuovo (ed attuale) deposito costiero di Quiliano (Savona), l'oleodotto fu collegato ad esso per il trasferimento in Raffineria del greggio. La SARPOM fu inoltre allacciata anche al nuovo deposito di Arluno, vicino a Milano, costruito per lo stoccaggio di prodotti finiti, in modo da rendere più rapida la consegna dei prodotti stessi nelle zone di consumo.

L'11/11/52 la Raffineria inizia il ciclo produttivo impegnando 360 persone tra operai ed impiegati, per la lavorazione di circa 1 milione di tonnellate annue di greggio.

Le installazioni della Raffineria erano costituite da un impianto per la distillazione atmosferica, un reformer termico per innalzare il numero di ottano delle benzine, un impianto di "addolcimento" delle benzine che allora rappresentava la tecnologia più avanzata per ottenere benzine e carburanti avio "desolforati".

Lo stabilimento fu subito dotato anche di un raccordo ferroviario, tuttora in servizio, con la vicina stazione di Trecate.

Nel 1953 vennero lavorate in tutto 543.834 tonnellate di greggio. Nel 1956 si completò la prima espansione della capacità di lavorazione, con un incremento del 30%, e si misero in funzione gli impianti di distillazione sottovuoto, cracking e polimerizzazione.

All'inizio degli anni Sessanta la Esso acquisisce il 65% delle azioni SARPOM, divenendone, allora e tutt'oggi, l'azionista di maggioranza.

Nel 1964 si arriva ad un importante ampliamento che permette di raffinare 5,5 milioni di tonnellate annue di greggio. Vengono acquisite nuove aree destinate alla costruzione di altri serbatoi ed al nuovo parco per la dislocazione delle autocisterne. In Raffineria vengono realizzati 6 nuovi impianti, inclusi una distillazione atmosferica, 2 reformers catalitici ed 1 desolfatore delle benzine. Completa l'espansione la costruzione l'anno seguente dei depositi di Quiliano e di Arluno.

Nel 1966 la SARPOM si attiva per partecipare al mercato dei bitumi e dopo due anni entra in funzione il desolfatore catalitico dei gasoli che già nel 1969 ha bisogno di un ampliamento. Vengono quindi intrapresi nuovi lavori che portano, nel 1972, ad aumentare la capacità di distillazione a 12 milioni di tonnellate annue ed a completare la rete degli oleodotti.

Tra il 1982 ed il 1986 si realizzano nuove espansioni, rispettivamente dell'impianto cracking e dell'impianto di distillazione sottovuoto. Nel 1989 entrano in funzione i nuovi impianti per il recupero dello Zolfo e si attiva la moderna gestione di tutti gli impianti sotto un unico computer di processo.

Nel 1991 è realizzato l'impianto di isomerizzazione che fornisce componenti ad alto numero di ottano ed ad alta volatilità per le benzine così da migliorarne la qualità ambientale.

Due anni dopo, in occasione di una nuova espansione dell'impianto di cracking, viene installato un filtro elettrostatico grazie al quale le polveri dell'aria combusta sono ridotte con una notevole efficienza.

Nel 1996 si attivano altri impianti che contengono ulteriormente le emissioni di anidride solforosa, mentre ad inizio 1998 si avvia l'impianto per la riduzione del contenuto di benzene nelle benzine.

Nel corso del 1998 altro grande investimento è rappresentato dalla Centrale di Cogenerazione, capace di produrre energia elettrica per l'intera Raffineria.

Oggi, grazie ai depositi satelliti alle porte di Milano, Torino e Savona, l'80% della produzione viene immessa tramite oleodotto direttamente nel cuore del mercato italiano.

La Raffineria ad oggi occupa infatti circa 400 addetti, con un indotto di oltre 1.500 persone e una media di circa 100 appaltatori impiegati.

3.0 DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA

Il ciclo produttivo della Raffineria, partendo dal petrolio grezzo, consiste in una progressiva separazione delle varie frazioni idrocarburiche e nel loro successivo trattamento per ottenere le opportune caratteristiche chimico – fisiche dei prodotti petroliferi finali.

Tale ciclo produttivo può essere scomposto nelle fasi (corrispondenti agli impianti presenti in raffineria) di seguito descritte.

La prima operazione cui è sottoposto il grezzo è quella di dissalazione (impianto **desalter**) per l'eliminazione dei composti indesiderati presenti in fase acquosa nel grezzo. Alla dissalazione segue la distillazione atmosferica (**topping**) nella quale il petrolio viene frazionato in diversi "tagli" in base al loro intervallo di distillazione. Il residuo della distillazione atmosferica è inviato alla distillazione sottovuoto (**vacuum**) per massimizzare la separazione delle frazioni leggere ancora in esso contenute.

A valle delle unità di distillazione (topping e vacuum) è presente l'unità di conversione di **cracking catalitico**, in cui le molecole più complesse dei residui pesanti della distillazione vengono rotte per ottenere quantitativi ulteriori di distillati medi e leggeri (kerosene, benzine e gasolio).

Altre unità che intervengono su determinati tagli petroliferi per migliorarne le caratteristiche qualitative sono:

- **reforming catalitico (powerformer)**: per innalzare il livello antidetonante della benzina;
- **isomerizzazione e polimerizzazione**: per aumentarne il numero di ottano;
- **impianti di desolforazione (hydrofiner)**: per separarne i composti dello Zolfo;
- **impianti per il recupero dello Zolfo**: per separare lo Zolfo (nella forma di Idrogeno Solforato) dalle correnti gassose generate negli impianti di desolforazione.

E' presente anche un impianto per una produzione di **solventi** idrocarburici.

Esistono infine una serie di unità non direttamente collegate alla produzione di composti idrocarburici ma indispensabili per il corretto funzionamento della raffineria:

- impianti per il trattamento delle acque reflue,
- impianto di cogenerazione per la produzione di energia elettrica e vapore,
- sistema di raffreddamento,
- sistema di torcia,
- caldaie per la produzione di vapore,
- stoccaggi di materie prime e prodotti.

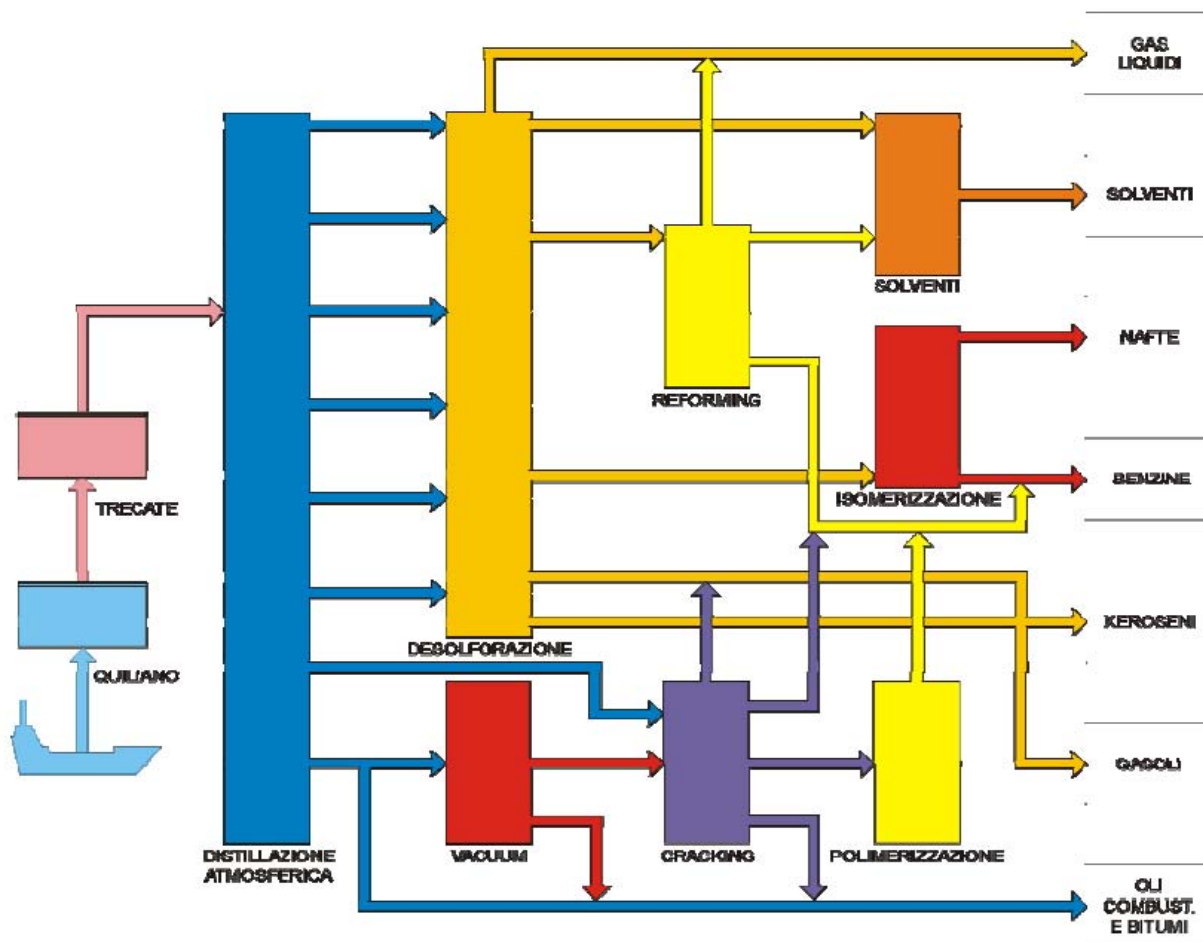


Figura 1: Schema semplificato del ciclo di lavorazione della Raffineria

Nel seguito si riporta la descrizione delle fasi di processo e di supporto della Raffineria. Maggiori informazioni di dettaglio sono disponibili nei manuali operativi ed in altra documentazione aziendale (cataloghi meccanici, schematici di processo, disegni costruttivi). Per i dettagli della gestione degli impianti piu' propriamente correlate con gli impatti ambientali si rimanda allo Studio di Impatto Ambientale.

3.1 Fasi di processo

3.1.1 Impianto di distillazione atmosferica - APS2

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

Descrizione del processo

Prima Fase - Vaporizzazione

Il primo stadio della lavorazione del greggio è sempre lo stesso, qualunque sia lo schema operativo di una raffineria; esso consiste nelle due operazioni combinate di flash, per far evaporare dalla miscela grezza tutti i

componenti che si intende ottenere come distillati, e di distillazione frazionata per distribuire le frazioni vaporizzate secondo i loro intervalli di ebollizione e ricuperarle allo stato liquido e gassoso.

L'alimentazione liquida viene preriscaldata in una batteria di scambiatori di calore, dove il greggio assorbe calore sensibile proveniente dai prodotti caldi uscenti dall'impianto e attraversa quindi un forno tubolare dove comincia a vaporizzare. Il vapore formato nel processo di evaporazione resta in contatto con il liquido fino all'uscita del forno; all'uscita da questo la miscela liquido-vapore entra in una colonna in cui l'ulteriore caduta di pressione provoca la formazione di una certa quantità supplementare di vapore a spese del calore contenuto nella miscela uscente del forno.

Seconda Fase - Distillazione atmosferica

Una volta entrato in colonna nella zona flash, il greggio parzialmente vaporizzato subisce un processo di distillazione frazionata; la porzione rimasta liquida fluisce verso il fondo, mentre la parte vaporizzata sale verso la testa della colonna; le varie frazioni che compongono i vapori vengono raffreddate e prelevate allo stato liquido.

Il frazionamento è realizzato mediante l'asportazione intermedia del calore estraendo un prodotto pesante ad una certa altezza della colonna, raffreddandolo esternamente e riportandolo in colonna due piatti sopra a quello di estrazione ("pumparound reflux system").

La rimozione di calore nei refrigeranti laterali fa sì che si possa ridurre il riflusso di testa. Le estrazioni vengono di solito effettuate in un punto basso (BPA) e in uno intermedio della colonna (TPA), così che si ha disponibile calore a due diverse temperature per lo scambio con la carica. Questo sistema oltre a stabilizzare il flusso di vapore e di liquido nella sezione interessata, riduce il movimento di vapore e di liquido attraverso l'intera colonna.

La colonna di distillazione atmosferica è progettata per il taglio dei seguenti prodotti:

- Residuo da fondo
- 2 tagli laterali
- Prodotto di testa

La rimozione di calore è ottenuta mediante:

- Riflusso intermedio basso (BPA)
- Riflusso intermedio alto (TPA)
- Riflusso di testa colonna

Il calore necessario alla distillazione è fornito tramite

- Scambio termico del grezzo con prodotti in uscita
- Forno F-101

Il Residuo di fondo colonna è inviato all'impianto di distillazione sotto vuoto (VPS) o all'impianto di distillazione atmosferica APS3 per un'ulteriore frazionamento. L'eccedenza è inviata a stoccaggio come combustibile denso o fluido.

Il 2° Taglio laterale, strippato con vapore, è un gasolio che è in genere tutto inviato alla desolforazione (GHF900/LSADO). Eventuale eccedenza può essere stoccata come prodotto sour semilavorato.

Il 1° Taglio laterale, strippato con vapore, è un Kero che viene in genere stoccato come prodotto sour semilavorato o inviato alla desolforazione (KHS).

Il distillato di testa, viene generalmente tutto inviato all' impianti di desolforazione NHF-1 per i successivi trattamenti.

Il gas di testa proveniente dal D-102, viene inviato al forno F-101 come gas combustibile.

Treno di scambio

Il greggio è stoccato nei serbatoi TK 1054, 1060, 1061, 2266. Il TK 1061 viene utilizzato per le sole lavorazioni con grezzi pro assetto bitumi, mentre gli altri serbatoi sono in comune con l'impianto APS3 per le lavorazioni pro fuel.

Tramite le pompe booster P-1060 e P-1061 (in zona ovest) giunge in aspirazione alle pompe di carica P-101 A/B/C/D.

La temperatura in mandata pompe di carica è indicata dalla T2U-039. La portata di carica è misurata dal T2F-002.

Il flusso di greggio dalla mandata delle pompe di carica, giunge agli E-101 A/D dove scambia calore con il residuo e poi agli E-102 A/B dove assorbe calore dal gasolio proveniente dagli E-106 A/B.

Successivamente, il greggio attraversa gli E-103 A/B dove scambia calore con il kero.

Il flusso arriva, quindi, agli E-104 A/H dove si riscalda condensando parzialmente i vapori di testa colonna.

Lo scambio negli E-104 A/H è regolato dal T2L-004 che controlla il livello del D-101 raccogliitore del riflusso D-101 by-passando il greggio tramite la T2LCV-0104 A/B.

Il greggio passa quindi attraverso gli scambiatori E-105 A/D dove scambia calore con il riflusso intermedio alto (T.P.A).

All'uscita di tali scambiatori il greggio entra negli E-106 A/B in controcorrente al gasolio proveniente dallo stripper del secondo taglio laterale ed infine negli E-107 A/D scambiando calore con il riflusso intermedio basso (RIB, E-107 A/ C) e con il residuo (E107 B/D) prima di giungere al forno per mezzo delle T2FV-101-201-301-401-501-601-701-801.

Forno F-101

Il forno è del tipo a capanna a tubi orizzontali ed è costituito da due distinte sezioni radianti con tubi lisci posizionati lungo le pareti. Sulla suola delle radianti sono installati 40 bruciatori a tiraggio naturale (20 per sezione), alimentati a gas di raffineria, che forniscono il calore necessario. Tutti i bruciatori sono equipaggiati con bruciatore pilota in servizio continuo per l'accensione del bruciatore principale.

Le due sezioni radianti si uniscono nella parte alta dove si trova una sezione convettiva a tubi orizzontali, di lunghezza pari a quella del forno, costituita da:

2 file di tubi lisci di schermo (shield tubes), 7 file di tubi lisci, 5 file di tubi piolinati ed infine da 4 file di tubi alettati. Prima dell'ultimo banco di tubi alettati si trova il serpentino del surriscaldatore di vapore costituito da una serie di tubi piolinati.

Per migliorare il recupero del calore contenuto nei prodotti di combustione (fumi), il grezzo al forno è fatto circolare nei tubi in controcorrente: entra più freddo nella parte alta della convettiva e progressivamente si riscalda per uscire nella parte bassa della radiante. Sopra alla convettiva si trova una cappa di raccolta fumi che vengono convogliati al camino attraverso appositi condotti.

Le pareti interne del forno che si trovano a contatto con i fumi caldi sono opportunamente rivestite con materiale refrattario (materassini in fibra di vetro nelle sezioni radianti o cemento refrattario nella convettiva/condotti fumi e camino) per contenere la perdita di calore verso l'esterno, proteggere le superfici metalliche e limitare le temperature sulle lamiere esterne di contenimento.

Il forno è gestito da personale operativo specializzato ed addestrato che opera con l'ausilio di sistemi automatici di verifica e controllo (computer di processo).

Il flusso di greggio all'ingresso alla sezione convettiva è suddiviso in otto passi. Ogni passo è munito di misuratore di portata T2F101 ÷ T2F801 e di relative valvole automatiche di regolazione e controllo T2FV101 ÷ T2FV801 per il bilanciamento del fluido circolante in ogni singolo passo. Ad ogni misuratore è associato un allarme per bassa portata. Sulle tubazioni di raccordo esterne al forno in uscita dalla convettiva (crossover) gli otto passi si uniscono a coppie ed i quattro passi risultanti sono poi suddivisi a coppie nelle due sezioni radianti. La temperatura del fluido di processo in uscita dai quattro passi è controllata con le termocoppie T2U006 - T2U008 per i due in uscita dalla sezione ovest e con le T2U012 - T2U014 per quelli della sezione ad est.

Pur mantenendo costante la portata totale sono possibili piccole variazioni di portata nei passi, entro limiti definiti, tralasciando un ottimale bilanciamento delle temperature del grezzo in uscita dal forno.

Sulle uscite da ciascuna delle due sezioni radianti si diramano due collettori che unendosi danno origine ad una linea comune di trasferimento (transfer line) alla colonna di distillazione atmosferica. Sui due collettori si trovano le termocoppie T2T102-IC e T2T202-IC che sono utilizzate dal sistema automatico per il controllo della temperatura del fluido di processo mediante la regolazione della portata di gas combustibile ai bruciatori di ogni sezione con le valvole automatiche di controllo T2P102 e T2P202.

Su due tubi di ogni serpentino di ogni sezione radiante sono installate delle termocoppie speciali (skin point) T2U118 ÷ T2U125 utilizzate per il monitoraggio delle temperature del metallo.

La temperatura del vapore surriscaldato è indicata dalla termocoppia T2U005.

La pressione interna del forno è rilevata dallo strumento T2P093 e viene mantenuta a valori leggermente negativi (depressione) agendo in automatico sulla serranda di controllo posizionata sul condotto dei fumi al camino.

L'eccesso d'aria comburente è controllato con l'analizzatore continuo di ossigeno residuo nei fumi T2A001 regolando manualmente le serrande sull'ingresso aria dei singoli bruciatori,

Opportuni allarmi sono associati agli indicatori e/o controllori per evitare il superamento delle condizioni di esercizio previste dal progetto.

Colonna di Distillazione Atmosferica T-101

Il greggio, parzialmente vaporizzato, entra tangenzialmente nella colonna T-101 tra il piatto 4 e 5 nella zona detta "zona flash".

La colonna ha 42 piatti.

Nella distillazione atmosferica il greggio di carica, che è formato da un elevato numero di componenti, è separato in frazioni o tagli dipendenti dal campo di ebollizione.

Questi tagli sono ulteriormente trattati in altri processi o inviati allo stoccaggio e miscelati come richiesto dalle specifiche.

Residuo di Fondo Colonna

Il fondo colonna viene strappato con vapore surriscaldato nei quattro piatti sotto l'ingresso della carica.

La quantità di vapore surriscaldato è misurata tramite indicatore locale FI-110.

Il residuo di fondo colonna, aspirato dalle pompe P-102 A/B è inviato a cedere calore in successione nei seguenti scambiatori e prima che il prodotto vada al TK di stoccaggio è in parte inviato come carica all'impianto VPS.

- E-107 B/D con il greggio e preriscaldamento GOL da TK
- E-206 A/B ribollitore debutanizzatrice T-202
- E-403 A/B ribollitore deisopentanizzatrice T-401
- E-422 ribollitore stabilizzatrice T-421
- E-454 preriscaldatore carica reattori R-451 A/B
- E-101 A/D con il greggio
- E-108 A/B refrigeranti

E' possibile regolare le temperature in uscita dagli E-107 B/D tramite la T2T-005 la quale, mediante la TRCV-105, controlla la temperatura a valle dello scambio.

Il livello del fondo viene regolato mediante T2L-007 che agisce in split-range su due valvole automatiche, LCV-107 A/B, che regolano il flusso a valle degli E-101 A/D.

Parte di residuo prelevato a monte degli E-101 A/D può essere inviato in carica a VPS e parte come ricircolazione al forno F-101 con controllo di portata tramite le T2FV-111 A/B

Il residuo di fondo, stoccato, è utilizzato per miscele di olii combustibili densi e fluidi.

Stripper del Gasolio T-103

Il gasolio viene estratto dalla colonna di distillazione tra il piatto n.11 e n.12 e alimenta direttamente il relativo stripper T-103.

Le parti leggere strippate ed il vapore di strippaggio ritornano alla colonna di distillazione atmosferica T-101 tra il piatto n.13 ed il n.14.

Il fondo della T-103 viene pompato dalle P-105 A/B alla desolforazione (GHF900/LSADO), oppure dopo essere stato raffreddato nei refrigeranti E-906 ed E-907 viene inviato ai serbatoi di stoccaggio.

Stripper del Kero T-102

Il Kero viene estratto dalla colonna di distillazione tra il piatto n.27 ed il n.28 ed è alimentato direttamente al relativo stripper T-102.

Le parti leggere strippate ed il vapore di strippaggio ritornano alla colonna di distillazione atmosferica T-101 tra il piatto n.29 ed il n.30.

Il fondo della T-102 viene pompato dalla P-106 e dopo essere stato raffreddato nello scambiatore E-103 A/B e nei refrigeranti E-110 ed E-109 A/B, viene inviato a stoccaggio o alla desolforazione (KHS).

Sistema di Testa Colonna

I vapori di testa colonna T-101 condensano parzialmente cedendo calore al greggio negli E-104 A/H e si raccolgono nell'accumulatore del riflusso di testa D-101.

Il condensato viene aspirato dalle pompe P-107 A/B ed inviato, come riflusso di testa colonna, T-101 sopra al piatto 42. Il controllo della temperatura di testa della T-101 avviene tramite il riflusso.

I vapori del D-101, ulteriormente condensati e raffreddati negli E-112 A/H, sono raccolti nell'accumulatore del distillato D-102.

La benzina viene aspirata con le pompe P-108 A/B ed inviata come carica al NHF1 sotto controllo di portata.

Il crude gas non condensato alle condizioni di pressione e temperatura del D-102 viene inviato come combustibile al forno F-101.

Mediante controllo differenziale di livello, l'acqua acida accumulata nel D-102 viene inviata all'impianto di trattamento SWS con le P-3706A/B.

Nel D-102 si immette anche la linea per la rilavorazione dell'ICN da FCCU.

Riflusso Intermedio Basso (RIB)

Il riflusso intermedio basso viene estratto dal piatto n.8, pompato dalla P-103 A/B attraverso una serie di scambiatori e ritorna in colonna al piatto n.12.

- E-107 A/C con greggio
- E-113 A/B generatore vapore 10,5 Kg/cm²

Riflusso Intermedio Alto (RIA)

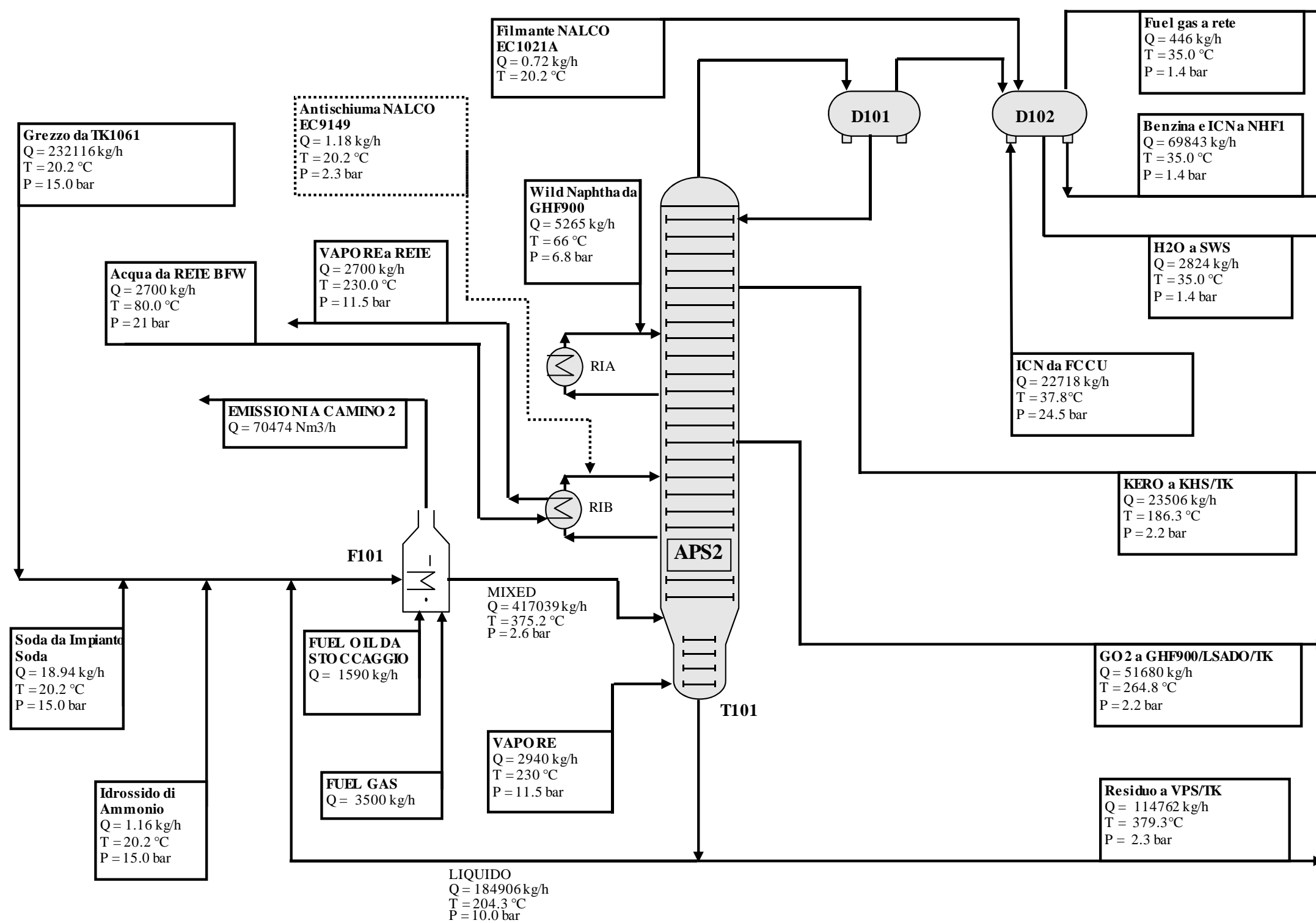
Il riflusso intermedio alto viene estratto dal piatto n.24, pompato dalla P-104 e/o P-103 B attraverso una serie di scambiatori e ritorna in colonna al piatto n.27.

- E-105 A/D greggio
- E-111 refrigerante

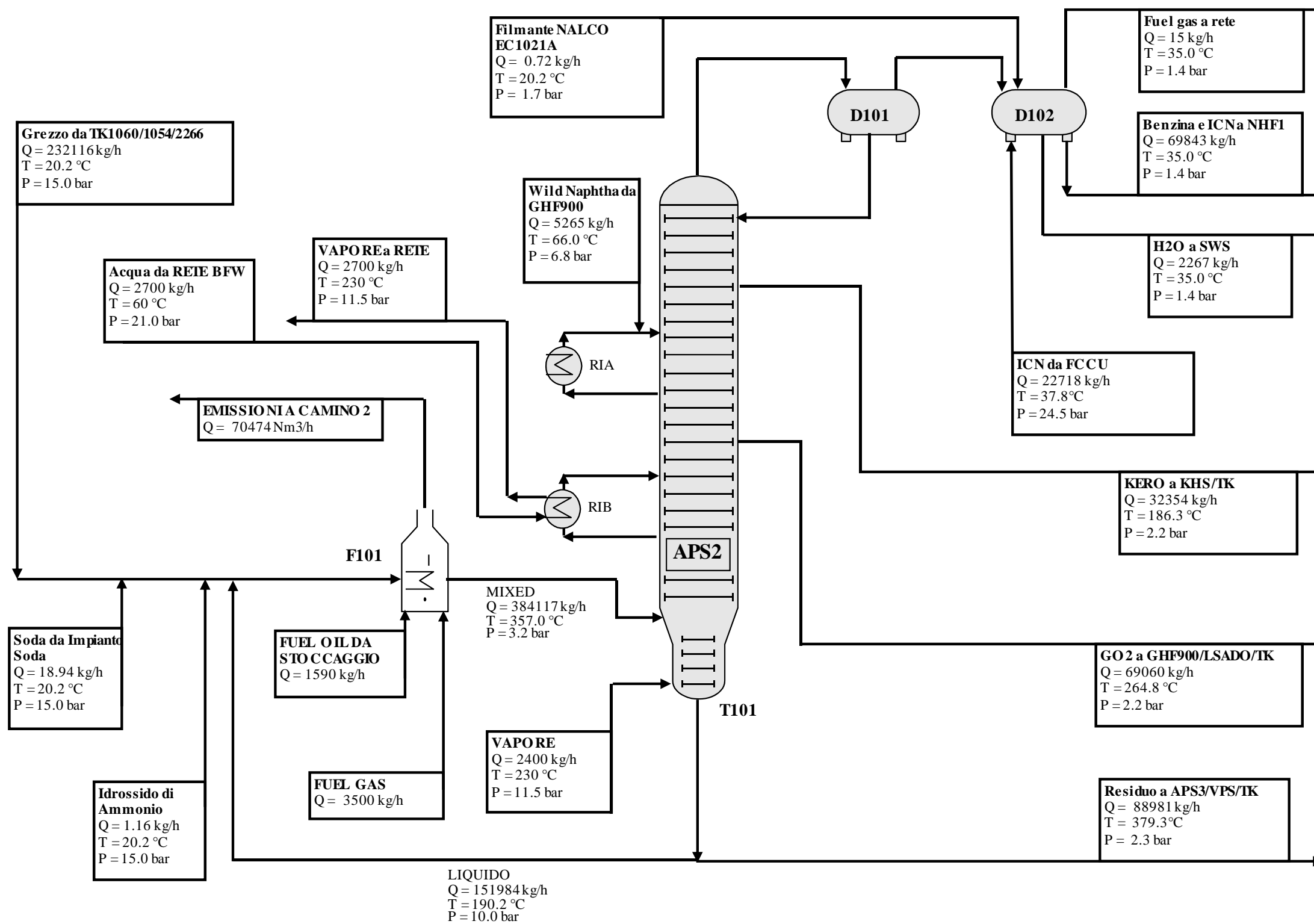
Produzione di Vapore 10,5 Kg/cm²

Nell'impianto di distillazione atmosferica, si utilizza parte del calore del riflusso intermedio basso, per produrre vapore 10,5 Kg/cm² nel generatore E-113 A/B, alimentato con acqua trattata.

Il vapore prodotto si raccoglie nel collettore D-103, e da qui, dopo la separazione della condensa, viene inviato nel sistema del vapore 10,5 Kg/cm² della raffineria.



APS2 Bitumi



APS2 Fuel

3.1.2 Impianto di distillazione atmosferica – APS3

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

Prima fase - Vaporizzazione

Il primo stadio della lavorazione del greggio è sempre lo stesso, qualunque sia lo schema operativo di una raffineria; esso consiste nelle due operazioni combinate di flash, per far evaporare dalla miscela grezza tutti i componenti che si intende ottenere come distillati, e di distillazione frazionata per distribuire le frazioni vaporizzate secondo i loro intervalli di ebollizione e ricuperarle allo stato liquido e gassoso.

L'alimentazione liquida viene preriscaldata in una batteria di scambiatori di calore, dove il greggio assorbe calore sensibile proveniente dai prodotti caldi uscenti dall'impianto e attraversa quindi un forno tubolare dove comincia a vaporizzare. Il vapore formato nel processo di evaporazione resta in contatto con il liquido fino all'uscita del forno; all'uscita da questo la miscela liquido-vapore entra in una colonna in cui l'ulteriore caduta di pressione provoca la formazione di una certa quantità supplementare di vapore a spese del calore contenuto nella miscela uscente del forno.

Seconda fase - Distillazione atmosferica

Una volta entrato in colonna nella zona flash, il greggio parzialmente vaporizzato subisce un processo di distillazione frazionata; la porzione rimasta liquida fluisce verso il fondo, mentre la parte vaporizzata sale verso la testa della colonna; le varie frazioni che compongono i vapori vengono raffreddate e prelevate allo stato liquido.

Il frazionamento è realizzato mediante l'asportazione intermedia del calore estraendo un prodotto pesante ad una certa altezza della colonna, raffreddandolo esternamente e riportandolo in colonna due piatti sopra a quello di estrazione ("pumparound reflux system").

La rimozione di calore nei refrigeranti laterali fa sì che si possa ridurre il riflusso di testa. Le estrazioni vengono di solito effettuate in un punto basso (BPA) e in uno intermedio della colonna (TPA), così che si ha disponibile calore a due diverse temperature per lo scambio con la carica. Questo sistema oltre a stabilizzare il flusso di vapore e di liquido nella sezione interessata, riduce il movimento di vapore e di liquido attraverso l'intera colonna.

La colonna di distillazione atmosferica è progettata per il taglio dei seguenti prodotti:

- Residuo da fondo
- 5 tagli laterali
- Prodotto di testa

La rimozione di calore è ottenuta mediante:

- Riflusso intermedio basso (BPA)
- Riflusso intermedio alto (TPA)
- Riflusso di testa colonna

Il calore necessario alla distillazione è fornito tramite

- Scambio termico del grezzo con prodotti in uscita

■ Forno F-3101

Il Residuo di fondo colonna è inviato all'impianto di distillazione sotto vuoto (VPS) per un'ulteriore frazionamento e all'impianto FCCU come carica. L'eccedenza è inviata a stoccaggio come combustibile o come bitume grezzo a TK-1055.

Il 5° Taglio laterale, strippato con vapore, è inviato in carica all'impianto di cracking catalitico (FCCU). L'eccedenza è stoccata nel serbatoio Tk-1053-1051 di accumulo della carica FCCU.

Il 4° Taglio laterale, strippato con vapore, è un gasolio pesante che può essere inviato sia in carica agli impianti di desolforazione (GHF/LSADO) sia a stoccaggio come prodotto sour semilavorato.

Il 3° Taglio laterale, strippato con vapore, è un gasolio leggero che è in genere tutto inviato alla desolforazione (GHF/LSADO/KHS). Eventuale eccedenza può essere stoccata come prodotto sour semilavorato insieme al 4° taglio.

Il 2° Taglio laterale, strippato con vapore, è un Kero che viene in genere inviato, per la massima parte, all'impianto di desolforazione del petrolio (KHS). Eventuale eccedenza viene stoccata come prodotto sour semilavorato.

Il 1° Taglio laterale, strippato mediante un ribollitore, è una benzina pesante (HVN) che può essere inviata:

- a) con il 2° taglio laterale alla desolforazione (KHS)
- b) con il 2° taglio come prodotto sour semilavorato
- c) con la benzina di testa all'impianto di desolforazione NHF-1.

Il distillato di testa, dopo il ricontatto per il recupero degli LPG, viene inviato agli impianti di desolforazione NHF-1 NHF-2 per i successivi trattamenti.

Il gas di testa proveniente dal D-3102, dopo essere stato compresso dal C-3201, viene inviato ricontattandolo con la benzina al D-3201. I gas incondensabili dal pallone vengono poi inviati all'F-3101 come gas combustibile.

Treno di scambio

Il greggio, stoccato nei serbatoi TK-1054, TK-1060, TK 1061e TK-2266, tramite le pompe P-2230 A/B, giunge in aspirazione alle pompe di carica P-3101 A/B/C.

Oltre al greggio, in aspirazione alle P3101 possono anche essere inviati:

- Slop in rilavorazione dal TK1005
- Residuo da APS2 per separarne la frazione di GOP e CatFeed

- LVN da TK113
- LVGO da impianto VPS
- Gasolio da impianto VPS

Il greggio unitamente agli altri prodotti viene quindi preriscaldato e separato dal contenuto in sali.

Il flusso di greggio dalla mandata delle pompe di carica, giunge in parallelo agli scambiatori E-3101 ed E-3102-X dove scambia calore rispettivamente con il gasolio desolfurato e con il riflusso intermedio alto (TPA).

Successivamente, ancora in parallelo, arriva agli scambiatori E-3103 A (dove scambia calore con il residuo di fondo colonna) e E-3103 B (dove scambia calore con il 3° e 4° taglio).

Il flusso passa poi negli scambiatori E-3104 A-J, dove si riscalda condensando parzialmente i vapori di testa colonna, e successivamente attraverso gli scambiatori E-3105 A/B/D/E scambiando con il riflusso intermedio alto (TPA).

All'uscita di tali scambiatori il greggio entra nell'Unità di Dissalazione D-3150 dove avviene la dissalazione.

Tale operazione consiste in un'azione di lavaggio in cui il greggio e l'acqua sono volutamente emulsionati affinché le goccioline di acqua salata ed i solidi contenuti nel grezzo vengano a contatto e si diluiscono con l'acqua di lavaggio.

Il greggio in uscita dalla parte superiore del Desalter D-3150 si divide in due stream e percorre in parallelo l'E-3120 (con il residuo di fondo colonna) e gli E-3105 C/F ed E-3108-X dove scambia calore con il riflusso intermedio alto (TPA). Successivamente il flusso in uscita dagli E-3108X si divide ulteriormente in due stream, e percorre in parallelo gli E-3106 A/B (dove scambia calore con il gasolio desolfurato) e gli E-3107 A/B (dove scambia calore con il 5° taglio).

A valle di tali scambiatori, i due flussi si riuniscono anche a quello proveniente dall'E-3120 per entrare nello scambiatore E-3121 dove il grezzo scambierà calore con il residuo proveniente dagli E-3110C/D. L'uscita dell'E-3121 alimenta gli scambiatori E-3122AB che recuperano calore con il riflusso intermedio basso (RIB).

A valle di tale scambiatore è inserito un crude flash drum D-3170, per evitare la vaporizzazione del greggio a monte dell'ingresso al forno F-3101. Pertanto la parte vaporizzata all'interno del drum verrà inviata direttamente alla colonna di distillazione T-3101, mentre la parte ancora in fase liquida proseguirà nel circuito di preriscaldamento: dal fondo del D-3170 il greggio giungerà in aspirazione alle P-3170A/B/C e di seguito giungerà agli E-3108 N e B dove scambia calore con il riflusso intermedio basso.

Il flusso a valle si dividerà nuovamente per arrivare in parallelo agli E-3110 C/D (dove scambierà calore con il residuo proveniente dagli E-3110 A/B) e all'E-3119 (che scambia calore con il 4° taglio). All'uscita degli E-3110 C/D il greggio scambierà ancora calore attraverso gli E-3109 N ed E-3109B con il 5° taglio, mentre il greggio in uscita dall'E-3119 scambierà calore con il residuo atmosferico attraverso gli E-3110 A/B.

Il Forno F-3101

A valle i due flussi si riuniranno per entrare nel F-3101 dove subisce un ulteriore riscaldamento ed una vaporizzazione parziale.

All'ingresso del forno il greggio preriscaldato viene diviso in 10 passi paralleli ed inviato alla sezione convettiva e quindi alla sezione radiante. Il forno F-3101 è costituito da due alimentazioni distinte e indipendenti: una per il gas e una per l'olio combustibile.

I dieci passi, ricomponendosi all'uscita della sezione radiante del forno danno origine ad una sola linea di trasferimento, che verrà sostituita con una in materiale più pregiato (AISI 316), attraverso la quale il greggio viene inviato alla colonna di distillazione atmosferica T-3101.

Colonna di Distillazione Atmosferica T-3101

Il greggio, parzialmente vaporizzato, entra tangenzialmente nella colonna T-3101 tra il piatto 6 e il piatto 7 nella zona detta "zona flash".

Nella distillazione atmosferica il greggio di carica, che è formato da un elevato numero di componenti, è separato in frazioni o tagli dipendenti dal campo di ebollizione.

Questi tagli sono ulteriormente trattati in altri processi o inviati allo stoccaggio e miscelati come richiesto dalle specifiche.

Il fondo colonna viene strippato con vapore nei 6 piatti sotto l'entrata della carica.

La pompa P-3110 trasferisce il prodotto di fondo attraverso una serie di scambiatori dove il calore viene rimosso prima che il prodotto vada al serbatoio; cede calore alla carica del Kero Hydrosweetener nell'E-3408 ed al grezzo negli E-3110.

A questo punto il flusso si divide: una parte viene inviata all'impianto VPS, una parte va all'impianto FCCU ed una parte va a stoccaggio, dopo aver scambiato con il grezzo nell'E-3103 A ed essere quindi stato raffreddato nei refrigeranti E-3118.

Residuo Fondo Colonna

Il residuo, prelevato dal fondo colonna T-3101 tramite le P-3110 AX/BX, viene inviato a VPS/FCCU/stoccaggio cedendo calore nei seguenti scambiatori :

- **E-3408** Preriscaldamento carica al KHS.
- **E-3110 A/D** Preriscaldamento greggio in carica.
- **E-3121** Preriscaldamento parte del greggio in carica.
- **E-3120** Preriscaldamento parte del greggio in carica.
- **E-3103 A/B** Preriscaldamento parte del greggio in carica.
- **E-3118 AX/BX** Refrigeranti del residuo a stoccaggio.
- **E-3118 D** Refrigeranti del residuo a stoccaggio.

Il prelievo di residuo da inviare in carica al VPS può essere effettuato da:

1. Mandata P-3110 AX/BX.
2. Valle E-3408.
3. Valle E-3121.
4. Valle E-3120.

Normalmente la carica al VPS è prelevata a valle dell'E-3120. Il prelievo della ricircolazione di quench al fondo colonna è fatto a valle degli E-3103 A/B, monte valvole automatiche di controllo del livello di fondo.

A protezione degli scambiatori e linee è installata una valvola per il controllo della pressione T3PV- 017 posta a valle degli E-3408. E' inoltre installata una valvola di sicurezza che controlla una eventuale sovrappressione scaricando il residuo in transfer line.

Se richiesto, una parte di residuo viene mandata in carica all'impianto FCCU. Il prelievo può essere effettuati sia a monte che a valle degli E-3103 A/B e regolandolo con T3F066 e T3FV/066.

Il livello del fondo viene regolato mediante T3L-001 che agisce in split-range su due valvole automatiche, T3LV-001-A/B, che regolano il flusso a valle dell' E-3103- A/B. I refrigeranti E-3118-A/D sono flussabili con gasolio oppure con distillati da FCCU. La portata del flussaggio è misurata localmente tramite FI-3112.

L'E-3118-C viene utilizzato normalmente per refrigerare il 5°SS a stock.

Il residuo di fondo, stoccato, è utilizzato per miscele di olii combustibili densi e fluidi o come carica impianto VPS pro "bitume da stock" (Tk-1055). L'infiammabilità viene ottenuta mediante l'immissione di vapore di stripping surriscaldato nell'F-3101 tramite il T3F-030 - T3FV-030.

5° Taglio Laterale

Il 5° taglio laterale, prelevato dalla linea dell'OVER-FLASH della colonna T-3101, arriva allo stripper T-3106 attraverso la T3LV-120.

Il livello dello stripper e un livello nel drawoff box comandano l'estrazione dalla T-3101. I vapori di testa stripper ritornano alla T-3101 sotto il piatto 7.

Il 5°SS strippato viene aspirato dal fondo T-3106 con le P-3120-A/B e, dopo aver ceduto calore al greggio negli E-3109-N/B ed E-3107-A/B, si divide in tre parti:

- Carica calda all'impianto di cracking catalitico (FCCU) mediante T3F-011 e T3FV-011
- Riciclo di quench alla linea di fondo T-3106, per contenere le temperature di aspirazione delle P-3120 A/B e quindi la formazione di coke (TIC-3121 locale)
- Stoccaggio nel TK-1053 (CAT FEED), a valle del raffreddamento ottenuto nell'E-3118-C, controllato in portata dalla T3F-O54 e T3FV-054.

Lo scambiatore è flussato per fuori servizio con gasolio prelevato a monte della GHSV-004/B.

4° Taglio Laterale - GOP

Il 4° taglio laterale (4°SS), prelevato dal piatto 15 della T-3101 ed inviato nello stripper T-3105 X attraverso la T3LV-005.

Il livello dello stripper comanda l'estrazione dalla T-3101.

I vapori di testa ritornano alla T-3101 sopra il piatto 16. Il 4° taglio, una volta strippato, viene aspirato dalle P-3106-B e P-3107.

La mandata pompe può essere inviata in carica a:

- Gasolio hydrofiner (GHF900), tramite T3F-182 e T3FV-182,
- al LSADO tramite T3F-192 T3FV-192 dopo scambio calore nell' E-3119 oppure E-3103-B
- a SOUR tramite T3F-181 e T3FV-181 e refrigeranti E-3117-A/B, viene stoccato pro miscele gasoli.

(Quando non vi è stoccaggio di 4°SS verso il SOUR, il prodotto può essere inviato all'LSADO prelevandolo dopo l'E-3103 B e, sezionandolo verso E-3117 A/B, aprendo completamente la regolatrici T3FV-181. In questo assetto la portata generale di 4°SS dovrà essere regolata variando le cariche a GHF/LSADO)

3° Taglio Laterale – GOL

Il 3° taglio laterale, prelevato dal piatto 20 della T-3101, arriva allo stripper T-3104-X attraverso la T3LV-004.

I vapori di testa stripper ritornano alla T-3101 sopra il piatto 22.

Il 3° SS strippato viene aspirato dal fondo T-3104-X dalle pompe P-3106-AN e C e dopo aver ceduto calore al fondo T-3102 (stripper 1°SS), nell'E-3113, va in carica al gasolio hydrofiner (GHF900) tramite T3F-O34 e mediante T3FV-034.

La portata di 3°SS all'E-3113 è controllata dal T3F-038. Una parte di gasolio può essere caricata all'impianto LSADO mediante T3F-191 T3FV-191.

L'eccedenza che non deve essere caricata al GHF/LSADO, va a stoccaggio con il 4°SS, tramite T3F-110 e la T3FV-110-B. Ciò può avvenire sia a monte che a valle dell'E-3119 e quindi raffreddato con gli E-3103-B ed E-3117A/B.

Il gasolio sour stoccato, sarà utilizzato per miscele di gasoli.

2° Taglio Laterale - Kero

Il 2° taglio laterale, prelevato dal piatto 34 della T-3101, arriva allo stripper T-3103 tramite la T3LV-003.

Il livello dello stripper comanda l'estrazione dalla T-3101.

I vapori di testa stripper ritornano alla T-3101 sopra il piatto 36. Il 2°SS strippato viene aspirato dal fondo T-3103 dalle pompe P-3105-A/B e quindi può essere inviato sia in carica all'impianto di desolforazione (KHS), mediante il KHF-002 e la KHFV-002, oppure inviato verso lo stoccaggio, mediante il T3F-007 e la T3FV-007.

Prima di essere refrigerato negli E-3115-A/B e stoccato, il prodotto può cedere calore all'E-3218 (middle reboiler) della deetanizzatrice T3201.

(Quando il Kero è inviato all'E-3218, è preferibile unirvi anche l'HVN onde aumentare lo scambio termico nello stesso).

Il 2°SS viene unito al Kero tramite il collegamento posto a monte dell'E-3114A/B e utilizzato anche quando il refrigerante dell'HVN è in servizio per raffreddare il GOL in parallelo con l'E-3116 A/B)

1° Taglio Laterale

Il 1°taglio laterale, prelevato dal piatto 48 della T-3101, arriva allo stripper T-3102, tramite T3LV-002.

Il livello dello stripper comanda l'estrazione dalla T-3101.

Lo strippaggio è ottenuto mediante il ribollitore E-3113-X nel quale il 1°SS del fondo T-3102 viene rivaporizzato scambiando calore con il 3°SS o in alternativa con il B.P.A..

La carica allo stripper entra sopra il piatto 20.

Il 1°SS strippato, viene aspirato dal fondo T-3102 dalle pompe P-3104 e P-3105 B (comune al 2°SS) e quindi può essere inviato:

- In carica all'impianto di desolforazione (KHS) mediante il KHF-001 e la KHFV-001.

- In carica all'impianto di desolforazione NHF-1 mediante il T3F-106 e la T3FV-106 e, se richiesto, raffreddato nell'E-3114 A/B regolando la temperatura tramite la T3T-050 e T3TV-050.
- Allo stoccaggio tramite T3F-006 che indica la portata totale che, agendo sulla T3FV-006, sfiora l'esubero di HVN inviandolo agli E-3114 A/B (Se il refrigerante fosse in servizio pro GOL o il middle reboiler inserito su kero-sour, l'HVN verrà miscelata con il kero a monte dell'E-3115-A/B per invio a sour).
- A Tk-311 prelevandolo dall'uscita E-3114 A/B e sezionando verso il Sour/Slop.

Lo stoccaggio di 1°SS non desolforato è comune allo stoccaggio del 2°SS non desolforato.

Con impianti in assetto "Target", l'esubero di HVN è inviato tutto all'impianto NHF1 e raffreddato negli E-3114 A/B tramite l'apposita valvola tre vie T3TV-050. La regolazione di portata si ottiene quindi con la T3FV-006 e lasciando aperta la T3FV-106.

In questo assetto non si prevede stoccaggio verso il Sour.

Testa Colonna

I vapori di testa colonna T-3101, cedendo calore al greggio negli E-3104 A/J, condensano parzialmente e si raccolgono nell'accumulatore del reflusso di testa D-3101. Il condensato viene aspirato dalle pompe P-3102 AN/BN ed inviato, come reflusso di testa colonna, alla T-3101 sopra al piatto 58.

Il controllo di livello del D-3101 (T3L-010) comanda la quantità di reflusso mediante la T3LV-010.

I vapori del D-3101, ulteriormente condensati e raffreddati negli E-3112-A/J, sono raccolti nell'accumulatore del distillato D-3102.

La benzina viene aspirata con le pompe P-3103 o P-3102-BN. (comune al reflusso di testa) ed inviata al ricontatto sotto controllo del livello del D-3102 effettuato dal T3L-012 tramite la T3LV-012.

Il crude gas non condensato alle condizioni di pressione e temperatura del D-3102 viene aspirato dal compressore volumetrico a vite C-3201, ricontattato alla benzina proveniente dalla mandata pompe P-3103 o P-3102 BN e quindi raffreddato con l'E-3201 prima di essere immesso nel D-3201. L'eccedenza di gas è inviata al D-3107 e poi all'F-3101 come gas combustibile. Una parte dei gas dalla mandata compressore viene riciclata a monte dei condensatori E-3112-A/J per mantenere la pressione nel sistema T-3101 / D-3101 / D-3102.

Il controllo avviene mediante la N2P-001 che agisce tramite la N2PV-001-A. In caso di fermata del compressore C3201, il controllo di pressione del topping è ottenuto mediante la PC-3108 e relativa valvola automatica che scarica verso la torcia il crude gas.

Negli accumulatori D-3101 (in avviamento impianto) e D-3102 si ha la condensazione dell'acqua presente nel grezzo e dei vapori di strippaggio immessi nelle colonne.

Mediante controllo differenziale di livello, l'acqua acida accumulata viene inviata all'impianto di trattamento SWS con le P-3111-A/B.

Il controllore di livello differenziale del D-3101 è il T3L-001 che agisce sulla valvola automatica T3LV-011(Normalmente fuori servizio).

Il controllore di livello differenziale del D-3102 è il T3L-013 che agisce sulla valvola automatica T3LV-013 per inviare l'acqua acida al S.W.S. o in aspirazione alle P-3150 AB.

Tramite la linea originariamente progettata per inviare distillato di testa da APS/3 al APS/2 (D-3102 a D-102) è possibile ricevere LPG da rilavorare e/o LVN da TK-111.

L'LPG fuori specifica, inviato da OM&B, viene riunito al distillato sulla mandata P-3103 ed ricontattato nel D-3201.

Il D-3102 riceve inoltre gli Offgas dall'impianto Scanfiner. Essendo il sistema di testa dell'APS3 soggetto a corrosioni, è stato dotato di un'apposita immissione di filmanti e neutralizzanti tramite le P-3160/1 per il trattamento degli E-3104 A/J - D-3101 e P-3164/5 per il trattamento degli E-3112 A/J - D-3102.

Riflusso intermedio basso - B.P.A.

Il riflusso intermedio basso (B.P.A.) è prelevato dal piatto n°16 e ritorna sopra il piatto n°20.

La portata è indicata e controllata dal T3F-029 tramite la T3FV-029.

La temperatura di ritorno in colonna è controllata dalla T3T-020 mediante le T3TV-020 A/B, in split-range.

Il riflusso intermedio basso cede calore negli:

- E-3205 - ribollitore deetanizzatrice T-3201 (LE2)
- E-3207 - ribollitore debutanizzatrice T-3202 (LE2)
- E-3216 - ribollitore virgin naphta splitter T-3204 (LE2)
- E-3108 NB - scambiatori grezzo APS3
- E-3122 AB - scambiatori grezzo APS3

Ed eventualmente negli:

- E-3113 - ribollitore stripper HVN T-3102

Inoltre vi è la possibilità di cedere calore indifferentemente prima all'E-3207 e quindi all'E3205 oppure viceversa.

Riflusso intermedio alto - T.P.A.

Il riflusso intermedio alto (T.P.A.), prelevato dalla colonna T-3101 al piatto 43, viene aspirato dalle P-3108 AN e BXN, controllandone la portata tramite T3F-028 mediante la T3FV-028, ed inviato a cedere calore:

- al greggio nell' E-3108 X
- al greggio negli E-3105 A/F
- al greggio nell' E-3102 X
- al ribollitore splitter C3/C4 (LE2) E-3212 (normalmente non usato)
- negli air fin coolers E-3111-A/B, con controllo di temperatura del ritorno alla colonna T-3101 (sopra piatto 48) effettuato da T3T-001 mediante le T3TV-011-A/B, che lavorano in split range.

Parte di T.P.A., a valle E-3111 A/B, viene inviata alla LE2, come olio di assorbimento (Sponge Oil) alla T3205, dalla quale ritorna immettendosi a valle della T3TV-011-A. Dalla mandata P-3108 AN e BXN si dirama una linea di flussaggio dei livelli di fondo automatico e visivo della T-3101

Un ulteriore flussaggio alle valvole di sicurezza del Residuo e grezzo a VPS con scarico in tranfer line è prelevato dalla linea a valle della T3FV-028. Inoltre, nella linea del R.I.A. di ritorno in T-3101, confluiscono le Wild Nafta provenienti dagli impianti LSADO e KHS.

Impianto di dissalazione

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto.

APPARECCHIATURE E VARIABILI OPERATIVE

Il desalter elettrico è stato progettato per la rimozione di circa il 95% dei sali e sedimenti contenuti nel grezzo in carica alla colonna di distillazione, al fine di minimizzarne gli effetti negativi di processo e nelle attrezzature.

Nel caso in cui il grezzo avesse tenore di sali maggiore di 150 ppm aumenterà in percentuale la quantità dei sali nel grezzo dissalato.

Densità dei grezzi trattati: 0.82-0.88 kg/mc.

Fabbisogni:

Acqua di lavaggio: L'acqua di lavaggio del desalter è principalmente acqua strippata da Sour Water Stripper con possibilità di integrazione di acqua demineralizzata o acqua sour non strippata o acqua di pozzo.

Quantità acqua: $3 \cong 6\%$ vol carica grezzo.

Massima portata: 52 mc/h a 15° C.

Minima portata: 26 mc/h a 15° C.

Vapore a 10.5 kg/cm: Portata intermittente viene definita in base alle esigenze operative.

Elettricità: 220.5 KW.

Aria strumenti: 1 SCFM per strumento.

Acqua di raffreddamento: 86.5 mc/h.

Disemulsionante chimico: Tipo VISCO 412 (NALCO).

Dosaggio: 0 - 20 ppm sulla carica di grezzo (dosaggio medio previsto 2-2.5 ppm).

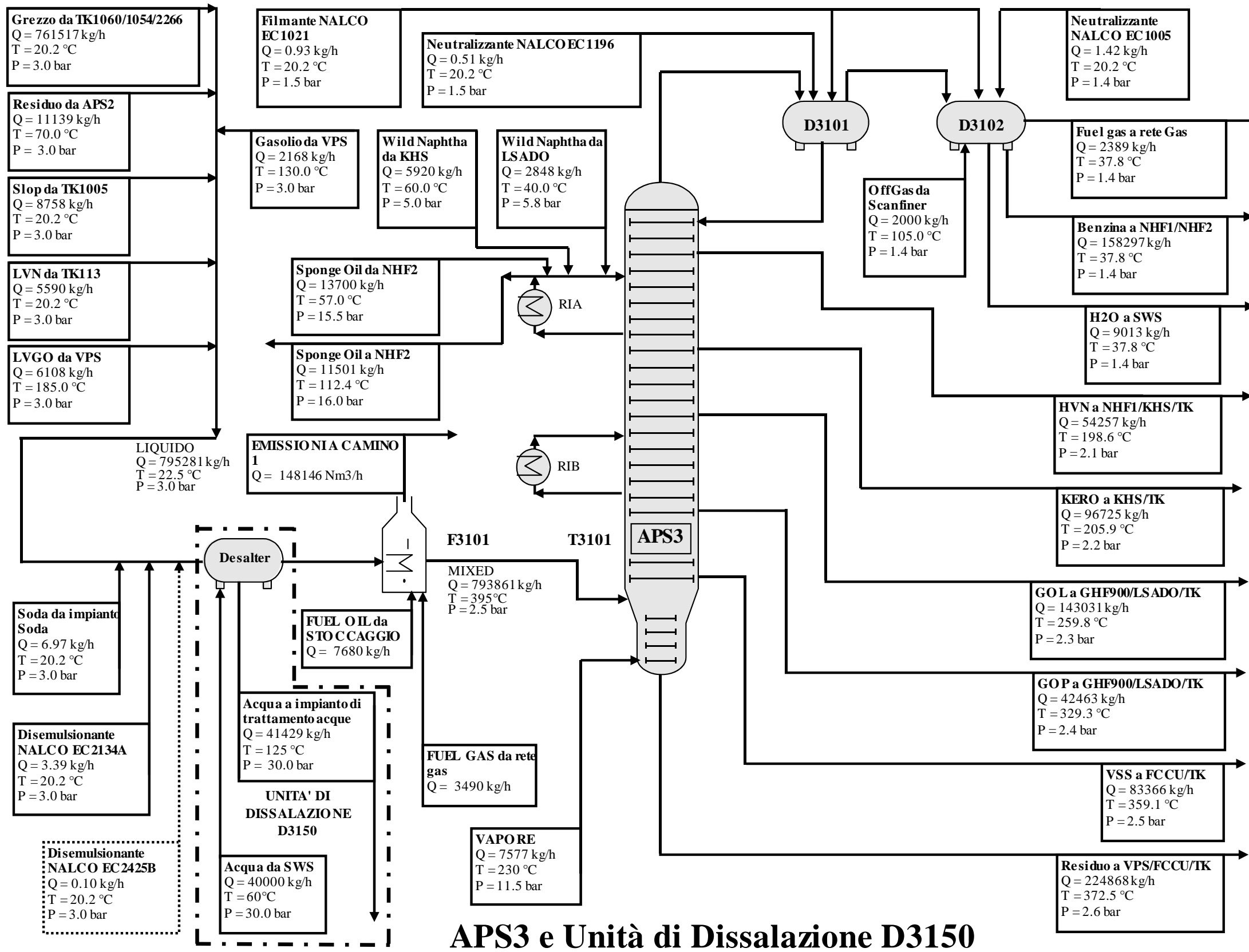
DESCRIZIONE DEL PROCESSO

La dissalazione si svolge durante tre fasi principali: riscaldamento, miscelazione, separazione.

- Riscaldamento - Il grezzo viene preriscaldato nel treno di scambio termico (l'incremento di temperatura riduce la viscosità e favorisce la dissalazione).

- Miscelazione - L'aggiunta di acqua di lavaggio è prevista a monte e a valle del treno di scambio termico prima della valvola di miscelazione, attraverso la quale si controlla una caduta di pressione tale da assicurare una buona emulsione acqua/grezzo. L'emulsione viene creata dalla turbolenza nelle pompe di carica grezzo, nel treno di scambio ed infine attraverso la valvola di miscelazione.

- Separazione - L'emulsione grezzo/acqua viene immessa nel desalter tramite un distributore immerso nell'acqua e dotato di fori laterali che consentono il flusso uniforme del grezzo per tutta la lunghezza del desalter. L'emulsione si distribuisce nel campo elettrico (creato dai due elettrodi A.T.) e l'effetto che ne risulta è la precipitazione delle gocce d'acqua e dei sali che si separano così dal grezzo. La regione tra l'elettrodo superiore e il livello d'interfaccia emulsione/acqua è la zona in cui avviene la dissalazione. La regione sopra l'elettrodo superiore è quella di raccolta grezzo, mentre al di sotto del livello d'interfaccia abbiamo il volume d'acqua salata il cui effluente sarà tanto più pulito (olio assente) quanto più grande sarà il volume d'acqua nel desalter. Il grezzo in uscita dall'alto del desalter prosegue il percorso nel treno di scambio termico fino alla distillazione atmosferica. L'acqua effluente, dopo aver preriscaldato negli scambiatori l'acqua di lavaggio, viene raffreddata e scaricata in fogna oleosa.



3.1.3 Impianto di distillazione sotto vuoto – VPS

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'impianto è stato progettato per lavorare il residuo atmosferico proveniente dalla distillazione atmosferica APS/3, APS/2 e da stoccaggio.

Produce distillato leggero (LVGO) e distillato pesante (HVGO), la cui miscela viene utilizzata come carica per l'impianto di Cracking, e un residuo di vuoto che è usato per il blending dell'olio combustibile o destinato alla produzione di asfalti.

L'impianto è composto dalle seguenti unità principali:

- Forno e preriscaldatore
- Colonna di distillazione sottovuoto
- Sistema di condensazione di testa

Descrizione del processo

La carica, costituita dal residuo atmosferico proveniente dalle unità di topping APS2 e APS3, viene:

- preriscaldata tramite un flusso di riciclo costituito da due scambi successivi: il primo con il distillato pesante ed il secondo con il residuo di fondo colonna;
- inviata al forno F-660 per il riscaldamento necessario al frazionamento;
- inviata parzialmente vaporizzata alla colonna per il frazionamento.

Il residuo di fondo colonna viene prelevato dal fondo della colonna per mezzo delle pompe G-4 A/B ed inviato ad un primo raffreddamento mediante preriscaldamento della carica (E-665) e quindi allo scambiatore E-666 dove si produce vapore a 10,5 kg/cm².

Successivamente il residuo di vuoto viene raffreddato negli scambiatori E-671 A/B, in parallelo con E-672, e poi nel E-10 A/B in controcorrente con il grezzo di alimentazione del topping.

Infine, il residuo viene raffreddato nei refrigeranti ad acqua E-501/505 ed inviato allo stoccaggio.

Normalmente il residuo di vuoto viene flussato con i gasoli ciclici provenienti dall'impianto Cracking e prelevati mediante la pompa G-5. Il flussaggio è effettuato a monte del refrigerante E-501.

Il distillato pesante (HVGO) viene prelevato mediante le pompe G-665 A/B. Una parte è utilizzata senza essere raffreddata come riflusso caldo, ma la maggior parte viene raffreddata negli scambiatori di calore E-664 A/B (riscaldamento carica), E-667 A/B (dove si effettua un preriscaldamento del greggio in serie a quello degli scambiatori E-10 A/B sul circuito del residuo), E-668 e E-680.

A questo punto una parte del distillato pesante ritorna in colonna come riflusso intermedio (BPA, bottom pump around), mentre un'altra parte viene inviata ai refrigeranti ad acqua E-669 e E-12 e da qui va in carica all'impianto di Cracking oppure allo stoccaggio.

Il distillato leggero (LVGO) prodotto viene prelevato dal piatto di raccolta, sotto la relativa sezione di condensazione, mediante le pompe G-1 e G-2A.

Una parte, sotto controllo di livello del piatto, è miscelata con l'HVGO ed inviata in carica al Cracking. La parte restante ritorna in colonna come riflusso di testa dopo raffreddamento nel refrigerante E-673.

In alternativa all'invio al Cracking, il distillato leggero può essere raffreddato nell'E-673 e stoccato con il distillato pesante o separatamente.

I vapori di testa vengono inviati al condensatore principale E-660. Il condensato nell'E-660 si raccoglie per gravità nel drum di accumulo D-660.

I vapori non condensati nell'E-660 vengono aspirati dagli eiettori di 1° stadio J-660 A/B/C ed inviati al condensatore di 1° stadio E-661.

La parte condensata è scaricata nel raccogliore D-661 mentre la parte incondensata, aspirata dagli eiettori di 2° stadio J-661 A/B/C, entra nel condensatore E-662 ed il liquido è scaricato nel D-661.

Di nuovo gli incondensati vanno agli eiettori di 3° stadio J-662 A/C, al condensatore E-663, il liquido ed i gas al D-661.

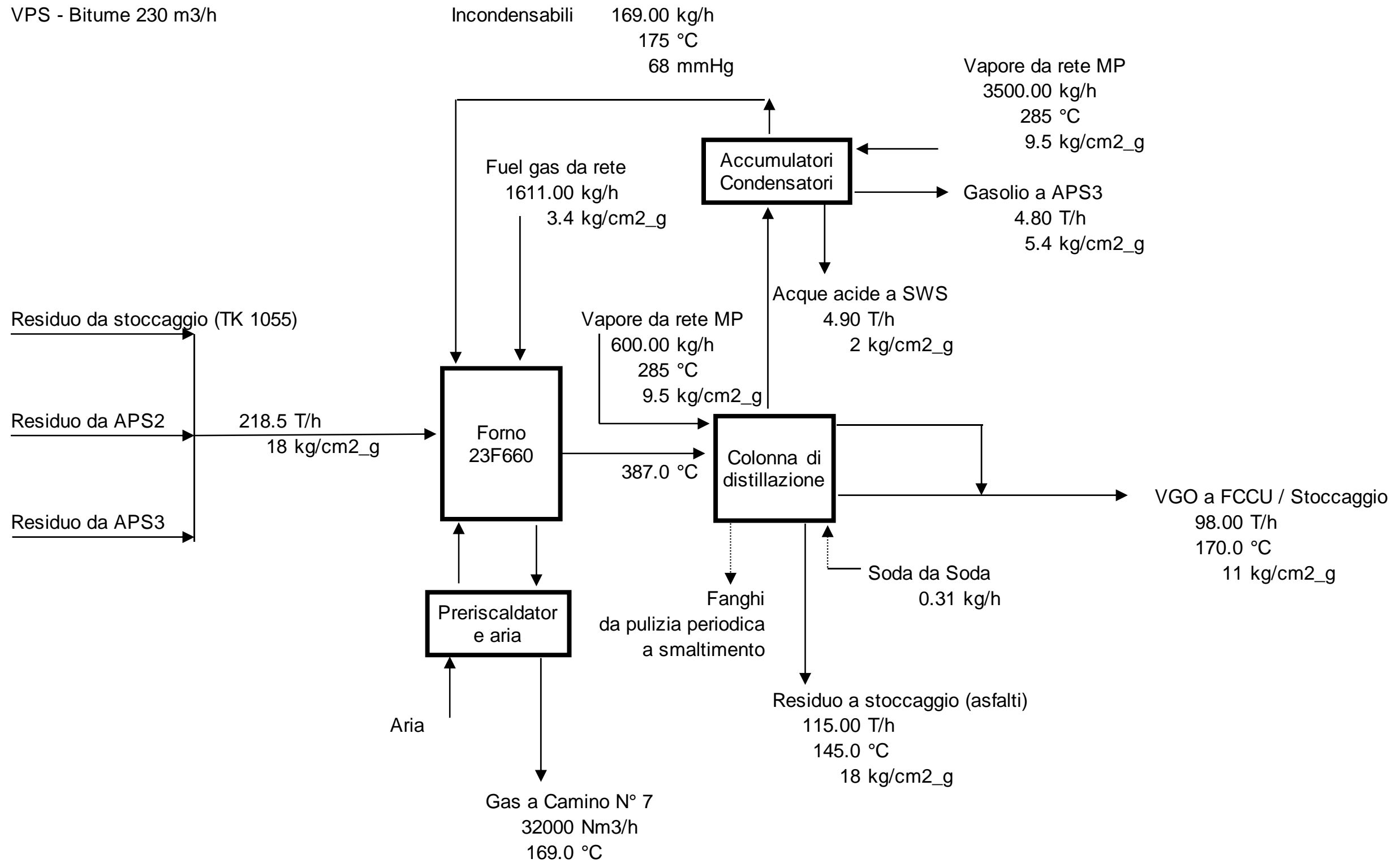
Una parte dei vapori di testa, prima dell'uscita dalla colonna, vengono prelevati con l'eiettore J-663 e riciccolati sul fondo colonna insieme al vapore di strippaggio, per aumentarne la quantità e migliorare il frazionamento nella parte alta della colonna.

L'acqua di condensa (vapore di strippaggio e vapore eiettori) è raccolta negli accumulatori del distillato e del condensato ed inviata al SWS con le pompe G-661 A/B e G-662 A/B.

L'olio recuperato, separatosi negli accumulatori, è riciclato col grezzo in carica al APS-3 o al APS-2 mediante le pompe G-661 A/B; i gas incondensabili (vent gas) sono bruciati al forno F-660.

Al fine di prevenire fenomeni di corrosione del sistema di testa della colonna, viene iniettata nella carica una soluzione di idrossido di ammonio (NH_4OH), che viene immessa mediante una apposita pompa dosatrice.

VPS - Bitume 230 m3/h



3.1.4 Impianto di cracking catalitico a letto fluido – FCCU

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

Il Flexicracking è un processo catalitico di conversione che trasforma gasolio pesante, residuo di Topping e distillati di VPS, in Fuel gas, LPG, benzina ad alto ottano, distillati, olio combustibile e coke.

Questi prodotti sono tutti estratti dall'impianto ad eccezione del coke il quale viene bruciato internamente per produrre il calore necessario alle reazioni di cracking.

Descrizione del processo

Prima fase - Carica degli idrocarburi pesanti

Gli idrocarburi pesanti che vengono inviati al trattamento di cracking catalitico nel riser del reattore R-801, provengono in parte dall'impianto di distillazione atmosferica (topping) ed in parte dalla colonna del vuoto (vacuum).

La portata di carica inviata al processo cracking è di circa 250 m³/h di cui, 87 m³/h circa provenienti dall'impianto topping (HAGO: Heavy Atmospheric Gas Oil) e 155 m³/h circa dalla colonna del vuoto (VGO: Vacuum Gas Oil).

La carica all'impianto complessivamente è costituita da tre differenti tipi di prodotto:

- 5° taglio da APS3 e da stoccaggio.
- Distillati di vuoto (LVGO e HVGO).
- Residuo atmosferico da APS3 e da stoccaggio

Seconda fase – Reazione di cracking

Il primo scambio di calore è con il BPA nell'E-815 A/B. Successivamente la carica viene inviata agli E-770 A/B e poi nell'E-816 dove acquista calore dallo SPA n°1.

E' previsto un by-pass della carica agli E-770 A/B ed E-816 per permettere il controllo della temperatura di ingresso forno.

Successivamente la carica confluisce nel forno F-701-N, alimentato a gas di raffineria, che serve a preriscaldare la carica sino alla temperatura di circa 240°C necessari per la reazione di cracking.

Il prodotto dal forno viene inviato al riser mediante tubazione avente diametro pari a 8" (20.32 cm) realizzato in acciaio al carbonio (carbon steel 1).

Il riser, avente diametro pari a 48" (121.9 cm) è realizzato in carbon steel internamente rivestito con materiale refrattario.

All'interno del riser è presente in circolo, alla temperatura di 730°C, il catalizzatore costituito da allumina e silice con una struttura definita zeolite.

E' caratterizzato da un riser ad alta velocità con basso tempo di contatto tra catalizzatore e carica. La circolazione di catalizzatore è controllata dalla differenza di pressione tra rigeneratore e reattore. Il riser conduce gli idrocarburi ed il catalizzatore fino all'entrata dei cicloni primari.

Il reattore si trova ad una quota superiore a quella del rigeneratore.

Le principali caratteristiche sono:

- la reazione avviene completamente nel riser; il tempo di contatto è molto basso in modo da massimizzare le rese in benzina a scapito di quelle in gas e coke;
- la separazione tra prodotti di reazione e catalizzatore è assai rapida per minimizzare i fenomeni di ricracking: il riser si estende fino agli ingressi dei cicloni (tre coppie) a cui è raccordato mediante dei condotti detti "transfer tunnel". Non si ha quindi contatto tra catalizzatore e prodotti di reazione all'interno del reattore, che va considerato solamente come uno stripper, oltre che a svolgere una funzione meccanica di supporto.

Quando la carica incontra il catalizzatore la temperatura della miscela formatasi scende attorno ai 550°C.

Il calo della temperatura è da attribuire, sia ad uno scambio di calore tra la carica e il catalizzatore, sia alla reazione di cracking che è di tipo endotermico.

La miscela formatasi risale per effetto del vapore lungo il riser fino alla parte superiore del reattore R-801.

Si precisa che a tale punto la reazione di cracking è completamente avvenuta e nel reattore avviene la sola separazione tra il gas, costituito dalla carica in fase vapore, ed il catalizzatore.

La separazione delle suddette fasi avviene tramite cicloni a due stadi che consentono un maggior rendimento.

Il catalizzatore, inquinato da coke, precipita attraverso il fondo del reattore e viene convogliato alla base del rigeneratore (R-802).

Terza fase - Rigenerazione del catalizzatore

La rigenerazione, ovvero la "pulizia" del catalizzatore dal coke e dagli idrocarburi pesanti avviene mediante combustione nel rigeneratore.

Infatti il catalizzatore viene a contatto con aria compressa (2.0÷2.5 bar) inviata da due blower (K-801 e K-772), con conseguente innesco della combustione del coke presente nel catalizzatore. In tale fase la temperatura del catalizzatore si innalza sino a circa 700°C.

Il catalizzatore così rigenerato ritorna in circolo nel riser per un nuovo ciclo.

La combustione del carbone consente quindi di autosostenere il ciclo stesso.

Analogamente al reattore anche nel rigeneratore è presente un ciclone a due stadi con lo scopo di separare il catalizzatore dai prodotti di combustione che vengono successivamente eliminati attraverso il W.H. BOILER, con recupero di calore dagli stessi prodotti.

Quarta fase - Frazionamento principale

I prodotti (fase vapore) ottenuti dalla reazione di cracking vengono inviati dalla testa del reattore al frazionatore principale (C-773) mediante apposita linea realizzata con acciaio legato avente un diametro di 34" (86.36 cm).

Nel frazionatore principale avviene la vera e propria separazione dei prodotti provenienti dalla sezione catalitica.

In esso infatti si ha il primo frazionamento e raffreddamento dei medesimi ottenendo la fase liquida e la fase vapore.

La carica entra sul fondo della colonna dove avviene il desurriscaldamento e la separazione del prodotto pesante di reazione (slurry).

Il calore recuperato per il raffreddamento viene utilizzato inviandolo a diverse utenze facenti parte dell'impianto.

Il recupero del calore avviene prelevando il prodotto a diverse altezze del frazionatore principale.

Partendo dal basso del frazionatore si distinguono i seguenti quattro cicli chiusi di raffreddamento denominati "pump-around":

- SLURRY PUMP-AROUND

Il calore sul fondo colonna viene asportato tramite un riciclo del prodotto di fondo (slurry) che rientra in colonna sopra i piatti deflettori N° 7 e N° 14. Lo slurry viene estratto dalle pompe G-779 A/B e G-806 A/B in due circuiti separati. Sulla aspirazione di entrambe le pompe sono installati filtri per trattenere il catalizzatore non separato dai cicloni del reattore ed eventuali pezzi di coke.

Il primo circuito, alimentato dalla G-779 A/B cede calore alla carica dell'impianto nell' E-816, negli E-770 A/B e successivamente nella caldaietta E-707N che produce vapore a 10.5 kg/cm².

Il secondo circuito, alimentato dalle pompe G-806 A/B, cede calore al ribollitore E-811 del CNS2 e successivamente al ribollitore della deetanizzatrice E-805 B.

- BOTTOM PUMP-AROUND

Il bottom pumparound (BPA) è ricircolato dalle pompe G-805 A/B che aspirano dal piatto 5 del frazionatore ed inviano il flusso a cedere calore al ribollitore E-809 del CNS1, quindi al ribollitore E-807 della debutanizzatrice ed infine alla carica all'impianto nell'E-815. Successivamente ritorna alla C-773 N al piatto 8.

- MEDIUM PUMP-AROUND

Il medium pumparound (MPA) è ricircolato dalle pompe G-773 AN/BN che aspirano dal piatto 12 del frazionatore ed inviano il flusso a cedere calore nel preriscaldatore della carica alla debutanizzatrice E-806, quindi nel secondo ribollitore della deetanizzatrice E-805 A ed infine nel refrigerante E-814. Successivamente ritorna alla C-773 N al piatto 16.

- TOP PUMP-AROUND

Prelevato dal piatto 34 dalle pompe G-770 A/B, è circolato, sotto controllo di portata, attraverso l'air fin cooler E-772 e ritorna alla testa della colonna.

Nel frazionatore avviene quindi la separazione di gasoli ed oli combustibili pesanti dalla benzina e prodotti più leggeri quali LPG (GPL).

Il prodotto meno pregiato viene prelevato alla base del frazionatore, tramite lo slurry pump-around e successivamente inviato allo stripper a vapore.

Parte del prodotto strappato ritorna nella colonna del frazionatore, mentre la frazione più pesante, dopo aver subito alcune refrigerazioni viene inviata a stoccaggio come olio combustibile pesante denominato CYCLIC OIL (C.O.).

In una seconda sezione del frazionatore, posta ad una altezza superiore della precedente, si estrae la frazione di prodotto che ha le proprietà dei gasoli ed è denominato HEAVY CYCLIC OIL (H.C.O.). Tale linea di estrazione rimarrà invariata rispetto a quella esistente.

Lo schema di flusso è analogo a quello descritto per il cyclic oil, difatti parte del prodotto estratto dalla colonna, dopo essere passato nello stripper, ritorna nel frazionatore e, la parte più pesante è inviata a stoccaggio previa refrigerazione.

In una terza sezione del frazionatore, posta ad una altezza superiore della precedente e quasi in sommità della colonna del frazionatore, si estrae una frazione di prodotto denominata LIGHT CYCLIC OIL (L.C.O.).

Il processo è del tutto analogo a quello descritto nelle due precedenti sezioni del frazionatore.

Quinta fase - Estrazione dei prodotti leggeri

Dopo il prelievo dei composti più pesanti, nel frazionatore sono rimasti i prodotti più pregiati che consentono di ottenere, dopo successive raffinazioni, di seguito illustrate, le benzine ed i gas combustibili.

La parte più leggera (fase vapore) viene prelevata dalla sommità del frazionatore e successivamente condensata, tramite quattro condensatori E-801 A/B/C/D.

Il prodotto ottenuto dalla condensazione è costituito da due fasi (vapore+liquido) che vengono separate nel pallone di testa D-795.

Il gas separato nel D-795 viene mandato al drum D-806 e quindi in aspirazione al compressore K-802 denominato CAT GAS COMPRESSOR.

Successivamente il gas compresso viene inviato nei condensatori E-722B/N e nel Drum D-810 che consente la separazione delle due fasi (gas/liquido). Entrambe le fasi separate sono inviate in carica alla deetanizzatrice.

Il gas così ottenuto viene infine inviato nella colonna DEETANIZZATRICE di frazionamento C-804 e da questa inviato successivamente in una ulteriore colonna C-723 NX denominata SPONGE-ABSORBER in cui avviene un ulteriore assorbimento delle molecole pesanti C₄+

Infine il gas viene inviato alla rete gas di raffineria (etano, H₂ e H₂S).

Il liquido proveniente dal Drum D-795 viene inviato in pressione (15 bar), tramite le pompe G-804 A/B nella colonna deetanizzatrice C-804.

Nella deetanizzatrice avviene un primo frazionamento del liquido con conseguente separazione delle molecole C2 dal resto.

Dal fondo della colonna si ottiene il prodotto costituito dalle molecole C3, C4, C5 ecc. che viene successivamente inviato, per differenza di pressione, alla colonna DEBUTANIZZATRICE C-805.

Nella debutanizzatrice avviene un secondo frazionamento con conseguente separazione delle molecole C3, C4 (butani e propani) dalle molecole C5, C6, C7 ect. (benzine).

I butani e propani, costituiti dalle molecole C3 e C4 vengono prelevati dalla sommità della debutanizzatrice, condensati mediante i condensatori E-808A/D e inviati al Drum D-809.

Dal suddetto Drum, tramite la pompa G-811A/B, i butani sono in parte rimandati nella debutanizzatrice come riflusso ed in parte inviati alla linea relativa al LPG (GPL) in carica al Poly.

Dal fondo colonna debutanizzatrice C-805 si ha la produzione delle benzine ovvero prodotti costituiti dalle molecole C5, C6, C7 ecc.

Tali prodotti, vengono inviati alla colonna C-790 denominata Cat Naphtha Splitter N°1: scopo del primo frazionatore è quello di separare la benzina leggera (LCN) dalla restante porzione di coda costituita dalla benzina intermedia (ICN) e dalla benzina pesante (HCN).

Il prodotto ottenuto dalla sommità della C-790 viene condensato nel condensatore E-784N e da questi inviato al Drum D-761 XNN.

Dal Drum suddetto il prodotto, tramite pompa rimandato nella colonna C-790 come riflusso ed in parte, dopo refrigerazione, viene inviato a stoccaggio.

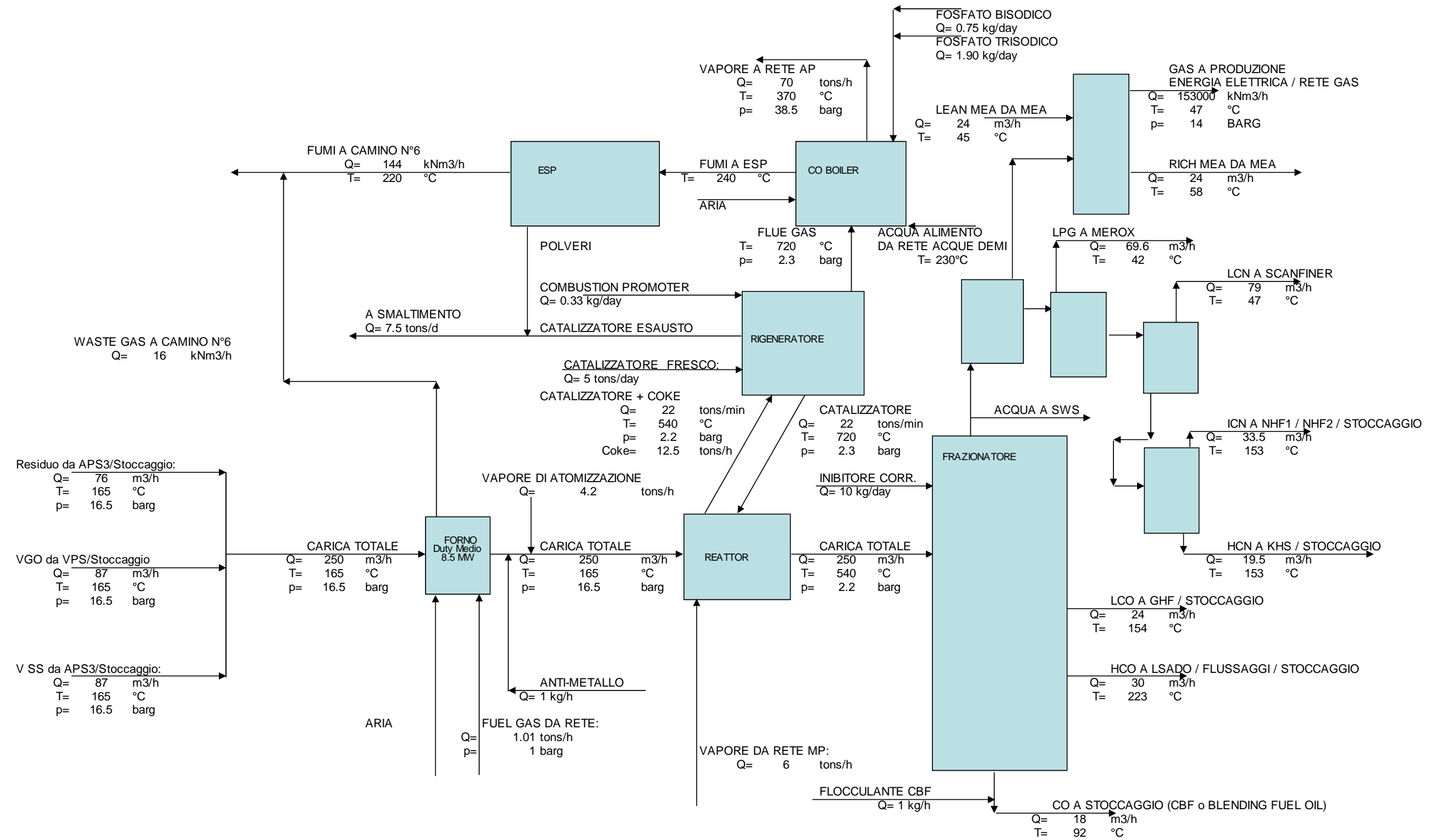
La benzina leggera LCN prodotta dal D-761 XNN è inviata, tramite le G-812 A/B, in parte come riflusso alla colonna C-790 ed in parte, dopo il raffreddamento negli E-727 AN/BN e negli E-29 AN/BN, allo stoccaggio.

La benzina che si separa sul fondo del primo cat naphtha splitter è prelevata dalle pompe G-813 A/B ed inviata in carica alla colonna C-761XN, denominata Cat Naphtha Splitter N°2.

Scopo di questa colonna è quello di separare i due rimanenti tagli di benzina: la ICN dalla testa e la HCN dal fondo.

I vapori di testa vengono condensati nell'E-810 e si raccolgono nel mammellone del condensatore. La ICN accumulata nel mammellone è prelevata per essere inviata in colonna come riflusso e per essere pompata a stoccaggio.

L'HCN dal fondo colonna viene aspirata dalle G-814 A/B ed inviata a stoccaggio previo raffreddamento negli E-794 A/B e negli E-705 AN/BN.



3.1.5 Impianto di reforming catalitico semirigenerativo - PWFSR

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

Il processo di Powerforming è un processo di reforming catalitico della benzina nel quale la benzina di distillazione primaria del grezzo, dopo essere stata desolforata, viene elevata a più alto numero di ottano.

Il reforming viene ottenuto facendo passare la benzina attraverso un letto di catalizzatore al platino e renio su supporto di allumina in presenza di un gas ricco di idrogeno.

Le principali reazioni che hanno luogo nei reattori del Powerformer sono:

- Deidrogenazione dei nafteni in aromatici
- Deidrocicizzazione delle paraffine in nafteni
- Isomerizzazione delle paraffine (es. conversione del n-pentano in isopentano ad alto ottano)
- Hydrocracking di una certa quantità di paraffine pesanti in paraffine più leggere. Questo consiste in una crackizzazione seguita da idrogenazione dei prodotti insaturi che si sono formati. Tale reazione è indesiderabile in quanto consuma idrogeno ed abbassa la resa di liquido.

Il catalizzatore dei tre reattori è rigenerato periodicamente e contemporaneamente, arrestando l'impianto (ogni anno circa).

Descrizione del processo

La carica è costituita dal taglio laterale (IVN) delle Light Ends del NHF-1 e dal prodotto di fondo delle Light Ends del NHF-2.

Il taglio laterale della T-204 entra nel refrigerante ad aria E-215, si raccoglie nell'accumulatore D-203 e per mezzo delle pompe P-206 A/B viene inviato insieme al prodotto di fondo della T-3204, pompato dalle P-3207 A/B in carica al Powerformer Semirigenerativo o Ciclico.

Un'altra possibile fonte di carica è l'impianto solventi che può lavorare una parte di IVN prelevata dal fondo T-3204 dalla mandata delle P-3207 A/B inviandola in carica a T-4501 (dove per distillazione viene impoverita delle frazioni leggere e quindi restituita dalla pompa P-4502 sulla mandata della P-3207 A/B a valle del prelievo, quindi sulla linea di carica ai PWFs).

Circuito di reazione

Prima dell'ingresso negli E-301 alla carica si unisce il gas di riciclo compresso dal compressore C-301.

Il flusso di carica liquida e gas di riciclo entra negli E-301 A/D in controcorrente all'effluente proveniente dall'ultimo reattore e viene poi riscaldato a 500-535 °C nella prima sezione del forno (F-301).

Passa poi attraverso il primo reattore R-301 dove ha luogo, molto rapidamente, la deidrogenazione dei nafteni in aromatici.

Durante questa fase il flusso si raffredda perché tali reazioni sono endotermiche. Per questa ragione esso viene nuovamente riscaldato alla stessa temperatura di reazione nella seconda sezione del forno (F-302) e inviato attraverso il secondo reattore R-302. Qui le principali reazioni sono quelle di deidrocicizzazione, aromatizzazione ed isomerizzazione.

Come prima, ha luogo un altro raffreddamento a causa delle reazioni endotermiche; il successivo aumento di temperatura, avviene nella terza sezione del forno (F-303), per passare poi al terzo ed ultimo reattore R-303. Qui le principali reazioni sono di isomerizzazione accompagnate in misura minore da quelle di hydrocracking. Queste ultime avvengono in misura trascurabile quando il catalizzatore è fresco, ma aumentano con il diminuire dell'attività del catalizzatore. Parallelamente alle reazioni di hydrocracking aumentano le reazioni secondarie che portano alla formazione di coke, per cui l'effetto combinato può portare alla fermata dell'impianto per la bassa attività del catalizzatore.

Esistono delle linee di comunicazione tra gli effluenti dei due impianti per permettere l'integrazione termica tra PWF-CY e NHF-1, necessaria alla marcia, anche se a carica ridotta di quest'ultimo, durante la rigenerazione del PWF-SR.

Circuito dell'effluente

Il flusso che esce dall'ultimo reattore è uno dei principali elementi di integrazione di calore con altri impianti oltre i PWF's. Lasciato il reattore R-303, l'effluente si divide in due flussi paralleli: uno verso E-202 dove preriscalda la carica al NHF-1, l'altro verso E-305 ribollitore della colonna stabilizzatrice del SR.

I due flussi si uniscono nuovamente dopo avere lasciato E-202 ed E-305 e vanno a riscaldare prima uno dei due ribollitori del VNS T-204, l'E-214, quindi la carica del PWF-SR nell' E-301.

Infine l'effluente passa attraverso i condensatori ad acqua E-302 A/B/C, il condensato si raccoglie nel polmone separatore D-301, il gas viene aspirato dal compressore C-301 e si divide in quattro flussi:

- gas di trattamento agli Hydrofiner
- gas all'impianto di Isomerizzazione prelevabile a valle del C301 ,
- gas all'impianto solventi
- gas in ricircolazione al treno di scambio che si unisce alla benzina di carica e si immette nel treno di preriscaldamento della carica costituito dagli scambiatori E-301 A/B/C/D.

Sezione Light Ends

La benzina powerformata non stabilizzata viene inviata tramite la pompa P-313 dal separatore D-301 alla stabilizzatrice T-301 nella sezione Light Ends del PWF-SR, previo riscaldamento attraverso lo scambiatore E-303 (carica T-301/vapori di testa T-301) e gli scambiatori E-304 A/B/C (carica/fondo stabilizzatrice).

Il prodotto stabilizzato di fondo, dopo lo scambio di calore nell' E-304, viene inviato al D-340 pallone di carica dell'impianto BHC.

Nel caso questo impianto sia fermo, verranno utilizzati i refrigeranti E315 A/B per inviare il prodotto a stoccaggio.

I vapori di testa, dopo essere passati nell'E-303, vengono parzialmente condensati nell' air fin E-306 e raccolti nel pallone separatore D-302. Il liquido viene inviato come riflusso alla stabilizzatrice stessa ed il gas non condensato (off-gas) alla deetanizzatrice T-201 o T-3201 nella sezione Light Ends del greggio.

Circuito degli essiccatori

Il circuito degli essiccatori e le relative attrezzature vengono usate per essiccare il gas di riciclo del PWF-SR nei tre giorni successivi all'avviamento.

Viene quindi usato per la riattivazione del catalizzatore di entrambi i reformer.

3.1.6 Impianto di reforming catalitico ciclico - PWFCY

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

Il processo di Powerforming è un processo di reforming catalitico della benzina nel quale la benzina di distillazione primaria del grezzo, dopo essere stata desolforata, viene elevata a più alto numero di ottano.

Il reforming viene ottenuto facendo passare la benzina attraverso un letto di catalizzatore al platino e renio su supporto di allumina in presenza di un gas ricco di idrogeno.

Le principali reazioni che hanno luogo nei reattori del Powerformer sono:

- Deidrogenazione dei nafteni in aromatici
- Deidrocicizzazione delle paraffine in nafteni
- Isomerizzazione delle paraffine (es. conversione del n-pentano in isopentano ad alto ottano)
- Hydrocracking di una certa quantità di paraffine pesanti in paraffine più leggere. Questo consiste in una crackizzazione seguita da idrogenazione dei prodotti insaturi che si sono formati. Tale reazione è indesiderabile in quanto consuma idrogeno ed abbassa la resa di liquido.

La rigenerazione del catalizzatore viene effettuata individualmente reattore per reattore evitando in tale modo di arrestare .

Circuito di reazione

Il prodotto di fondo e quello del taglio laterale delle Light ends del NHF-1, costituisce la carica principale del PWF-CY. E' possibile integrare la carica da TK 1013 via impianto solventi e da fondo Light Ends NHF-2 quando l'APS2 è in moto.

Questa carica, viene miscelata con il gas di riciclo proveniente dal compressore C-302, a monte degli scambiatori E-307 A-E, preriscaldata negli stessi e quindi portata alla temperatura di reazione di 510-530°C nella prima sezione del forno costituita da F-304

Il passaggio attraverso i reattori comporta fenomeni del tutto analoghi al PWF-SR.

Quando un reattore deve essere riattivato, viene sostituito con il reattore swing.

Circuito dell'effluente

Come per il Powerformer Semirigenerativo, l'effluente che lascia l'ultimo reattore è termicamente integrato con altre attrezzature.

Lasciato l'ultimo reattore si divide in tre flussi paralleli: il primo va al ribollitore E-310 della stabilizzatrice T-302, il secondo al ribollitore E-312 della torre di rerun T-303, il terzo al ribollitore E-331 dello splitter degli xileni T-330.

La caduta di pressione accettabile tra i punti a monte ed a valle dei ribollitori viene mantenuta da un by-pass la cui apertura viene regolata da un controllore di pressione differenziale. Dopo la riunione dei due flussi, l'effluente passa attraverso il ribollitore E-213 dello splitter della nafta T-204, preriscalda la carica alla stabilizzatrice T-302 nell' E-309, preriscalda la carica al forno F-304 negli scambiatori E-307 A-E e viene condensato parzialmente nei condensatori E-308 A/B e raccolto nel pallone separatore D-303.

Il gas in uscita dal separatore D-303 passa attraverso il compressore C302 ed in parte, unitamente al gas proveniente dal PWFSR, va agli Hydrofiner come gas di trattamento, in parte miscelato con la carica all'impianto a monte degli scambiatori di preriscaldamento E-307 A-E.

Sezione Light Ends

Il liquido raccolto nel separatore D-303 viene inviato per pressione, dopo essere stato riscaldato dall' E-309 (carica T-302/effluente) nella colonna stabilizzatrice T-302.

Il prodotto di testa viene condensato parzialmente nel condensatore dei prodotti dei testa (raffreddato ad aria) E-311 e raccolto nell'accumulatore di riflusso D-304.

I gas possono essere inviati alla deetanizzatrice T-201 della sezione light ends n° 1 del greggio, insieme a quelli provenienti dal PWF-SR oppure alla deetanizzatrice T-3201 nella sezione light ends n° 2 del greggio.

Il liquido raccolto nel D-304 viene interamente inviato come riflusso alla stabilizzatrice T-302.

Il prodotto di fondo della stabilizzatrice, dopo essere stato riscaldato dal ribollitore E-310, viene inviato per pressione alla torre di rerun T-303 dove la powerformata leggera viene separata dai polimeri e dagli xileni che vengono caricati tramite le pompe P-330 allo splitter T-330.

Il prodotto di testa della T-303 viene condensato nel condensatore di testa raffreddato ad acqua E-313 e raccolto nell'accumulatore di riflusso D-305.

La powerformata viene pompata al D340, pallone di carica impianto BHC.

In caso di invio a stoccaggio con l'impianto BHC fermo è possibile utilizzare l'E319 come refrigerante

In caso di avviamento del PWF CY con BHC in moto verranno utilizzati gli E314 ed E314N per inviare il prodotto a Slop.

Il fondo T-303 va in carica allo splitter T-330 da cui si ottengono tre prodotti:

1. un prodotto di testa ad alto ottano che viene condensato nell' E-330 ed utilizzato come riflusso in colonna ed in parte inviato al D340, pallone di carica impianto BHC.
2. un prodotto intermedio ricco di xileni che viene condensato dall' E-333 ed inviato a serbatoio tramite le P-331.
3. un prodotto di fondo, essenzialmente composto da aromatici, che viene raffreddato da E-314 ed E-314 N quindi inviato a serbatoio tramite le P-304 pro solventi feed.

Esiste la possibilità di by-passare le colonne inviando a serbatoio tutta la powerformata stabilizzata. Il by-pass delle colonne T-303 e T-330 impone di sezionarne i ribollitori E-312 ed E-331 affinché l'alta temperatura non dia luogo a formazione di gomme dai prodotti che rimangono negli scambiatori dopo la messa fuori servizio delle colonne.

Circuito degli essiccatori

L'acqua ha un effetto deleterio sul catalizzatore poiché provoca lo strappaggio del cloro. Per evitare questa azione è necessario ridurre, mediante essiccamento, il contenuto di acqua nei gas usati per la riattivazione del catalizzatore a valori accettabili.

L'essiccamento del gas di riattivazione viene effettuato alternativamente dagli essiccatori D-307 A e D-307 B. Mentre un essiccatore è in servizio, l'altro viene rigenerato, cioè viene strappata l'acqua di cui è saturo. L'operazione avviene nel seguente modo (supponendo che l'essiccatore D-307 A sia in servizio e il D-307 B sia in rigenerazione): i gas caldi di riattivazione provenienti dal reattore in riattivazione sono inviati attraverso lo scambiatore E-317 dove preriscaldano i gas di riattivazione che vanno al reattore. Essi vanno, quindi nel

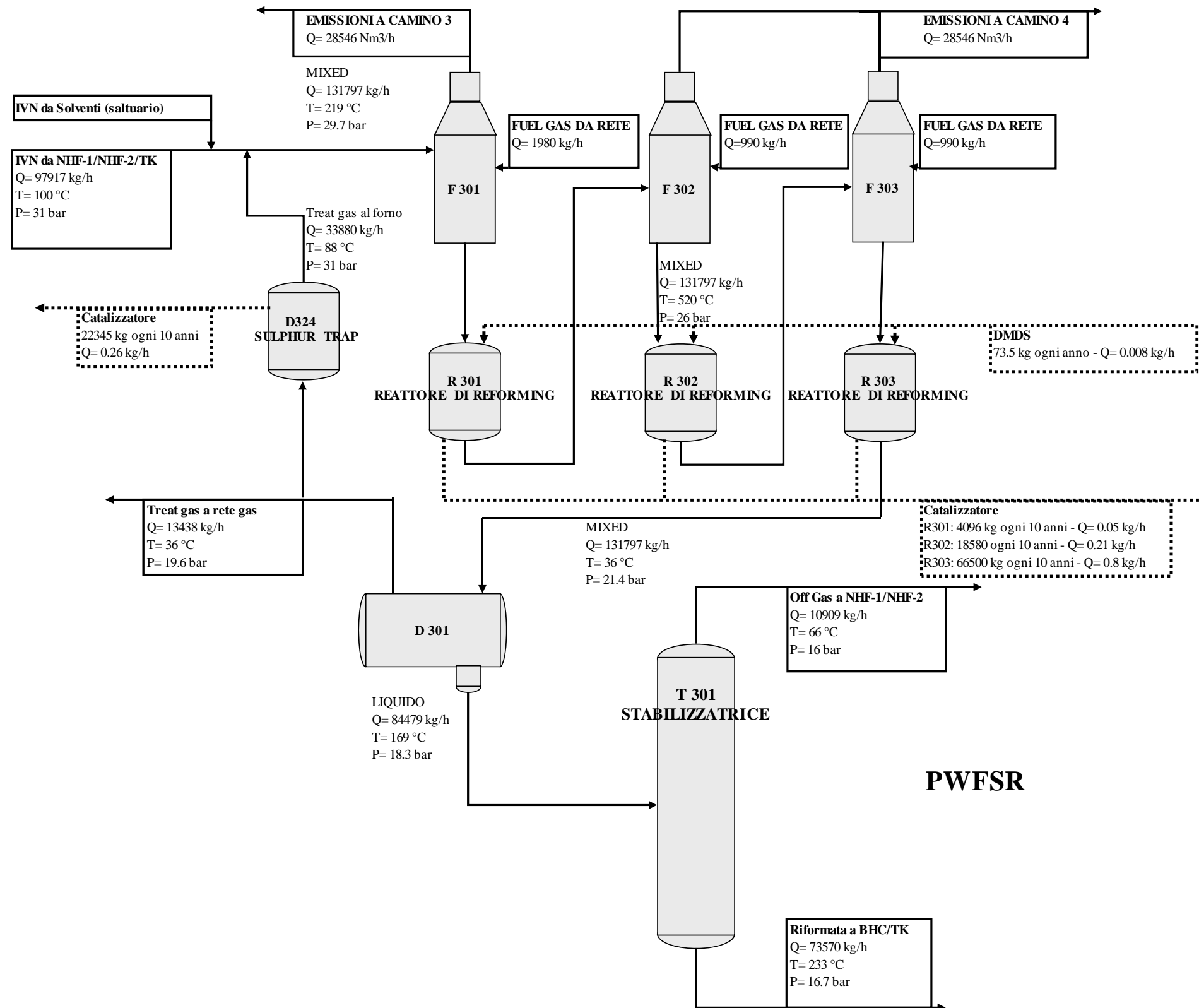
D-307 B a strappare l'acqua dal materiale essiccante. I gas saturi di acqua vanno al lavatore T-304 dove vengono raffreddati e lavati con acqua. Con questa operazione si condensa l'eccesso di acqua dei gas e, allo stesso tempo si tolgono i gas incondensabili come CO, CO₂ ed H₂S. Il gas esce dalla T-304 saturo di umidità alle condizioni di equilibrio, quindi più bassa è la temperatura e più alta è la pressione minore sarà il quantitativo di umidità trattenuto.

Il gas viene quindi inviato nell'essiccatore in servizio D-307 A dove l'umidità viene ridotta a valori accettabili dal processo.

Il gas che esce dal D-307 A viene raffreddato nel refrigerante E-318 e portato ad una temperatura che può essere tollerata dal compressore C-303.

Dopo il raffreddamento eventuali particelle trascinate di materiale essiccante vengono trattenute dal filtro FIL-301 e quindi il gas viene compresso dal C-303. Esso poi scambia calore nell' E-317 con il gas proveniente dal reattore e passa attraverso il forno F-307. Qui viene riscaldato alla temperatura richiesta dalla fase di riattivazione in corso.

Quando dall'essiccatore D-307 B è stata tolta l'acqua esso deve essere raffreddato prima di potere essere messo in servizio come essiccatore ed il percorso del gas viene cambiato nel seguente modo: prima passa attraverso il lavatore T-304 e raffreddato con acqua, successivamente il gas umido e freddo viene essiccato nel essiccatore D-307 A quindi va a raffreddare l'essiccatore D-307 B. La rimanente parte di ciclo è identica a quanto descritto in precedenza per il D-307 B.



3.1.7 Impianto Benzene – BHC

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'unità Benzene consente di ridurre il contenuto di benzene nella componente pro Mogas della benzina powerformata in modo da incontrare le specifiche richieste per legge.

L'unità benzene riceve la benzina riformata dai powerformers Semirigenerativo e Ciclico e recupera il 94% circa del benzene contenuto nella carica.

Il taglio laterale che viene inviato allo stoccaggio ha una concentrazione del 50% circa in benzene.

Il distillato di testa può essere in parte inviato in carica all'impianto di Isomerizzazione mentre la restante parte, ricongiunta al prodotto di fondo, verrà stoccata come componente pro Mogas.

Le cariche all'unità BHC provengono principalmente da:

- Fondo stabilizzatrice del PWF-SR T-301.
- Testa Rerun PWF-CY T-303.

Inoltre possono provenire da:

- Testa Rerun PWF-CY T-330.
- Rilavorazione da stoccaggio della powerformata totale (TK-1001/1002/1017).

Tutti gli streams si ricongiungono nel pallone di accumulo D-340 dal quale vengono aspirati con la pompa di carica P-340 ed inviati al preriscaldamento nell'E-340 e successivamente alla colonna di frazionamento T-340.

La temperatura di ingresso colonna viene controllata mediante la valvola a tre vie SRT-041-CV, che agisce by-passando parte della carica all'E-340 dove questa preleva calore dal prodotto di fondo colonna.

La carica alla colonna passa attraverso il lato mantello. L'effluente del ribollitore E-342 passa attraverso i tubi.

Colonna di frazionamento T-340

La colonna di frazionamento ha 70 piatti di tipo forato.

La carica, preriscaldata nell'E-340, entra al piatto 18.

La colonna è protetta dalla valvola di sicurezza PSV-342, tarata a 7.0 bar, sul collettore di testa della colonna e con scarico alla torcia

Per prevenire sovrappressioni e quindi minimizzare gli interventi della PSV-342, è stato installato un sistema di sicurezza che taglia il calore al ribollitore in caso di raggiungimento della soglia di pressione settata (SRP-042-(CO)).

Il calore necessario al frazionamento viene fornito attraverso il ribollitore E-342 dove il fondo colonna preleva calore scambiando con vapore surriscaldato. La parte vaporizzata ritorna in colonna mentre la fase liquida, lato stramazzo, viene inviata all'E-340, dove cede parte del calore alla carica.

Il prodotto arriva all'aspirazione delle pompe P-343 A/B sulla mandata delle quali è installata la valvola di regolazione del livello dello stramazzo del ribollitore.

La P-343 B è riserva comune con la P-340 (carica colonna).

Dopo la regolazione della portata, il flusso viene raffreddato nell'E-343 (con acqua di raffreddamento) e quindi va ad unirsi al distillato di testa a formare la powerformata totale.

Il taglio laterale viene prelevato, in fase liquida, dal piatto 37. Esso arriva direttamente all'aspirazione delle P-342 A/B.

Il prodotto, ricco di benzene, viene raffreddato nell'E-319X (con acqua di raffreddamento) e quindi inviato allo stoccaggio nei Tk 224 e 225 (a tetto fisso con tetto galleggiante interno).

I vapori di testa vengono totalmente condensati negli E-341 A/B (in serie) con circolazione di acqua raffreddamento.

L'aspirazione viene prelevata dal mammellone del condensatore inferiore (E-341A) che garantisce un minimo di accumulo.

Parte del condensato è riciclato a monte dei condensatori ad ulteriore garanzia del mantenimento del livello minimo.

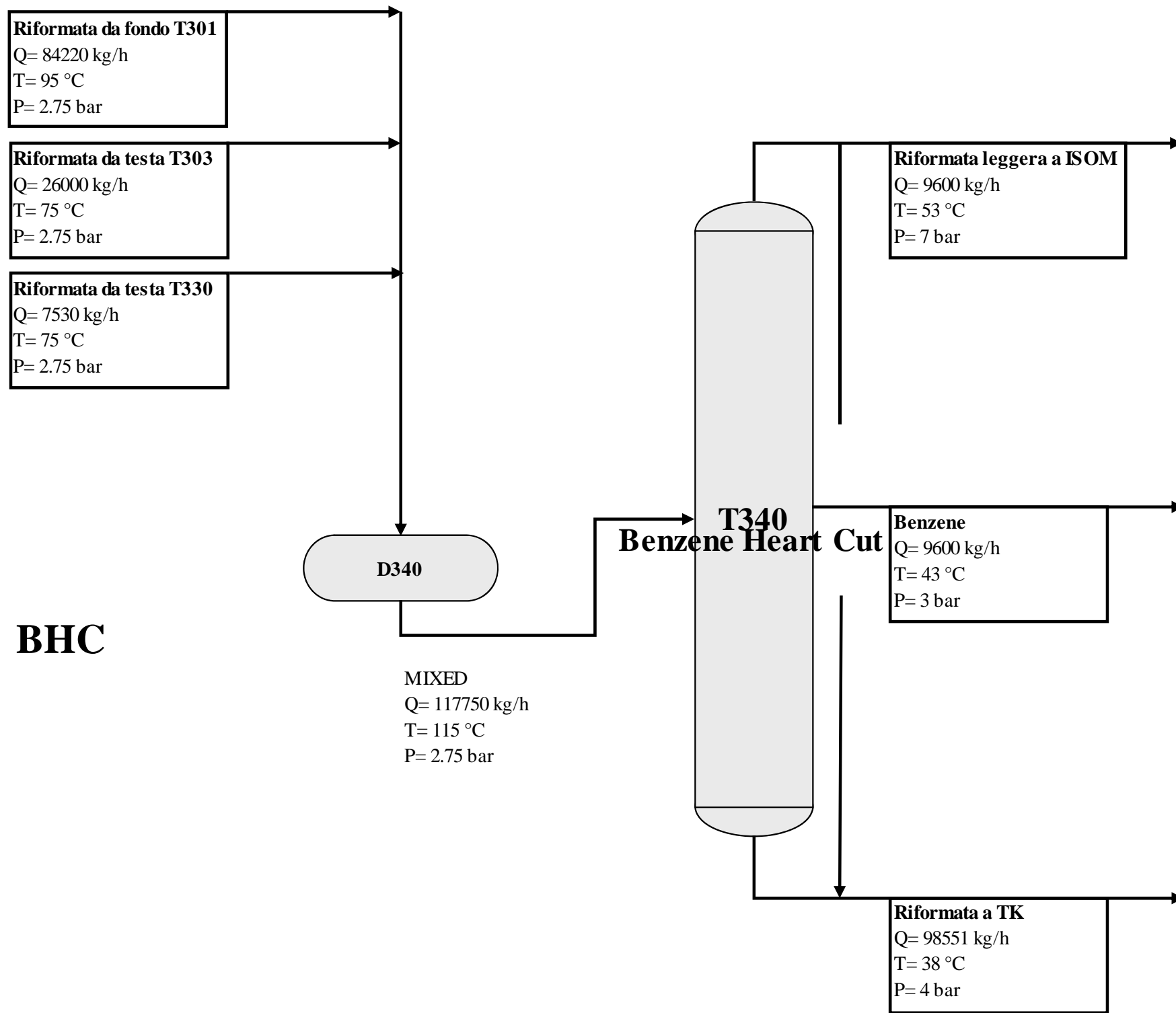
Il condensato è quindi aspirato dalle P-341 A/B che inviano a:

- Riflusso colonna al piatto 70, controllato in portata tramite SRF-046-IC e CV;
- Ad unirsi con il prodotto di fondo colonna a formare la powerformata totale;
- Carica ISOM con controllo di portata tramite SRF-047-IC e CV.

La powerformata totale (o riformata combinata) si ottiene dalla miscelazione del prodotto di testa e di fondo colonna.

A valle dell'unione il flusso risultante viene raffreddato in serie negli E-315 A/B (con acqua raffreddamento) e quindi inviato allo stoccaggio nei Tks 1001/1002/1017 a tetto galleggiante.

Il prodotto, con contenuto di Benzene intorno allo 0,5-0,8%, è destinato a componente principale della miscelazione di benzine finite.



3.1.8 Impianto di polimerizzazione – POLY

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'impianto Poly opera un processo di condensazione catalitica delle olefine contenute nel GPL prodotto dall'impianto FCCU.

La carica ai reattori è costituita dalla frazione butano/butileni del GPL, estratta dal fondo di una colonna di frazionamento, che viene convertita in molecole più lunghe e ramificate utilizzate nella miscelazione delle benzine.

La parte paraffinica della carica e la frazione non reagita vengono separate e stoccate come propano, butano e/o miscela GPL.

Descrizione del processo

Lavaggio della carica

Il GPL proveniente dall'impianto FCCU subisce un lavaggio con MEA nelle colonne 24-C4 NX e 24-C5, necessario per rimuovere l' H_2S presente nella corrente.

Il gas, all'uscita di questo lavaggio viene inviato all'impianto di estrazione dei mercaptani MEROX, costituito da due treni di lavaggio simmetrici tra di loro, operanti in parallelo.

Il GPL viene alimentato al pallone di prewash 100-D1 (100-D1B) contenente una soluzione di idrossido di sodio, che ha la funzione di assorbire l'eventuale residuo di H_2S non rimosso dalle colonne di lavaggio con MEA.

A valle del pallone di prewash si trova la colonna di lavaggio con soluzione di idrossido di sodio 100-C1 (100-C1B), nella quale vengono rimossi i mercaptani presenti nel GPL, che vengono assorbiti dalla soluzione caustica.

Successivamente il GPL passa attraverso il pallone di separazione gas-liquido 100-D2 (100-D2B) ed il filtro a sabbia 100-D3 (100-D3B) per rimuovere le gocce di soluzione caustica eventualmente trascinate.

La soluzione di soda caustica ricca di mercaptani uscente dalle colonne 100-C1 e 100-C1B viene miscelata con aria e benzina desolfurata proveniente dall'impianto NHF2 ed inviata all'ossidatore 100-D5N, in cui i composti formati dal sodio con i mercaptani contenuti nel GPL vengono ossidati a disolfuri e successivamente separati dalla soluzione caustica nel pallone separatore 100-D6, dal quale, la soda rigenerata viene inviata alle colonne di lavaggio del GPL, mentre la fase oleosa formata dalla benzina prelevata dall'impianto NHF2 in cui sono disciolti i disolfuri liberati dalla reazione di ossidazione, viene inviata allo stoccaggio dello slop.

Frazionamento della carica

Il GPL proveniente dall'impianto MEROX viene frazionato nella colonna T-203XN in una corrente più leggera, ricca di idrocarburi C_3 (miscela propilene/propano) ed in una corrente più pesante ricca di idrocarburi C_4 .

La corrente di fondo della colonna, costituita dal prodotto ricco di C_4 viene raffreddata e inviata ai reattori di polimerizzazione catalitica.

Polimerizzazione catalitica degli idrocarburi C_4

La corrente proveniente dal fondo della colonna di distillazione T-203XN viene suddiviso in due portate che alimentano i due treni di reazione operanti in parallelo.

L'organizzazione impiantistica dei due treni di reazione è identica, quindi nella seguente descrizione si farà riferimento al treno con i reattori 24D-1 e 24D-2, disposti in serie, riportando tra parentesi l'analoga apparecchiatura del treno relativo al reattore 24D-3.

La corrente di reagenti viene addizionata con acqua di pozzo ed inviata al pallone 24D-8 per la rimozione dell'eventuale acqua in eccesso che possa decantare, in seguito, dopo essere stata diluita con una corrente di butano proveniente dalla sezione di frazionamento e riscaldata nello scambiatore 24E-5N (24E-5AN), viene inviata allo scambiatore carica effluente 24E-4N (24E-3N) ed al preriscaldatore 24-E54.

La diluizione ha la funzione di limitare la concentrazione di C₄ olefinici in ingresso al reattore, per contenere l'aumento di temperatura nei reattori in cui hanno luogo le reazioni, fortemente esotermiche, di polimerizzazione degli idrocarburi C₄ olefinici in idrocarburi C₈ o superiori.

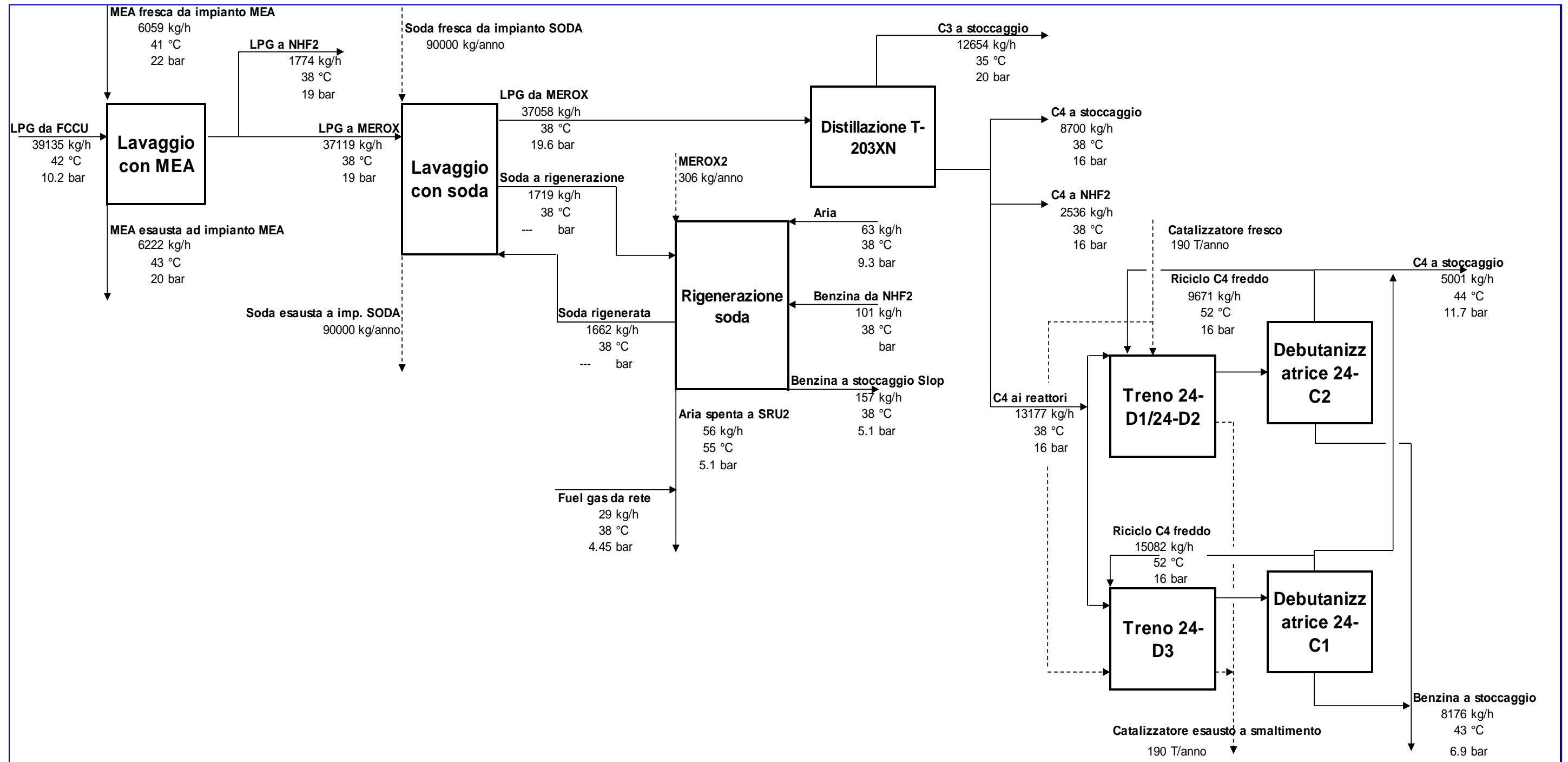
Sempre per lo stesso motivo viene iniettato butano freddo tra i due letti catalitici dei reattori 24D-1 e 24D-2 (4 letti catalitici del reattore 24D-3).

L'effluente, dopo aver riscaldato la carica nello scambiatore 24E-4N (24E-3N) ed essersi ulteriormente raffreddato nel 24E-6X (24E-4X), viene inviato dal reattore alla sezione di frazionamento.

Stabilizzazione della benzina di polimerizzazione

Ciascun treno di reazione dispone, a valle, di una colonna debutanizzatrice.

In tale sezione, avviene la separazione tra C₄ saturi e la benzina di polimerizzazione. Il prodotto di testa (butano) della colonna 24C-2 (24C-1N) viene condensato nel condensatore 24E-9X (24E-7AN) e raccolto nell'accumulatore 24D-11N (24D-10N). Di qui viene suddiviso in due correnti: la prima è in parte inviata in testa alla colonna come riflusso ed in parte a stoccaggio, dopo essersi miscelata con l'analoga corrente proveniente dall'altra colonna, e raffreddata nello scambiatore 24E-56; la seconda viene utilizzata sia come ricircolo che come raffreddamento intermedio dei letti catalitici. Il prodotto di fondo della 24C-2 (24C-1N) viene in parte ribollito nello scambiatore 24E-10 (24-E-8N) ed in parte inviato allo stoccaggio benzine, dopo essersi miscelato con l'analoga corrente proveniente dal fondo della 24C-1N, ed essere stato raffreddato sino alla temperatura di stoccaggio nei refrigeranti 24E-55 A/B e 24E-11N.



3.1.9 Impianto di isomerizzazione - ISOM

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

Lo scopo principale dell'impianto è quello di processare LVN trasformandola in benzina a più elevato numero d'ottano e di ridurre il contenuto di benzene del pool benzine trasformando questo composto in cicloesano e isoesano.

Il processo sfruttato dall'impianto di isomerizzazione è il PENEX PROCESS della UOP.

Esso consiste nella isomerizzazione catalitica di n-pentano e n-esano o di una miscela dei due. Inoltre accanto alla reazione principale avviene anche quella di idrogenazione del benzene.

La reazione avviene in atmosfera idrogenante su di un letto fisso di catalizzatore ed in condizioni operative tali da favorire la isomerizzazione e minimizzare l'hydro-cracking.

Il processo Penex utilizza due reattori in serie nei quali viene equamente distribuita la totalità del catalizzatore richiesto.

Valvole e piping adeguato permettono sia la reversibilità di posizione che l'isolamento di un reattore senza interrompere il flusso del processo.

In questo modo quando il catalizzatore di uno dei due reattori si esaurisce è possibile una sua sostituzione sfruttando un solo reattore e accettando una conversione moderatamente più bassa.

Inoltre le reazioni di isomerizzazione e di riduzione del benzene sono esotermiche per cui, nel caso di un singolo reattore, per evitare di raggiungere la temperatura massima consentita dalle caratteristiche del catalizzatore occorrerebbe lavorare con temperature d'ingresso più basse che vanno a scapito della conversione nella prima parte del letto catalitico.

Con i due reattori in serie, il flusso all'uscita del primo viene raffreddato, consentendo una maggiore temperatura d'ingresso al medesimo ed una ottimizzazione di quella in ingresso al secondo.

Il catalizzatore viene attivato da una iniezione continua di percloroetilene nella carica liquida.

Il catalizzatore viene deattivato in modo irreversibile dall'acqua, pertanto il processo prevede il trattamento della carica liquida e del treat gas ricco d'idrogeno in un sistema di driers che vengono periodicamente rigenerati.

Descrizione del processo

Carica Liquida

La carica liquida è composta da LVN proveniente dalla T-3204 e/o T-204 e può essere integrata con parte dalla testa T-340 e con prodotti provenienti dall'impianto Solventi. La carica viene fatta passare in una sezione di separazione dell'acqua costituita dal settling drum D-204 N, che ha la funzione di separare eventuale acqua presente in quantità discrete e dal coalescer D-464 in serie che ha la funzione di permettere la separazione di acqua presente a basse concentrazioni.

Detta carica può essere inviata totalmente all'impianto di isomerizzazione catalitica oppure, in caso di fermata dell'impianto, a TK 111. La carica liquida che alimenta l'impianto viene fatta passare nella sezione di essiccamento composta da due driers D-454 A/B, che sono posti normalmente in serie.

All'ingresso dei driers la carica liquida può essere integrata con il taglio laterale della T-401N che viene riciclato per subire ulteriore conversione nella zona reazione.

All'uscita dei driers la carica viene inviata nel pallone D-455.

Dal pallone la carica liquida viene inviata alla sezione di reazione con l'ausilio delle pompe P-451 A/B.

Prima di entrare nella sezione reazione, la carica viene addizionata del gas di trattamento.

Gas di Trattamento

Il gas di trattamento utilizzato dal processo di isomerizzazione proviene dai PWF's. Normalmente viene prelevato dalla mandata del C-301 (ma può essere prelevato, nei casi in cui PWF-SR sia fermo, dalla aspirazione del C-302 (Cy) a valle della trappola di zolfo D-325.

Il gas di trattamento viene inviato nella sezione di compressione. Essa è costituita dai palloni di aspirazione e mandata compressore, D-451 e D-453, dal compressore alternativo C-451A, e dal refrigerante E-451 posto sulla mandata del compressore prima del pallone D-453.

Il treat gas proveniente dalla sezione di compressione viene inviato nella sezione di essiccamento composta da due driers, D-452 A e B, che sono posti normalmente in serie.

Dopo l'essiccamento il treat gas si combina con la carica liquida a monte del treno di preriscaldamento carica. In fermata impianto il treat gas ha la possibilità di unirsi con la carica a valle degli E452 A/B.

Zona Reazione

La zona reazione è composta da un gruppo di scambiatori carica/effluente, da un riscaldatore della carica e dai due reattori R-451 A/B normalmente operanti in serie.

La carica, dopo l'addizione del treat gas, viene trattata con una iniezione di percloroetilene che ha la funzione di mantenere il corretto tenore di cloro necessario per ottenere nei reattori una buona conversione. Essa incontra gli scambiatori E-452 A/B ricevendo calore dell'effluente del 2° reattore, poi gli scambiatori E-453 A/B ricevendo il calore dell'effluente del 1° reattore.

La carica preriscaldata viene portata alla temperatura di reazione dal riscaldatore E-454, ricevendo calore dall'hot oil proveniente dal circuito caldo generato dall'F-101, oppure dal circuito caldo generato dal VPS, oppure, con PS2 in moto, con RIB, oppure con circolazione di residuo (caso più frequente).

L'effluente isomerizzato entra quindi nella zona di stabilizzazione.

Zona di Stabilizzazione

Il prodotto isomerizzato deve essere separato da idrogeno, HCl e gas da cracking; per questo motivo dalla zona reazione viene caricato direttamente alla colonna stabilizzatrice T-421. I vapori di testa vengono condensati nei condensatori E-421 A/B ed inviati nel separatore D-421, dove il liquido viene rifulsato, con l'ausilio delle pompe P-421 A/B, in colonna. Il gas di stabilizzazione all'uscita del separatore D-421 passa alla zona di lavaggio caustico.

La colonna viene ribollita dal kettle E-422. Il flusso riscaldante è costituito normalmente dalla circolazione di residuo proveniente dal PS/2, ma rimangono comunque le possibilità di riscaldare l'E422 con RIB da PS/2 oppure con hot oil proveniente dall'F101 con PS/2 fermo.

Dal fondo colonna, il prodotto isomerizzato e stabilizzato viene inviato alla colonna deisoesanizzatrice.

Deisoesanizzatrice

Il prodotto isomerizzato stabilizzato viene caricato alla deisoesanizzatrice T-401N che ha lo scopo di separare in tre tagli la totalità della benzina:

- un taglio di testa ad elevato numero di ottano (RONC 89);

- uno di fondo a basso numero di ottano (RONC 80);
- uno intermedio che può ancora essere trattato nella zona reazione o che può essere recuperato come benzina meno pregiata.

Il prodotto di testa viene condensato negli E-401 AN/BN, aspirato dalle pompe P-402 AN/BN, una parte del condensato costituisce il riflusso della T-401 N; la restante parte, dopo essere stata raffreddata negli scambiatori E-406 AN/BN, viene inviata a stoccaggio.

Il taglio laterale viene prelevato all'altezza del piatto N° 13 della T-401 N dalle pompe P-404 AN/BN. Il prodotto, dopo essere stato raffreddato nei refrigeranti E-405 AN/BN, viene inviato alla zona di essiccazione della carica liquida prima dei driers D-454 A/B.

Dopo i citati refrigeranti il prodotto può, in alternativa, essere inviato ai TK 1015 o 1012, o in carica ai Solventi, o in carica all'impianto a monte D204N (primo avviamento o avviamento dopo fermate per manutenzione).

Il fondo colonna viene prelevato dalle pompe P-422 A/B/C e, dopo essere stato raffreddato nei refrigeranti E-423 - E260 A/B, viene inviato a stoccaggio.

La T-401 N viene ribollita dal gruppo di ribollitori E-402, E-403 A e B alimentati dalle pompe P-403 A e B che prelevano il liquido dal fondo colonna. Il fluido riscaldante l'E-402 è costituito dal circuito caldo generato dagli scambiatori dell'impianto VPS chiamato hot-oil-belt da VPS, il fluido riscaldante gli E-403 A e B è costituito normalmente dalla circolazione di residuo proveniente dal PS/2, oppure dall'hot oil dell'F101 se PS/2 fermo.

Lavaggio Caustico

Lo scopo del lavaggio caustico è quello di rimuovere l'HCl presente nel gas prima che esso venga immesso nel sistema gas di raffineria.

Il gas da lavare viene inviato in una colonna, la T-452 dove incontra, in controcorrente, un flusso di soda caustica a 15 Bè. La soda costituisce un circuito chiuso che viene fatto circolare per mezzo delle pompe P-453 A/B; prima di rientrare in colonna la soda viene riscaldata nello scambiatore E-465.

Il gas uscente dal lavaggio caustico sempre nella stessa colonna viene poi lavato in controcorrente da un flusso di acqua demineralizzata che viene fatta circolare in circuito chiuso dalle pompe P-458 A/B.

Prima di rientrare in colonna l'acqua viene riscaldata nello scambiatore E-467.

Il gas uscente dalla torre di lavaggio viene inviato all'uscita del D-201 prima dell'eventuale recupero a LPG recovery.

Circuito dell'Hot Oil dell'F-101

L'hot oil è costituito da gasolio che circola nei vari scambiatori in circuito chiuso, cedendo il calore ricevuto dal forno F-101.

All'uscita dell'F-101 il gasolio caldo passa nella colonna T-101, viene prelevato dal fondo con le pompe P-103 AN/BN e inviato negli scambiatori dell'LPG recovery E-204 ed E-206 A/B, poi scambia calore con l'E-422 ribollitore della T-421 ed infine ribolle una parte del fondo deisoesanizzatrice T-401N negli E-403 A/B in parallelo con l'E454, prima di ritornare a scaldarsi nel forno F-101.

In condizioni particolari di fine marcia una parte dell'hot oil, prima di riscaldare i ribollitori della T201 e della T202, può fornire calore all'E-454 per poi rientrare in circuito a monte dell'E-422 o a valle degli E-403 A/B.

Circuito dell'Hot Oil del VPS (HOT BELT)

L'hot oil è costituito da gasolio che circola nei vari scambiatori in circuito chiuso ricevendo calore dall'E-668 (HVGO) e dagli E-671 A/B (residuo).

Il gasolio all'uscita dell'impianto VPS viene inviato nell'E-402 che ribolle parte del fondo deisoesanizzatrice, all'uscita dello scambiatore le pompe P-405 A/B assicurano la circolazione del gasolio nel circuito.

Dalla mandata delle pompe una parte viene inviata all'E-454, l'altra passa attraverso l'E-108C. Nel caso in cui l'E-454 venga riscaldato con altri fluidi riscaldanti, l'hot oil del VPS riscalda solamente l'E-402.

Circuito di Rigenerazione dei Driers

Il circuito di rigenerazione viene utilizzato sia per la rigenerazione dei driers del gas che del liquido, ma non contemporaneamente.

Le procedure di rigenerazione sono trattate dettagliatamente nella sezione 11 del manuale operativo dell'impianto.

Opportune valvole automatiche comandate da un programma gestito da un PLC, permetteranno l'effettuazione della rigenerazione senza interrompere il flusso normale del processo.

Il fluido rigenerante è costituito da parte di prodotto di testa deisoesanizzatrice prelevato a monte o a valle degli E-406 AN/BN. Detto fluido viene inviato al preriscaldatore E-468 e poi al vaporizzatore E-458. Il prodotto vaporizzato passa poi in un surriscaldatore elettrico E-459 ed infine nel drier da rigenerare. Il vapore surriscaldato fa vaporizzare l'acqua presente nei setacci molecolari del drier stesso e la trasporta in uscita. I vapori vengono fatti passare nell'E-468 per cedere calore al fluido rigenerante in ingresso e poi nel condensatore E-460 prima di essere inviati a stoccaggio dopo gli E406 AN/BN.

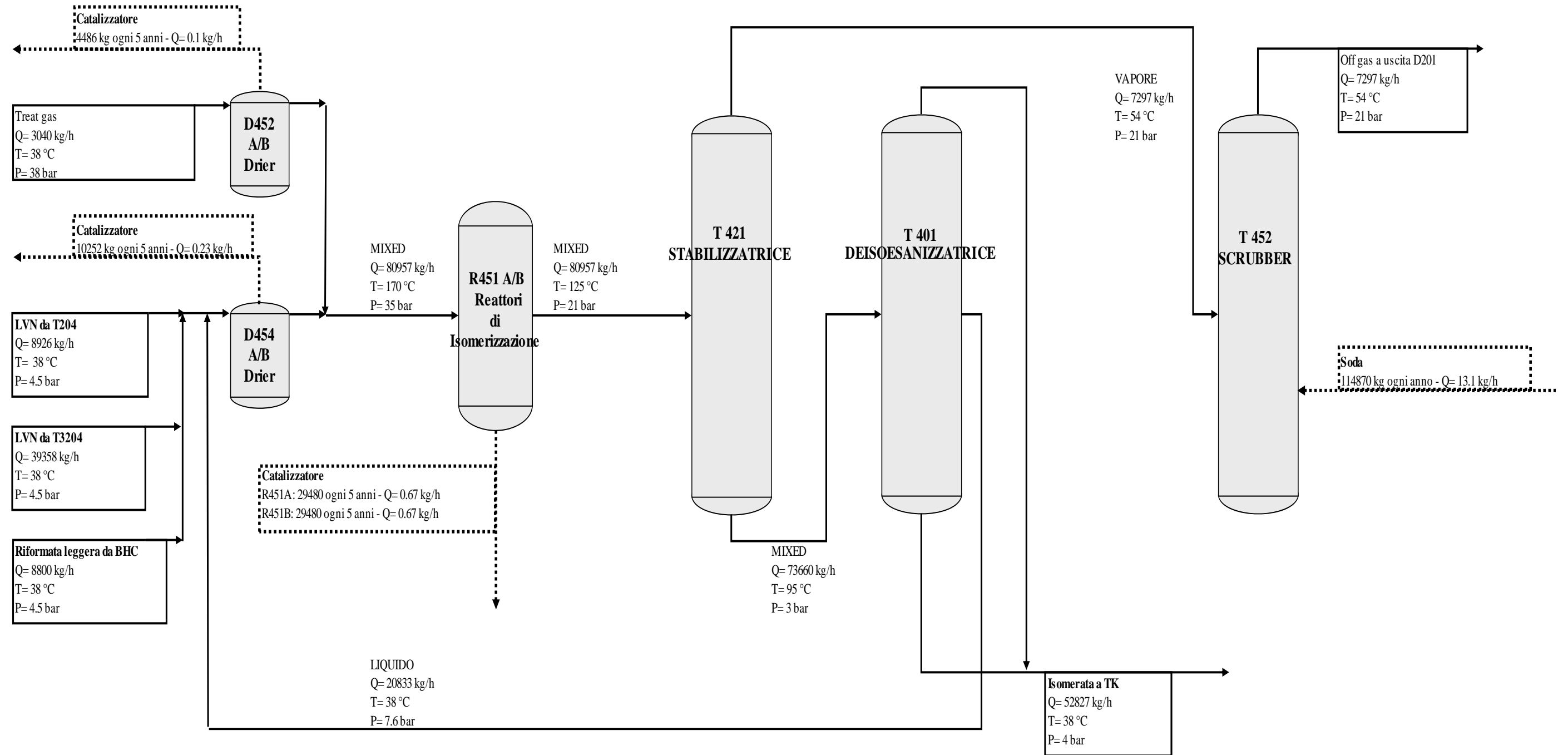
Incrementi e decrementi di temperatura e periodi di stazionamento a determinate condizioni di processo vengono gestiti dal PLC.

Per il raffreddamento del drier rigenerato si utilizza lo stesso circuito e lo stesso fluido derivato però a valle dell'E-406 AN/BN e senza mettere in servizio il ribollitore ed il surriscaldatore.

Circuito del residuo

Il residuo proveniente dal PS/2 viene aspirato dal fondo T101 tramite le P102 A/B ed inviato nei seguenti scambiatori: E107 B/D (residuo/grezzo), E206 A/B (ribollitore T202), E422 (ribollitore T421), E403 A/B (ribollitori T401) ed in parallelo all'E454 (preriscaldatore carica).

Prima di essere inviato a stock, una quota fissa di circolazione torna all'F101 ed alla T101.



3.1.10 Impianto desolforazione petrolio - KHS

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'Hydrofining è un processo di idrogenazione selettiva per la conversione e la susseguente eliminazione dello Zolfo contenuto nella carica. Mediante appropriate temperature, pressione, tipo di catalizzatore e qualità di trattamento sono state create le condizioni in cui l'Idrogeno reagendo con lo Zolfo contenuto nel petrolio di carica, dà origine alla formazione di H₂S gassoso. L'Idrogeno Solforato viene separato dagli idrocarburi nel successivo stripper

Descrizione del processo

L'impianto oggetto dell'analisi è del tipo catalitico, ed in esso avvengono processi sia di tipo chimico che fisico. In particolare i processi propriamente definibili come chimici, sono effettuati nella sezione di reazione dell'Unità, dove, grazie alla presenza di un opportuno catalizzatore, si desolforano, con prefissati parametri di temperatura e pressione e con l'apporto di idrogeno da altre unità della Raffineria, le frazioni di idrocarburi più leggeri, appartenenti alla classe dei keroseni, provenienti dalle altre unità produttive. Nell'altra sezione dell'impianto che potremo definire di stabilizzazione, vengono attivati solamente processi di tipo fisico, soprattutto per l'ottenimento del prodotto desolforato a norma, liberato dall'idrogeno solforato e dai gas incondensabili provenienti dalle reazioni chimiche che avvengono all'interno della sezione di reazione.

L'impianto si presenta termicamente 'non autonomo': esso infatti importa calore dall'Unità Topping, necessario per il raggiungimento del livello di temperatura sufficiente a far svolgere la reazione di desolforazione con cinetiche industrialmente accettabili. All'interno dell'Unità il calore di reazione (debolmente esotermica) viene utilizzato per preriscaldare il prodotto alimentato al reattore. Il raggiungimento della temperatura necessaria alla stabilizzazione del prodotto è ottenuta grazie all'immissione di vapor d'acqua per ridurre la pressione parziale dell'idrogeno solforato e dei gas incondensabili.

La carica dell'impianto Kero Hydro Sweetener è costituita da Kerosene proveniente da Topping APS-2 e da HCN proveniente dall'impianto FCCU o in alternativa da kerosene proveniente da stoccaggio oltre che da kerosene e naphtha pesante provenienti dall'impianto Topping APS3.

La carica costituita da Kerosene da APS2 e da HCN da FCCU oppure in alternativa da kerosene da stoccaggio giunge all'accumulatore D-3404. Dal D 3404 viene inviata attraverso la pompa P-3403 al treno di scambio termico posto a monte del reattore, previa miscelazione con il gas ricco di idrogeno, che costituisce il reagente in grado di compiere la Desolforazione dando origine ad idrogeno solforato.

Qualora la carica sia costituita da kerosene e naphtha pesante da APS3, essa verrà alimentata direttamente al treno di scambio termico senza passare attraverso il D-3404.

Il treno di scambio è costituito dagli scambiatori E-3402 A/B ed E-3407 A/B, nei quali l'effluente reattore cede calore alla carica, e dal preriscaldatore E-3408, nel quale passa, lato tubi come fluido riscaldante, bitume proveniente dal Topping APS-3.

La carica viene così portata alla temperatura necessaria per far avvenire la reazione di Desolforazione e può quindi essere immessa nel reattore R-3410 attraverso un opportuno piatto distributore.

All'interno del reattore è posto il letto del catalizzatore: la miscela idrogeno-idrocarburi, reagisce scendendo attraverso il letto. Essendo la reazione esotermica, si avrà un leggero aumento di temperatura della massa di reazione: da 310 a 320°C.

A tale temperatura i prodotti escono dal reattore attraverso il nuovo collettore di uscita ad anello.

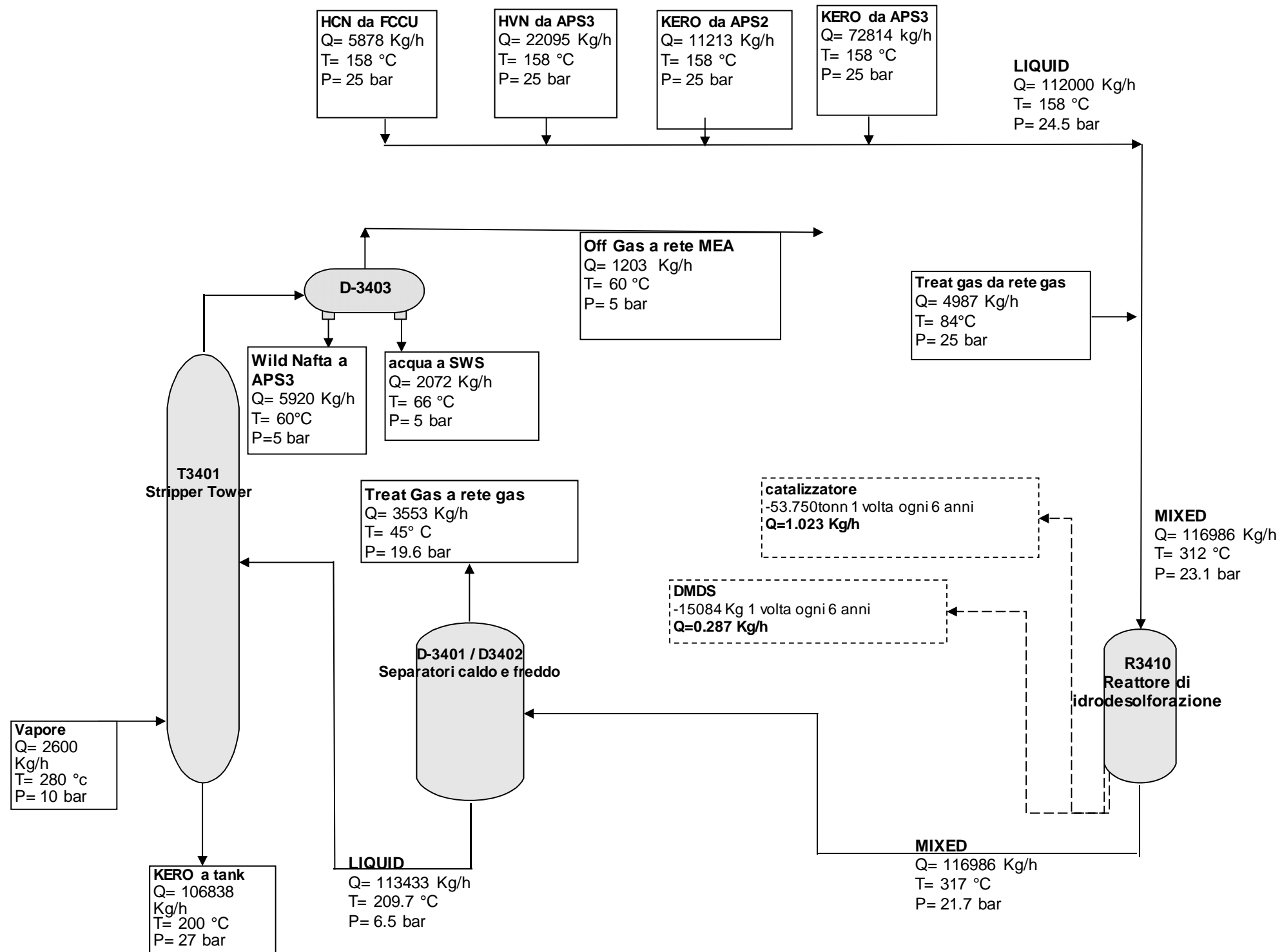
Come sopra detto, essi vengono quindi mandati lato mantello negli scambiatori E-3407 A/B ed E-3402 A/B e successivamente nel separatore caldo D-3401. Da qui la fase gassosa viene inviata prima nello scambiatore E-3409, dove preriscalda il gas di trattamento, successivamente al condensatore E-3405 del separatore

caldo ed in ultimo nel separatore freddo D-3402. Da qui la fase gassosa che si separa, ricca di idrogeno ed idrogeno solforato passa all'impianto GOHF.

La fase liquida del separatore caldo va, per differenza di pressione, in alimentazione allo stripper T-3401. La fase liquida del separatore freddo Lo stripper T 3401 è una colonna con 20 piatti forati dove il kerosene, opportunamente strippato con vapore vivo, può raggiungere il valore di infiammabilità desiderato. Dalla testa dello stripper i vapori costituiti in gran parte da idrogeno solforato e vapor d'acqua, vengono condensati nel condensatore E-3403 dello stripper ed entrano quindi nell'accumulatore D-3403.

I gas uscenti dall'accumulatore, ricchi di idrogeno solforato, vengono mandati al trattamento di lavaggio amminico. I liquidi si separano per differenza di densità in due fasi liquide distinte: quella acquosa va per differenza di pressione all'impianto SWS, mentre quella idrocarburica attraverso le pompe P 3401 A/B viene in parte inviata a slop e in parte riciclata in colonna come riflusso di testa. Ad essa si unisce la fase liquida del separatore freddo.

Dal fondo dello stripper vengono estratti, dalle pompe P-3402 A/B, gli idrocarburi desolforati (Gasolio leggero o Kerosene), che vengono mandati a stoccaggio previo raffreddamento nel refrigerante E-3404 ad acqua.



3.1.11 Impianto desolforazione benzine - NHF1

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'impianto ha lo scopo di eliminare lo zolfo contenuto nella naphtha di carica, mediante idrogenazione selettiva per la conversione catalitica dello zolfo ad H₂S.

L'Hydrofining è un processo di idrogenazione selettiva per la conversione e la susseguente eliminazione dello zolfo contenuto nella carica. Mediante appropriate temperature, pressioni, tipo di catalizzatore e qualità di gas di trattamento sono state create le condizioni in cui l'idrogeno reagendo con lo zolfo contenuto nella naphtha, dà origine alla formazione di H₂S gassoso.

L'idrogeno solforato viene separato dagli idrocarburi nel D-201 e nella T-201.

Prima Fase - Reazione

La benzina non desolfurata (distillato di testa della distillazione atmosferica APS2 ed in parte APS3, eventualmente addizionata con HVN da APS3 ed ICN da FCCU), viene inviata in carica all'Hydrofiner e alla sezione light ends tramite le P-108 A/B.

La benzina miscelata con i gas di trattamento ricchi di idrogeno e provenienti dai due Powerformer, viene riscaldata e vaporizzata negli E-222 A/B e negli E-201 A/F (dove riceve calore dall'effluente del reattore del Hydrofiner) quindi negli E-202 A/B (dove riceve calore dall'effluente del Powerformer semirigenerativo), viene immessa in carica nei reattori FIL-201 e R-201.

Seconda Fase - Frazionamento

L'effluente del reattore, dopo avere ceduto calore negli E-201 e negli E-222 alla carica del reattore e dopo essere stato raffreddato e parzialmente condensato nei condensatori E-203 A/B, entra nel polmone separatore D-201 dove avviene la separazione tra liquido, vapori non condensati e acqua che viene inviata a SWS.

I gas non condensati, contenenti elevate percentuali di gas trattamento ricco di idrogeno ed H₂S, sono inviati verso la rete Treat Gas per i successivi utilizzatori.

Il liquido viene inviato come carica liquida, nella parte superiore della deetanizzatrice T-201.

I vapori presenti negli accumulatori di riflusso delle stabilizzatrici dei due powerformer vengono, a loro volta, inviati in T-201 entrando in colonna sopra i piatti 10 e 12 o in T-3201 (Deetanizzatrice delle Light Ends dell'impianto NHF2)

La deetanizzatrice ha una doppia funzione: quella di strappare l'etano ed i prodotti più leggeri dalla carica liquida e quella di recuperare l'LPG dalla carica gassosa mediante assorbimento.

Dalla testa della colonna T-201 il liquido proveniente dal separatore D-201 fluisce verso il basso ed assorbe propano e componenti più pesanti presenti nei vapori provenienti dalle stabilizzatrici dei powerformers. A loro volta i vapori salendo verso la testa della colonna strappano etano e prodotti leggeri del liquido in controcorrente.

Dalla T-201 i gas di testa sono inviati al lavatore MEA alta pressione, se la pressione sale oltre 14,5 Kg/cm² si aprono le PRCV 203 A/B che sfiorano in rete gas bassa pressione mentre il fondo viene invece inviato alla Debutanizzatrice T-202.

Il ribollitore della deetanizzatrice E-204, viene riscaldato dall'effluente del PWFSR.

I prodotti di fondo della deetanizzatrice T-201 vengono inviati per pressione alla torre debutanizzatrice T-202 il cui ribollitore, E-206 A/B, viene riscaldato con il residuo di fondo colonna della distillazione atmosferica.

Il propano ed il butano costituiscono il prodotto di testa della debutanizzatrice (contenuto massimo di C5+ 1 %) che viene condensato e raccolto nel D-202 e inviato al lavaggio caustico nel D-3204N quindi al C3/C4 splitter T-3203 del NHF-2 o direttamente ai serbatoi di miscela.

La benzina debutanizzata proveniente dalla T-202 viene inviata in carica allo splitter della nafta T-204. Mediante l'azione frazionatrice di questo vengono originati tre prodotti: un prodotto di testa, un prodotto intermedio, e un prodotto di fondo.

Il prodotto di testa avente intervallo di distillazione 35°C/70°C viene pompato, dopo condensazione negli E-212 A/B/C, in carica all'impianto di isomerizzazione o allo stoccaggio.

Il prodotto intermedio, avente un intervallo di distillazione 70°C/155°C, dopo essere stato condensato nel condensatore ad aria E-215 e raccolto nel pallone accumulatore D-203 viene pompato in carica ai powerformers o inviata parzialmente a stock.

Il prodotto di fondo, avente un intervallo di distillazione 155°C/195°C viene pompato in carica al powerformer ciclico o, dopo il raffreddamento nei refrigeranti E-217 A/B/C all'impianto solventi per le marce Varsol40 e D40.

Lo splitter T-204 riceve calore da due ribollitori: E-213 ed E-214.

Il primo riceve calore dall'effluente del powerformer ciclico, mentre l'E-214 riceve calore dall'effluente del Powerformer Semirigenerativo. Il calore necessario viene fornito in parti pressoché uguali da parte dei due effluenti.

3.1.12 Impianto desolforazione benzine - NHF2

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'impianto ha lo scopo di eliminare lo zolfo contenuto nella nafta di carica, mediante idrogenazione selettiva per la conversione catalitica dello zolfo ad H₂S.

L'Hydrofining è un processo di idrogenazione selettiva per la conversione e la susseguente eliminazione dello zolfo contenuto nella carica. Mediante appropriate temperature, pressione, tipo di catalizzatore e qualità di gas di trattamento sono state create le condizioni in cui l'idrogeno reagendo con lo zolfo contenuto nella nafta di carica, dà origine alla formazione di H₂S gassoso.

Prima Fase - Reazione

La benzina non desolforata (distillato di testa della distillazione atmosferica APS3 eventualmente addizionata di ICN da FCCU e C4 ed LPG in rilavorazione da impianto POLY) viene inviata in carica all'Hydrofiner e alla sezione light ends.

La carica, miscelata ai gas di trattamento ricchi di idrogeno provenienti dai due Powerformers, viene riscaldata e vaporizzata prima dall'effluente dal reattore negli E-3202 A/F e quindi nel forno F-3201.

All'uscita del forno, completamente vaporizzata ed alla temperatura richiesta dalla reazione, la carica passa nel ciclone separatore CYC-3201 ed entra nel reattore R-3201.

Seconda Fase - Frazionamento

L'effluente dal reattore, dopo aver ceduto calore negli E-3202 A/F alla carica del reattore e dopo essere stato raffreddato e parzialmente condensato nei condensatori ad acqua E-3203 A/B, entra nel polmone separatore D-3202.

Nel D-3202 il liquido si separa dall'acqua (inviata a SWS) e dai vapori non condensati ed è inviato in carica alla deetanizzatrice T-3201.

I gas aspirati dal compressore C-3202, contenenti un elevato tenore di gas di trattamento ricco di idrogeno sono in parte riciclati al NHF2 ed in parte inviati alle rete Treat Gas per i successivi utilizzatori.

La carica liquida alla colonna deetanizzatrice T-3201 è inviata dal D-3202 con le pompe P-3211 alla testa colonna, mentre la carica gassosa, costituita dall'off-gas dalla stabilizzatrice del PWFSR o del PWFCY, entra a metà colonna.

La deetanizzatrice ha una doppia funzione: quella di strappare l'etano ed i prodotti più leggeri dalla carica liquida e quella di recuperare l'LPG dalla carica gassosa mediante assorbimento.

La benzina di carica alla deetanizzatrice fluisce verso il basso della colonna ed assorbe il propano ed i componenti più pesanti dai vapori provenienti dalla stabilizzatrice del ciclico che salgono verso la testa della colonna.

A loro volta questi ultimi strappano in controcorrente i prodotti leggeri del liquido.

L'assorbimento è migliorato con un riciclo di benzina stabilizzata (lean-oil), raffreddata negli E-3208 ed inviata sul piatto di testa della colonna con le pompe P-3208, mentre una piccola parte di tale lean-oil viene inviato anche all'impianto Poly.

Il ribollitore della deetanizzatrice E-3205 è riscaldato dal Riflusso Intermedio Basso (BPA) della distillazione atmosferica (APS3).

Il prodotto di fondo colonna è caricato per pressione alla deetanizzatrice.

I gas della deetanizzatrice passano all'assorbitore secondario T-3205, dove viene completato l'assorbimento del propano e componenti più pesanti, e quindi sono inviati alla rete gas alta pressione attraverso l'impianto di trattamento con ammine.

L'olio di assorbimento (sponge oil) è costituito da una parte del riflusso intermedio alto della distillazione atmosferica, raffreddato negli E-3204 ed inviato con la pompa P-3209 in testa alla colonna. Lo sponge oil, dal fondo colonna, ritorna per pressione al riflusso intermedio alto di T-3101.

Il prodotto di fondo della deetanizzatrice T-3201 è caricato per pressione alla debutanizzatrice T-3202. Il ribollitore della debutanizzatrice T-3202 è a sua volta riscaldato dal riflusso intermedio basso (BPA) della distillazione atmosferica (APS3).

La benzina di fondo colonna è inviata per pressione in carica allo splitter della benzina T-3204, mentre una piccola parte è ricircolata come lean-oil alla deetanizzatrice e al Poly.

Il prodotto di testa della colonna, costituito da propano e butano, è condensato negli E-3206 e raccolto nell'accumulatore di riflusso D-3203.

Dal D-3203 l'LPG è inviato al D-3204N per il lavaggio caustico insieme all'LPG proveniente dalla testa della T-202 dell'impianto NHF1, e quindi al C3/C4 splitter T-3203 direttamente ai serbatoi di miscela.

Lo splitter ha 22 piatti e la carica entra al piatto n.13.

Il ribollitore della colonna è riscaldato dalla benzina debutanizzata in carica alla T-3204.

Il butano, separato al fondo colonna, è refrigerato negli E-3213 ed inviato direttamente allo stoccaggio.

Il propano, aspirato dai condensatori di testa con le pompe P-3205, è inviato allo stoccaggi attraverso il refrigerante E-3211 ed in parte ricircolato come riflusso.

La pressione della colonna è controllata variando la superficie di scambio dei condensatori di testa mediante annegamento dei tubi

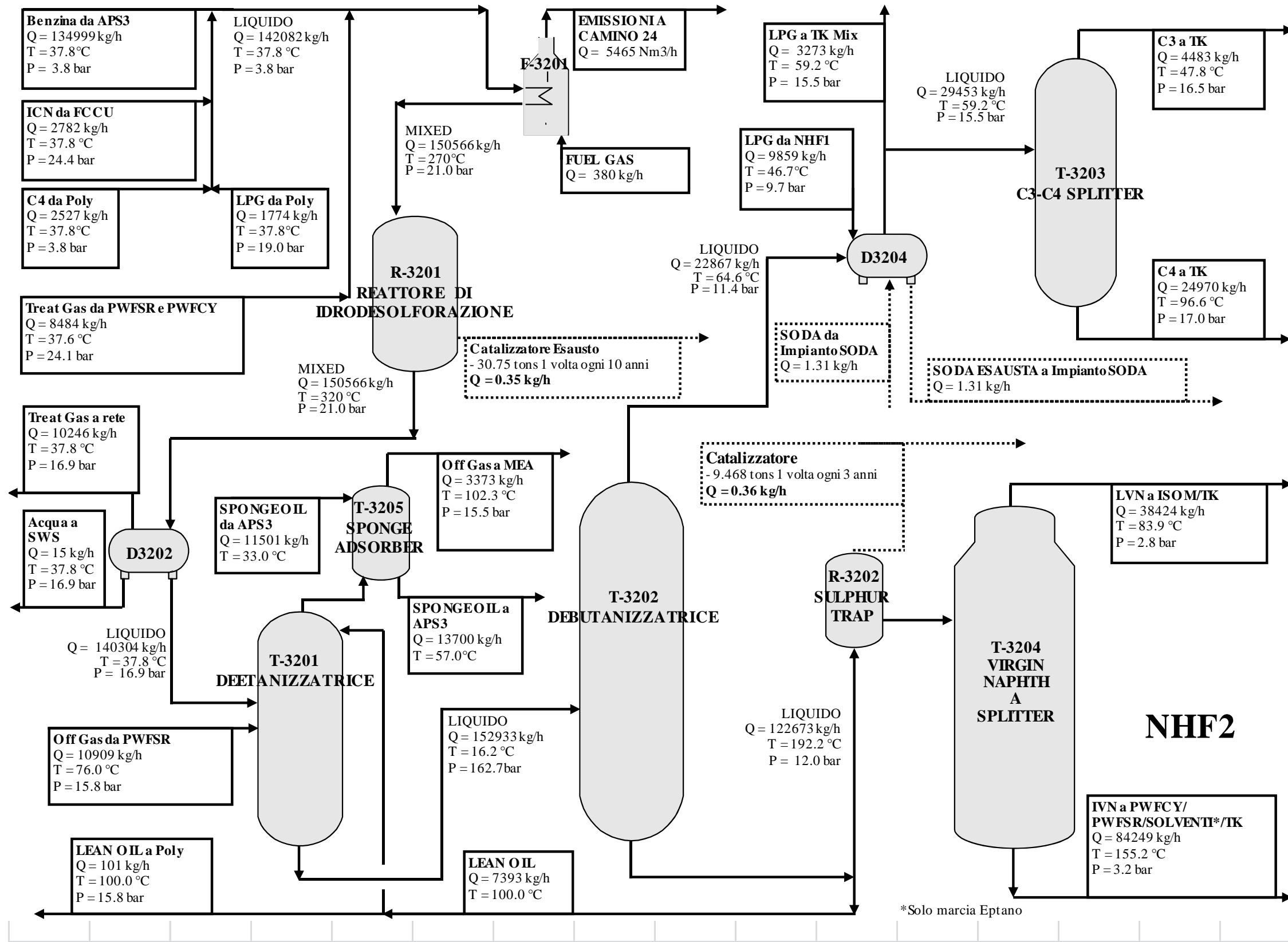
Il prodotto di fondo della colonna, dopo aver ceduto calore al ribollitore E-3212 dello stripper C3/C4 raggiunge la sulphur trap R-3202 che è in grado di trattenere le molecole di zolfo residue eventualmente sfuggite alla desolforazione nell'R3201.

La benzina debutanizzata in uscita dall'R-3202 è infine caricata allo splitter della nafta T-3204. Il ribollitore della colonna E-3216 è riscaldato dal riflusso intermedio basso della distillazione atmosferica ed il controllo di pressione è effettuato in maniera analoga a quello del C3/C4 splitter.

La carica alla T-3204 viene frazionata in due tagli:

Il prodotto di testa, avente intervallo di distillazione 35°C/70°C viene pompato con le P-3206, direttamente dai condensatori E-3214 allo stock o all'impianto ISOM attraverso i refrigeranti E-3215, mentre una parte è ricircolata come riflusso.

Il prodotto di fondo, avente intervallo di distillazione 70°C/155°C viene pompato con le P-3207 in parte in carica ai Powerformers esistenti, ed in parte allo stoccaggio dopo essere stato refrigerato negli E-3217.



3.1.13 Impianto desolforazione gasolio - GHF

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'Hydrofining è un processo di idrogenazione selettiva per la conversione e la susseguente eliminazione dello zolfo contenuto nella carica. Mediante appropriate temperature, pressioni, tipo di catalizzatore e qualità di gas di trattamento sono state create le condizioni in cui l'idrogeno reagendo con lo zolfo contenuto nel gasolio, dà origine alla formazione di H₂S.

L'idrogeno solforato viene separato dagli idrocarburi nello stripper.

Descrizione del processo

Carica

L'impianto di desolforazione a basso zolfo GHF è in grado di accettare cariche miste provenienti dagli impianti di produzione di raffineria APS3, APS2, FCCU e dallo stoccaggio del gasolio sour, sia esso a normale o basso contenuto di zolfo. E precisamente:

1. GOL (3° taglio) da APS3
2. GOP (4° taglio) da APS3 (no caso base)
3. GO (2° taglio) da APS2 (no caso base)
4. LCO da FCCU
5. HCO da FCCU (no caso base)
6. Gasolio Sour da stoccaggio

I diversi tipi di carica vengono immessi in un'unica linea nel collettore di carica e, previo eventuale preriscaldamento negli scambiatori E-902 A/B e/o E-107 A/C, inviati al pallone di accumulo D-909.

Il gasolio proveniente dal D-909 alla temperatura di 250°C viene pompato dalle P-901 A/B, la portata è controllata dal GHF-001.

Il gasolio si preriscalda negli E-909 A/B e E-910 A/D a spese dell'effluente del reattore R-901X quindi va nel forno F-901, tramite le P-904 A/B, dove viene portato alla temperatura di 330-380°C.

Gas di trattamento

All'uscita del forno la carica riceve quindi il gas di trattamento che proviene dal drum D-910 e che viene compresso a 45 barg tramite il compressore centrifugo K-901.

Prima di unirsi alla carica, il gas di trattamento viene preriscaldato nel E-908 N a spese del gas uscente dal separatore caldo D-901.

Reazione

Il gasolio e il gas di trattamento entrano poi nei reattori R-902 e R-901 X, posti in serie, in cui avvengono le reazioni di desolforazione.

I reattori contengono catalizzatore a base di cobalto e molibdeno che ha azione selettiva sulle reazioni dei composti solforati con idrogeno.

Il primo reattore, R-902, lavora a una pressione maggiore rispetto al secondo, circa 45 barg.

All'uscita del reattore R-901 X, dove la temperatura è 340-370°C e la pressione di circa 18 kg/cm², l'effluente cede calore alla carica negli scambiatori E-910 A/D ed E-909 A/B, quindi va alla sezione di separazione.

Separazione e strippaggio

Dalla sezione reazione l'effluente viene inviato nel separatore caldo D-901 (alla temperatura massima di 270°C, pressione massima 13 kg/cm²) dove si ha una separazione tra gas e liquido (gasolio desolfurato).

I vapori che escono dalla testa del D-901 passano nel E-908 N dove preriscaldano il gas di trattamento, nel condensatore E-904 N e quindi vanno nel separatore freddo D-902 (temperatura massima 66°C, pressione massima 12.6 kg/cm²).

Il gas che esce dal separatore freddo, sotto controllo di pressione del GHP-007 va all'impianto di lavaggio MEA.

Il prodotto di fondo del D-902, sotto controllo di livello, va allo stripper T-901 in corrispondenza del piatto n° 16.

Lo stripper ha 20 piatti e funziona alle seguenti condizioni operative:

- temperatura fondo 250°C, pressione 7 kg/cm²
- temperatura di testa 215°C, pressione 6.65 kg/cm²

Nello stripper si ha la separazione tra il gasolio desolfurato (al fondo), il gas di coda e la nafta (in testa). Il vapore di strippaggio viene immesso al fondo e misurato dal GHF-015.

I vapori di testa condensati nel E-905 si raccolgono nel D-903.

Il distillato di testa serve in parte come riflusso allo stripper e in parte la nafta prodotta (desolforata) viene inviata in carica al APS-3 per un ulteriore frazionamento.

Il gas non condensato (tail gas) si unisce a quello proveniente dal D-902.

L'acqua acida del D-903 viene inviata al sistema delle acque acide (SWS).

Il gasolio del fondo stripper, controllato dal livello automatico, generalmente va allo stoccaggio ritornando sul treno di scambio del APS-3, raffreddandosi negli E-3106/3101 e nel E-3116.

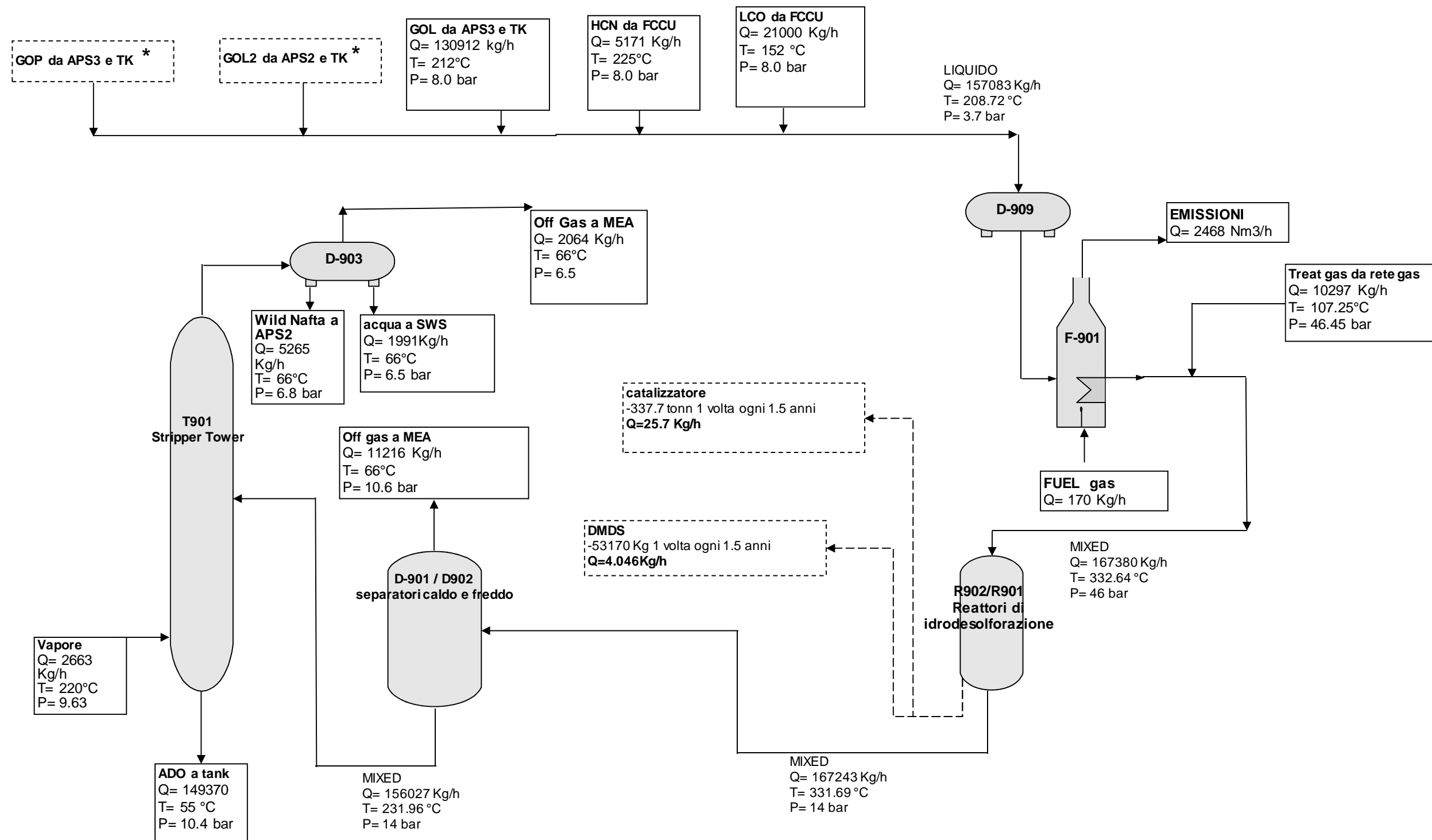
Attivazione e rigenerazione del catalizzatore

Il catalizzatore dell'Hydrofiner del gasolio richiede una attivazione con DMDS (Dimetildisolfuro) per entrare in servizio e di una rigenerazione.

Il periodo minimo tra due rigenerazioni è fissato in un anno e determina, di conseguenza, la severità che può essere mantenuta dall'impianto.

L'attivazione con è ottenuta facendo passare una certa quantità di DMDS, assieme alla carica, sul catalizzatore.

La scomposizione del DMDS ed i forti quantitativi di H₂S che si liberano provocano la riduzione degli ossidi di cobalto e molibdeno, presenti nel catalizzatore fresco o rigenerato, a solfuri di cobalto e molibdeno che costituiscono gli elementi attivi del catalizzatore.



*Assetto possibile ma non usuale

3.1.14 Impianto desolforazione gasolio – LSADO

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'Hydrofining è un processo di idrogenazione selettiva per la conversione e la susseguente eliminazione dello zolfo contenuto nella carica. Mediante appropriate temperature, pressioni, tipo di catalizzatore e qualità di gas di trattamento sono state create le condizioni in cui l'idrogeno reagendo con lo zolfo contenuto nel gasolio, dà origine alla formazione di H₂S.

L'idrogeno solforato viene separato dagli idrocarburi nello stripper.

Descrizione del processo

L'impianto oggetto dell'analisi è del tipo catalitico, ed in esso avvengono processi sia di tipo chimico che fisico. In particolare i processi propriamente definibili come chimici, sono promossi nella sezione di reazione dell'unità. In questa, grazie alla presenza di un opportuno catalizzatore, si desolforano, con prefissati parametri di temperatura e pressione e con l'apporto di idrogeno da altre unità della Raffineria, le frazioni di idrocarburi appartenenti alla classe dei gasoli provenienti dalle altre unità produttive o da stoccaggio. Nell'altra sezione dell'impianto che potremo definire di stabilizzazione, vengono attivati solamente processi di tipo fisico, soprattutto per l'ottenimento del prodotto desolforato a norma, liberato dall'idrogeno solforato e dai gas incondensabili provenienti dalle reazioni chimiche che avvengono all'interno della sezione di reazione.

L'impianto si presenta termicamente 'autonomo': esso infatti è dotato di forno di riscaldamento della carica, necessario per il raggiungimento del livello di temperatura sufficiente a far svolgere la reazione di desolforazione. All'interno dell'Unità il calore di reazione (reazione esotermica) viene utilizzato per preriscaldare la carica alimentata al forno. Il raggiungimento della temperatura necessaria alla stabilizzazione del prodotto è ottenuto grazie all'immissione di vapor d'acqua nella colonna di strippaggio H₂S e frazioni leggere.

L'impianto è composto dalle seguenti principali apparecchiature:

1. Due reattori catalitici verticali (R5501, R5502) rispettivamente con diametro di 2,5 e 3 metri ed altezza di 26 e 38 metri circa.
2. Una colonna di strippaggio (T5501) dell'altezza di 18 metri circa.
3. Una colonna di assorbimento (T5502) dell'altezza di 17 metri circa.
4. Un forno di riscaldamento carica (F5501) di tipo verticale alimentato con solo Gas di Raffineria, della potenzialità di 7,5 MW circa.
5. Un compressore per il gas di trattamento (K5501) di tipo alternativo mosso da motore elettrico.
6. N. 14 polmoni accumulatori e separatori per i fluidi di processo di cui:
 - n. 12 verticali con altezza media di circa 3 metri;
 - n. 2 orizzontali con lunghezza media di circa 5 metri.
7. Otto pompe centrifughe tutte mosse da motore elettrico.
8. Undici scambiatori di calore di cui:
 - n. 7 riscaldatori;
 - n. 4 condensatori;
 - n. 2 refrigeranti.

9. Linee di collegamento e servizi, valvole di sezionamento, strutture di sostegno, impianti di illuminazione, fognature, pavimentazioni etc.
10. Valvole di controllo e strumentazione di tipo elettronico computerizzato e attrezzatura ausiliaria.

La carica liquida del gasolio può provenire, dagli impianti di distillazione atmosferica e/o dall'impianto di cracking catalitico (FCCU) e/o dai serbatoi di stoccaggio.

Il flusso così composto si riscalda negli scambiatori E-5507 A/B/C, acquistando calore dal prodotto desolforato inviato a stoccaggio e viene raccolto nel polmone di carica D-5501.

Quindi, attraverso le pompe P-5501 A/B (entrambe in servizio), viene inviato al treno di preriscaldamento costituito dagli scambiatori E-5502 A/B, dove viene recuperato il calore dell'effluente reattore (R5502).

All'uscita dal treno di preriscaldamento, la carica liquida viene inviata al forno F-5501, dove viene portata alla temperatura di reazione. Successivamente, in uscita dal forno, si miscela con il gas di trattamento.

Il gas di trattamento proveniente dal compressore K-5501 viene preriscaldato nello scambiatore E-5504, a spese del prodotto uscente dal separatore caldo D-5502 e nello scambiatore E-5501, a spese del calore dell'effluente reattore.

La carica liquida e il gas di trattamento vengono successivamente inviati ai due reattori R-5501 ed R-5502 posti in serie, dove, in presenza di un catalizzatore al cobalto-molibdeno, avviene la desolforazione con rimozione pari a circa il 95% dello zolfo contenuto nella carica.

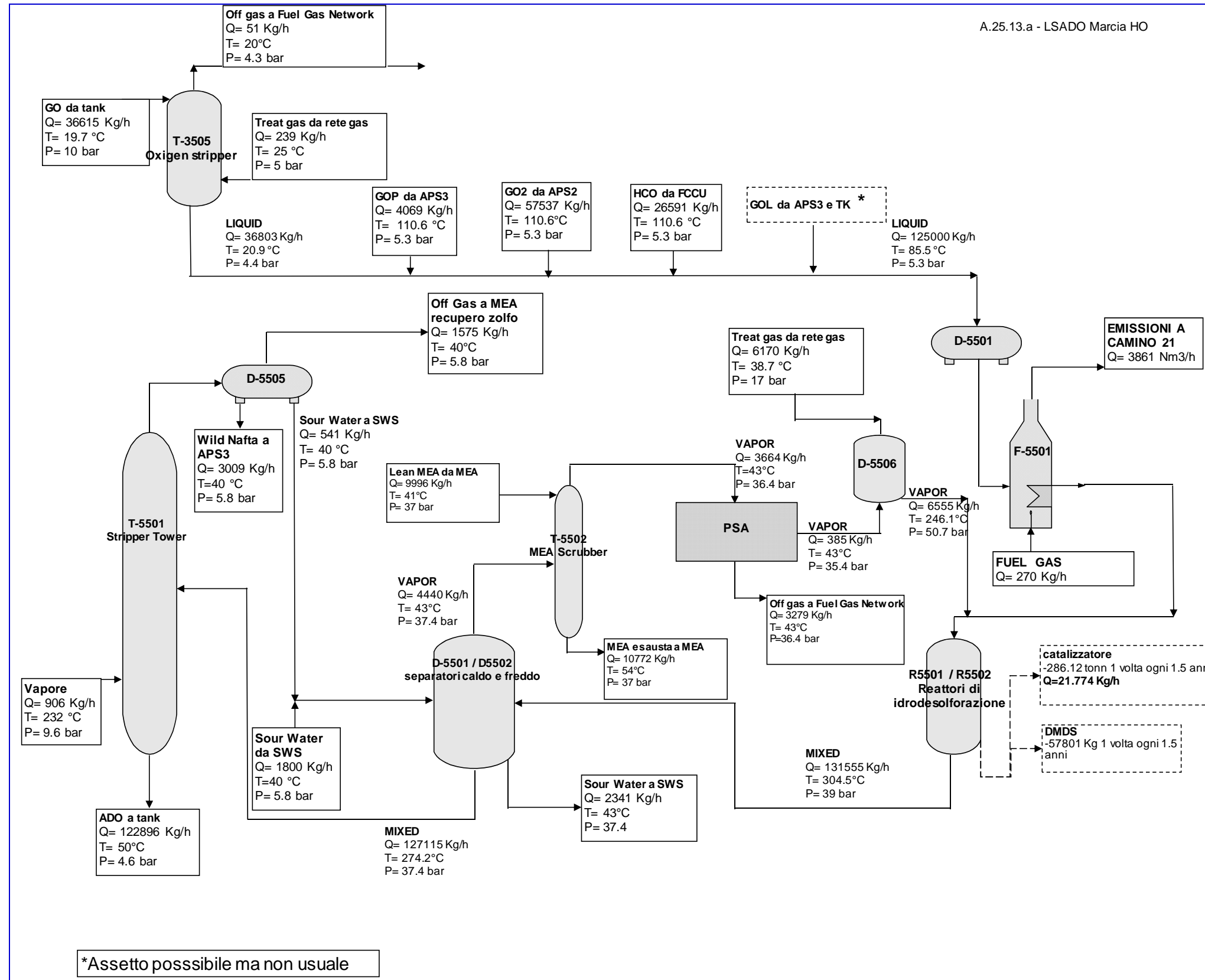
Dal reattore R-5502 la carica passa nel separatore caldo D-5502, dove si ha una separazione tra gas e liquido.

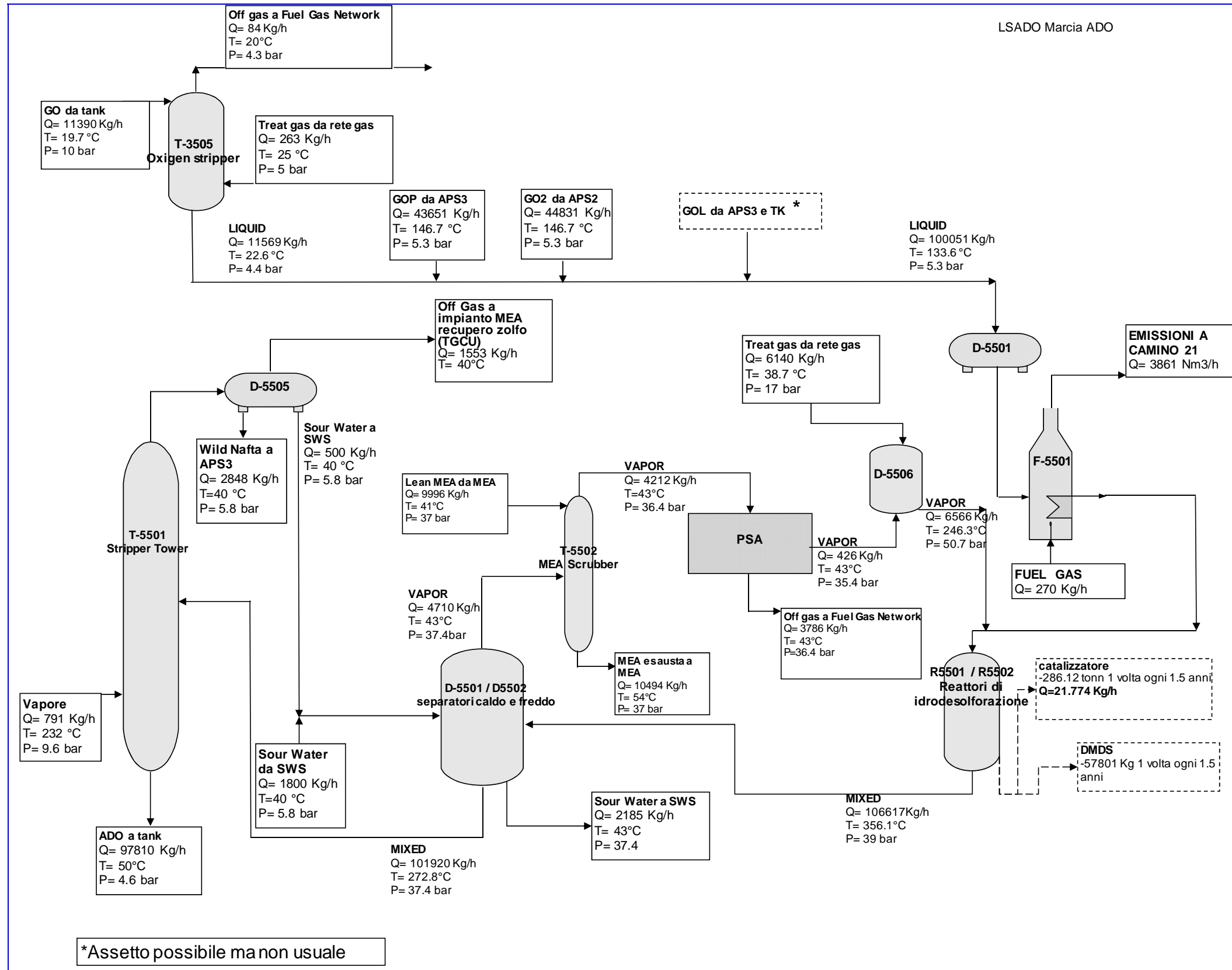
Il prodotto liquido dal fondo del D-5502 viene inviato alla colonna di stripping T-5501, mentre la fase vapore dalla testa del D-5502, dopo essere stata raffreddata negli scambiatori E-5504 A/B e nel refrigerante ad aria E5505, passa nel separatore freddo D-5503, dove avviene un'ulteriore separazione tra gas e liquido.

Il gas in uscita dal separatore freddo D-5503 viene inviato in parte alla sezione di addolcimento (MEA) dell'impianto di recupero zolfo, ed in parte al drum D-5507, da cui, eliminati eventuali trascinali di liquidi, il gas viene trattato con MEA nella colonna a piatti T-5502. Il gas addolcito, uscente dalla testa della colonna viene inviato al decantatore D-5508 e successivamente all'impianto di recupero idrogeno PSA, costituito da una serie di cinque drum, in cui l'idrogeno viene separato dagli altri gas pesanti costituenti la miscela gassosa.

Il liquido in uscita dal fondo del separatore freddo D-5503, viene inviato alla colonna T-5501.

Nella colonna T-5501 avviene lo stripping con vapore dal gasolio desolforato della nafta leggera e del gas di coda contenente l' H_2S . Successivamente i vapori strippati, condensati nello scambiatore E-5506, si raccolgono nel pallone D-5505, mentre il gas non condensato viene inviato alla sezione di addolcimento (MEA) dell'impianto di recupero zolfo. Il distillato di testa (wild-naphtha), attraverso la pompa P-5502 A/B (una in servizio e l'altra utilizzata come riserva), viene inviato in parte come riflusso alla colonna T-5501 ed in parte all'impianto di distillazione atmosferica. L'acqua separatasi nel D-5505 viene inviata mediante la pompa P-5504, assieme a una certa quantità di acqua proveniente dal Sour Water Stripper, a monte degli scambiatori ad aria E-5505 ed E-5506 al fine di rimuovere i sali che possono essersi depositati nella linea. Tale liquido sarà poi prelevato dal fondo del D-5503 e inviato al Sour Water Stripper. Infine il gasolio desolforato, dal fondo della T-5501, attraverso la pompa P-5503 A/B (una in servizio e l'altra utilizzata come riserva), viene inviato allo stoccaggio dopo aver ceduto calore alla carica liquida negli E-5507 A/B/C, ed essersi ulteriormente raffreddato nei refrigeranti E-5508 ad aria ed E-5509 A/B ad acqua, raggiungendo la corretta temperatura di stoccaggio.





3.1.15 Impianto desolforazione benzine – SCANFINER

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'unità SCANfiner (*Sulphur CAat Naphtha Finer*) è stata progettata per processare benzine provenienti dalle Ligh Ends dell'unità FCC. La carica normale è composta da una miscela di Light Cat Naphtha (LCN – C5/100°C) e Intermediate Cat Naphtha (ICN – 100/165°C).

La massima portata è di 87 m³/h.

Generalmente la portata è circa 72 m³/h di LCN anche se è possibile lavorare anche ICN.

E' possibile sostituire la ICN con egual quantità di Heavy Cat Naphtha (HCN). Questo tipo di carica non fa parte delle normali operazioni.

Il gas di trattamento necessario al processo viene normalmente prelevato all'uscita dal NH2 con una purezza dell'ordine del 65% mole. Nel caso di fuori servizio dello scrubber T-7001 (lavatore con MEA) il treat gas verrà prelevato direttamente dall'uscita powerformers.

La carica SCANfiner verrà desolforata a 25 ppm peso per un prodotto finale a 10 ppm %wt.

Il ciclo di vita del catalizzatore è stimato in 3 anni.

Descrizione dell'Impianto

Nello SCANfiner avviene un processo di desolforazione selettiva; viene eliminato lo zolfo presente nella benzina proveniente da FCC, evitando di saturare i doppi legami olefinici.

La prima reazione di idrogenazione avviene con la rottura dei legami carbone-zolfo e la successiva reazione dello zolfo con l'idrogeno con produzione di H₂S.

La tipologia dei composti di zolfo contenuti nelle benzine da FCC può essere classificata in:

- mercaptani
- solfuri
- disolfuri
- tiofeni

I mercaptani, solfuri, disolfuri vengono convertiti abbastanza velocemente mentre per i tiofeni sono richieste condizioni più severe.

L'unità è composta da due reattori, il primo "Reattore Diolefine", il secondo "Reattore Principale".

Il Reattore Diolefine ha una deltaT di pochi gradi (2-3°C) mentre il Reattore Principale fornisce la maggiore esotermia al processo; circa 40-50°C.

La benzina, all'uscita del treno di reattori, viene raffreddata recuperando calore nel preriscaldamento con la carica. Infine viene inviata in un pallone dove viene separato il gas di trattamento che viene lavato in uno scrubber con Mea ed inviato in rete.

La benzina viene stabilizzata ed inviata allo stoccaggio. L'offgas in uscita dalla stabilizzatrice può essere inviato alla Mea per lavaggio, oppure viene recuperato al pallone del ricontatto dell'impianto APS3.

Reazioni

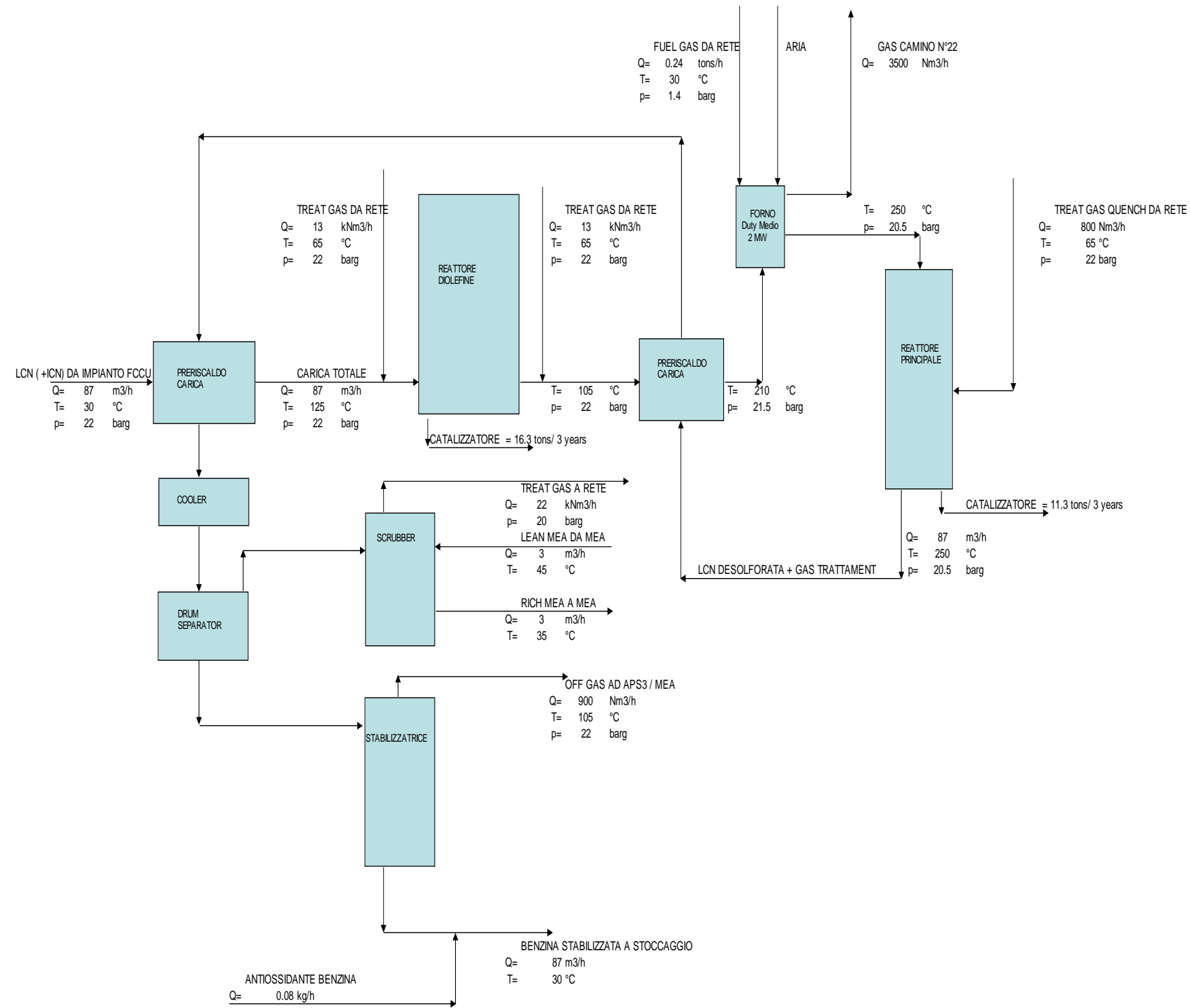
Altre reazioni avvengono contemporaneamente alle reazioni di idrogenazione incluse la saturazione delle olefine (e delle diolefine) e la conversione in mercaptani.

La saturazione delle olefine avviene quando le olefine si combinano con l'idrogeno per formare gli alcheni. Questa reazione generalmente richiede condizioni più severe di quella HDS e può essere pilotata verso il completamento ad alte severità. La reazione è esotermica e rappresenta una significativa sorgente di calore nel reattore SCANfiner.

Le olefine, però, hanno un numero di ottano maggiore degli alcheni quindi la saturazione delle olefine porta ad una perdita in ottano del prodotto finale. L'unità è progettata per minimizzare la reazione di saturazione delle olefine.

La conversione in mercaptani si ottiene per combinazione delle olefine con l'H₂S. Oltre ad aumentare il contenuto di mercaptani nel prodotto (che normalmente ha specifiche per un massimo in ppm peso di mercaptani o per Doctor negativa) questa reazione contribuisce anche allo zolfo totale nel prodotto. Quando si ha un alto contenuto di olefine la conversione in mercaptani può essere un fattore determinante per raggiungere la specifica di zolfo nel prodotto finale.

Il catalizzatore utilizzato (RT-235), unito alla ottimizzazione delle condizioni operative, consente di contenere la conversione in mercaptani e nello stesso tempo di non spingere troppo la saturazione delle olefine in modo da ottenere un prodotto in specifica.



3.1.16 Impianto solventi

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'impianto è stato progettato per produrre solventi ALIFATICI e solventi AROMATICI:

- **ALIFATICI:** Esano, Cicloesano (NAPPAR6), Isoesano, Eptano, Acqua ragia dearomatizzata (D-40), D 60, D 80, Isopar L.
- **AROMATICI:** Solvesso 100, Solvesso 150, Solvesso 200, Xilolo e Acqua ragia non dearomatizzata (VAR SOL 40).

La produzione Solventi è caratterizzata da marce bloccate ottenute in diversi assetti.

L'unità è integrata con la Raffineria dai cui impianti riceve la carica. In alcune lavorazioni la carica è costituita dai prodotti intermedi stoccati in serbatoi da precedenti lavorazioni.

Descrizione del processo

L'impianto è composto dalle seguenti sezioni:

1. Sezione della concentrazione della carica
2. Sezione di dearomatizzazione e stabilizzazione
3. Sezione di frazionamento

Concentrazione carica

La sezione di concentrazione è costituita dalla colonna T4501N (Feed Concentration Tower) e serve a preparare la carica dei solventi alifatici. In pratica concentra l'esano o l'eptano.

La stessa colonna può essere utilizzata come colonna di rettifica nella produzione esano o eptano in assetto "progetto SOLEX". In questo caso la carica viene concentrata con le VNS's in serie, oppure come colonna di frazionamento del Cicloesano/Isoesano e Isopar L in assetto "MED 2000".

Sezione di dearomatizzazione e stabilizzazione

La sezione di dearomatizzazione e di stabilizzazione è costituita da un reattore (Dearomatization Reactor) e da una colonna di stabilizzazione (Stabilizer Tower) ed è in grado di dearomatizzare solventi alifatici e l'acqua ragia.

Tale sezione può lavorare in serie con la sezione di concentrazione oppure può trattare direttamente il taglio concentrato di alifatici preparato dalle VNS's.

Inoltre può trattare direttamente il taglio di HVN (Heavy Virgin Nafta) per la produzione di acqua ragia dearomatizzata.

La rimozione delle olefine e degli aromatici si effettua con reazioni di idrogenazione che avvengono nel reattore R4501 per mezzo di catalizzatore al nichel e idrogeno, presente nel gas trattamento prelevato dalla mandata compressori dei Pwf's.

Il tail gas del D4502, pallone separatore, viene caricato nella rete gas trattamento.

Il taglio dearomatizzato raccolto nel D4502 viene inviato alla T4502 dove è stabilizzato.

Sezione di frazionamento

Il frazionamento finale dei solventi è realizzato con due colonne che operano a marce bloccate. Nella sezione di frazionamento la carica è portata alle specifiche finali richieste dai singoli prodotti.

La prima colonna di frazionamento, T4503 di 40 piatti (topping tower) fissa il punto iniziale del solvente. Le parti più leggere sono separate in testa e recuperate come prodotto secondario mentre il fondo è inviato in carica alla seconda colonna.

La seconda colonna, o di rettifica, T 4504 di 50 piatti (tailing tower) fissa il punto finale. Il solvente prodotto è prelevato come distillato di testa, raffreddato ed inviato ai serbatoi di stoccaggio. Le parti pesanti, separate al fondo colonna, sono recuperate come prodotto secondario.

Nel caso di produzione di eptano, marcia che impegna tutte le sezioni dell'impianto, l'assetto complessivo delle apparecchiature è così strutturato: la carica proviene dal fondo della VNS T3204 ed è alimentata alla colonna di concentrazione T4501, il cui taglio di fondo è IVN che viene alimentata all'impianto PWF, mentre il prodotto di testa viene mandato al pallone D4501 da cui viene alimentato al reattore di dearomatizzazione R4501 dopo essere stato miscelato col gas di trattamento proveniente dall'impianto PWFSR e riscaldato negli scambiatori E4507 (carica/effluente) ed E4506 (vapore 38.5).

L'effluente del reattore, dopo avere passato lo scambiatore E4507, viene raffreddato nello scambiatore E4508 (acqua) e mandato al pallone D4502, in cui viene separato dal gas di trattamento non reagito, che viene immesso nella rete di gas di trattamento, mentre il liquido viene alimentato alla colonna di stabilizzazione T4502, che ha la funzione di rimuovere tutte le parti leggere del taglio idrogenato.

I gas di coda rimossi dalla stabilizzatrice sono raffreddati sul E4504 ed inviati nel D4503. I gas dal D4503 possono essere inviati nel D3102 dell'APS3 oppure a rete gas raffineria. Il condensato raccolto nel palloncino può essere inviato per pressione al D3102, oppure all'ISOM.

Il liquido raccolto nel D4503 può essere inviato anche a blow-down.

Il prodotto di fondo della colonna stabilizzatrice T4502 viene alimentato alla colonna T4503, in cui viene regolato il punto iniziale del prodotto. La corrente di testa della colonna T4503 viene inviata ai serbatoi di IVN.

La corrente di fondo della colonna T4503 viene alimentata alla colonna T4504 in cui viene regolato il punto finale di distillazione del prodotto.

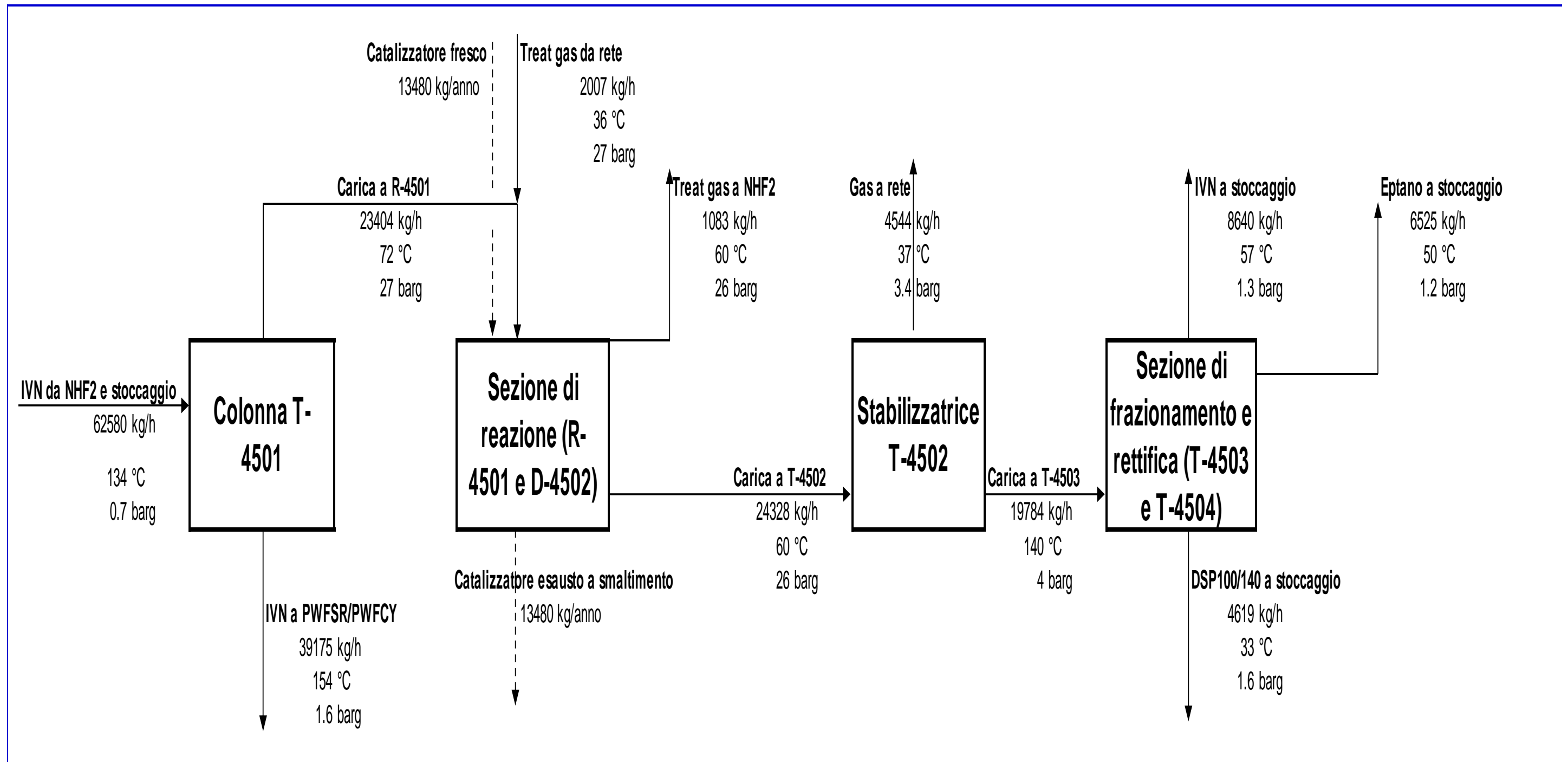
L'eptano è ottenuto come prodotto di testa della colonna T4504, mentre la corrente dal fondo della colonna è inviata ai serbatoi di IVN.

Le diverse sezioni dell'impianto possono operare insieme, come nel caso della produzione di eptano, oppure singolarmente per altre produzioni.

Gli assetti possibili sono:

- Produzione di D40: l'unica sezione coinvolta è quella di dearomatizzazione; al reattore R4501 viene alimentata HVN dalla colonna T204 dell'impianto NHF1 che viene dearomatizzata mediante l'uso di gas di trattamento. L'effluente del reattore viene liberato dal gas non reagito nel pallone D4502 e dai composti più leggeri nella colonna di stabilizzazione T4502.
- Produzione di D60/D80: al reattore R4501 viene alimentato Kerosene da stoccaggio che viene dearomatizzato mediante l'uso di gas di trattamento. L'effluente del reattore viene liberato dal gas non reagito nel pallone D4502 e dai composti più leggeri nella colonna di stabilizzazione T4502. il prodotto di fondo viene alimentato alle colonne T4503 e T4504 da cui si ottengono i due prodotti D60 dalla testa T4504 e D80 dal fondo della colonna T4504. il prodotto di testa della colonna T4503 viene stoccato nei serbatoi di Kerosene.

- Produzione di Xileni: l'unica sezione coinvolta è quella di frazionamento; alla colonna T4503 vengono alimentati xileni grezzi da stoccaggio. Il prodotto di testa della colonna T4503 viene unito al prodotto di fondo della colonna T4504 e stoccato nei serbatoi di benzina effluente dall'impianto PWF mentre il prodotto di testa T4504 viene stoccato nei serbatoi di Xileni.
- Produzione di Solvesso100 e Solvesso 150: l'unica sezione coinvolta è quella di frazionamento; alla colonna T4503 vengono alimentati Solvessi grezzi da serbatoio prodotti dall'impianto PWFCY. Il prodotto di testa della colonna T4503 è Solvesso 100 e viene stoccato nei serbatoi dedicati, il prodotto di testa della colonna T4504 è Solvesso 150 che viene inviato a stoccaggio, mentre il prodotto estratto dal fondo della colonna T4504 è Solvesso 200 grezzo che viene inviato a stoccaggio.
- Produzione di Esano e NAPPAR6: la carica alla colonna T4503 è costituita da esano grezzo prelevato da stoccaggio; il prodotto di testa della colonna T4503 è inviato ai serbatoi di LVN, il prodotto di testa della colonna T4504 è Esano, che viene inviato ai serbatoi, la corrente di fondo della colonna T4504 è inviata alla colonna T4501 da cui si ricava il NAPPAR6 (cicloesano) come taglio di testa, mentre il prodotto di fondo è inviato ai serbatoi di IVN.
- Produzione di Isoesano: l'unica sezione coinvolta è quella di concentrazione; la carica alla colonna è costituita dal taglio laterale della colonna T401N dell'impianto ISOM. L'Isoesano è recuperato come corrente dalla testa della colonna T4501, mentre il taglio di fondo della colonna viene mandato in carica all'impianto ISOM.
- Produzione di Isopar Intermedio: l'unica sezione coinvolta è quella di concentrazione; la carica alla colonna T4501 è rappresentata dalla benzina prodotta dall'impianto POLY. Il prodotto di testa è inviato a stoccaggio nei serbatoi di LCN, mentre la corrente di fondo viene mandata al serbatoio di Isopar Intermedio.
- Produzione di Isopar: la carica alla colonna T4501 è rappresentata dall'Isopar Intermedio da stoccaggio. Il prodotto di fondo è inviato a stoccaggio nei serbatoi di LCN, mentre la corrente di testa viene alimentata al reattore R4501 nel quale le olefine presenti vengono idrogenate a paraffine. L'effluente del reattore viene liberato dai gas non reagiti nel pallone D4502 e dalle frazioni idrocarburiche più leggere nella colonna di stabilizzazione T4502, il cui prodotto di fondo è inviato a stoccaggio.



3.1.17 Impianto di recupero Zolfo – SRU1 e SRU2

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

3.1.17.1 SRU2

L'Impianto Recupero Zolfo ha lo scopo di trattare i flussi acidi che provengono dagli Impianti MEA, SWS e TGPU producendo zolfo elementare.

I gas di coda (Tail Gas) vengono trattati all'impianto TGPU ed in seguito bruciati in un inceneritore termico e quindi scaricati all'atmosfera attraverso un camino.

L'impianto Recupero Zolfo è costituito da due unità tra loro parzialmente indipendenti:

- unità Recupero Zolfo propriamente detta.
- unità di Incenerimento del Tail Gas.

Il processo utilizzato dall'impianto di Recupero Zolfo propriamente detto si può suddividere ulteriormente in due stadi:

- il primo stadio consiste in una combustione parziale, stechiometricamente controllata in leggero difetto d'aria, dell' H_2S a SO_2 e vapor d'acqua in una camera di combustione pressurizzata (conversione termica);
- il secondo stadio si basa sulla "reazione di Claus" che permette, tramite un opportuno catalizzatore (allumina), la reazione dell' H_2S non ancora ossidato, con l' SO_2 proveniente dal primo stadio di reazione, dando luogo a zolfo e vapor d'acqua (conversione catalitica). Questo secondo stadio viene realizzato con due reattori catalitici posti fra loro in serie ed intervallati da un sistema di raffreddamento realizzato con una caldaia a recupero di calore refluo.

Descrizione del processo

Carica da impianto MEA

Il gas acido, prima di essere inviato ai bruciatori dell'impianto zolfo, passa attraverso il KO drum D-3601 N. L'eventuale soluzione di MEA trascinata è separata sul fondo del drum e ritorna nel D-3505 per mezzo delle pompe P-3601N e P-3601B.

Carica da impianto SWS

Il gas acido proveniente dall'accumulatore di testa dell'impianto SWS entra nel K.O. drum D-3802 in cui si separa il liquido eventualmente trascinato.

Il liquido accumulato nel D-3802 viene trasferito attraverso il D-3803 al pallone di carica del SWS.

Carica da impianto TGPU

Il gas acido proveniente dall'impianto TGPU è un riciclo all'impianto di recupero zolfo (tramite TGF032). Nell'unità TGPU un'ammina selettiva nei confronti dell'idrogeno solforato assorbe l' H_2S il quale, previa rigenerazione dell'ammina, viene riprocessato all'impianto di recupero zolfo. Analogamente a quanto succede per il gas acido da impianto MEA e da impianto SWS anche il gas di riciclo da impianto TGPU passa da un pallone (D-3905) che permette l'abbattimento di eventuali liquidi trascinati.

Aria di combustione

L'aria di combustione necessaria per le reazioni che hanno luogo nell'impianto viene fornita dal blower K-3801. Il flusso di aria proveniente dal K-3801 viene suddiviso in quattro linee:

- Linea principale dell'aria di combustione.
- Linea di regolazione fine (trim air), basata sull'analizzatore H_2S/SO_2 .
- Linea di flussaggio fotocellule e spie visive.
- Linea aria di combustione a F-3901

Iniezione di Ossigeno

In alternativa alla combustione con sola aria ambiente, è possibile effettuare la combustione del gas acido utilizzando aria di combustione con iniezione di O_2 direttamente al bruciatore del forno F-3801 mediante una linea che adduce ossigeno gassoso a circa 7 barg e uno skid di controllo e di ingresso nel forno.

Durante l'invio di ossigeno la portata di aria ambiente fornita dal blower K-3801 sarà diminuita e il bruciatore funzionerà con aria di combustione al 28% di O_2 (28% è un valore massimo, l'arricchimento può variare tra 21% e 28%). In questo modo il volume di gas presente nell'unità sarà circa lo stesso ma la capacità produttiva sarà aumentata.

L'arricchimento in ossigeno, oltre a consentire un aumento della capacità di gas acido trattato, consente anche una migliore combustione del gas acido proveniente dal SWS (il gas da SWS ha un contenuto in ammoniaca di circa il 46% volumetrico) : l'alto contenuto di ossigeno origina una temperatura di fiamma adiabatica intorno a 1280-1350 °C, circa 100°C più alta rispetto a quella che si ottiene con aria ambiente. Poiché la decomposizione di ammoniaca ad azoto aumenta alle alte temperature (la decomposizione di ammoniaca avviene a temperature superiori a 1250°C), nelle nuove condizioni operative il contenuto di ammoniaca residuo sarà inferiore a 20 ppm

Treat / Fuel gas

L'impianto ha bisogno di fuel/treat gas nelle fasi di avviamento, per riscaldare l'impianto quando non è possibile alimentare gas acido, durante la fermata e per consentire la combustione del gas di coda nell'inceneritore termico.

Per evitare che il liquido trascinato provochi gravi danni alle apparecchiature di combustione è stato previsto un separatore dedicato.

Il fuel gas proviene dall'uscita del lavatore bassa pressione della MEA ed entra direttamente nel KO drum D-3801. Il gas in uscita dal pallone che alimenta le utenze dell'impianto zolfo passa attraverso due filtri paralleli per l'eliminazione delle scorie che potrebbero occludere le testine dei bruciatori.

Combustore termico F-3801

Il combustore ha la funzione di consentire un tempo di permanenza ottimale ai gas di combustione onde permettere che la reazione abbia luogo nel modo migliore.

Nella marcia senza iniezione di O_2 , la temperatura al suo interno è di circa 1250 °C (valore massimo) nella prima zona e circa 1200 °C nella seconda. Nella prima zona la temperatura deve essere sempre superiore a 1250°C per garantire la completa decomposizione dell'ammoniaca contenuta nel SWG.

La maggiore temperatura nella prima zona viene ottenuta inviando al bruciatore tutta l'aria di combustione, tutto il gas acido da SWS, tutto il gas di riciclo da TGCU ed una parte sola del gas acido da MEA. La

restante parte del gas acido da MEA viene immessa nel forno attraverso due lance laterali nella seconda zona

Il combustore termico potrà funzionare secondo tre modi operativi:

- a) Combustione di gas acido con sola aria ambiente di combustione
- b) Combustione di gas acido con aria di combustione arricchita di ossigeno
- c) Combustione di fuel gas (start-up e shut-down)

Caldaia B-3801

La caldaia B-3801 consente di raffreddare i fumi di combustione producendo vapore 10.5 Kg/cm². La caldaia, pertanto, va vista come un apparecchio che raffredda i gas, non come unità di produzione vapore, ed il controllo di pressione del vapore prodotto ha lo scopo di mantenere costanti le condizioni all'interno della caldaia, non della rete di vapore.

Lo zolfo liquido separato all'uscita della caldaia viene inviato per gravità al TK-3801 attraverso la tenuta a sifone.

Condensatore zolfo B-3802

Il gas uscente dalla caldaia è ancora ad elevata temperatura e contiene una quantità notevole di vapori di zolfo. La condensazione dello zolfo viene ottenuta nella caldaia B-3802, con produzione di vapore a 1.5 Kg/cm².

Si noti che la caldaia è a più passaggi di gas, si comporta, pertanto, come se fossero tre distinte apparecchiature che operano alla stessa pressione di vapore, poste in parallelo.

Lo zolfo ottenuto nel primo condensatore attraversa la prima guardia idraulica e viene raccolta nella vasca zolfo TK-3801.

Reattori catalitici R-3801/2

Per ottenere il massimo della conversione, i gas all'uscita del primo passo della B-3802 vengono scaldati fino a 230 °C, per mezzo del riscaldatore elettrico E-3801, apparecchiatura costituita da più resistenze elettriche collegate in parallelo e quindi inviati al R-3801.

I gas uscenti vengono raffreddati nella B-3802, producendo ulteriore vapore a bassa pressione, e lo zolfo condensato viene raccolto nella vasca zolfo, tramite guardia idraulica.

Il gas viene quindi ulteriormente riscaldato, fino a circa 210 C°, tramite il riscaldatore elettrico E-3802, in modo da porlo ancora nelle condizioni di reagire in modo ottimale nel secondo reattore (R-3802).

Il gas attraversa, quindi, il terzo passaggio del condensatore B-3802, in cui si completa la condensazione dello zolfo elementare.

Guardie idrauliche (Gambette)

La separazione dello zolfo dal gas che lo contiene viene ottenuta nei condensatori B-3801/2 e le "gambette", agendo da camere da valvole idrauliche, rendono possibile lo smaltimento dello zolfo fuso senza ricorrere a valvole di controllo.

Le guardie idrauliche sono provviste di filtri conici in ingresso atti a trattenere eventuali parti solide.

Vasca raccolta zolfo TK-3801

La vasca TK-3801 ha il compito di stoccare lo zolfo prodotto e permettere un accumulo considerevole. La vasca è del tipo a pressione atmosferica, riscaldata da più banchi di serpentini posti sul fondo.

Il trasferimento dello zolfo viene fatto in discontinuo dalla pompa P-3801 nel serbatoio TK-2175.

La pompa di trasferimento è provvista di linea di ricircolazione verso la vasca di raccolta e verso ogni singola gambetta. Al fine di evitare che l'idrogeno solforato che si sviluppa dallo zolfo fuso possa inquinare localmente l'ambiente, la vasca viene mantenuta sotto leggera depressione con un eiettore a vapore (J-3801) che invia i gas all'inceneritore.

Nella vasca zolfo viene addizionato un catalizzatore (urea) per il degasaggio dello zolfo prodotto con eliminazione dell' H_2S .

Inceneritore termico F-3802

I gas di coda dell'impianto contengono ancora apprezzabili quantità di idrogeno solforato e pertanto vengono inviati all'impianto TGCU per massimizzare il recupero di zolfo e successivamente bruciati nell'inceneritore termico F-3802.

All'inceneritore vengono inviati anche l'aria spenta e il fuel gas provenienti dall'impianto Poly.

I gas vengono bruciati in presenza di ossigeno per un tempo sufficiente a trasformare tutti i composti solforati ad anidride solforosa SO_2 . Il contenuto residuo di H_2S è dell'ordine di qualche parte per milione.

La temperatura di incenerimento è ottenuta bruciando gas combustibile. Il bruciatore è montato direttamente al fondo del camino e la fiamma entra subito a contatto col tail gas, il quale entra nella camera di combustione tramite due linee laterali.

Stoccaggio Ossigeno

L'ossigeno viene stoccato in apposito serbatoio criogenico per mantenere l'ossigeno in fase liquida avente capacità utile pari a $50,2 m^3$. Il serbatoio è ubicato in area isolata presso l'area Lurgi nella zona sud-est della Raffineria, distante dagli impianti di raffinazione e dagli stoccaggi di liquidi infiammabili.

L'impianto comprende un vaporizzatore per trasformare l'ossigeno dalla fase liquido alla fase gas, due regolatori di pressione funzionanti in parallelo e un sistema di controllo e shut-down.

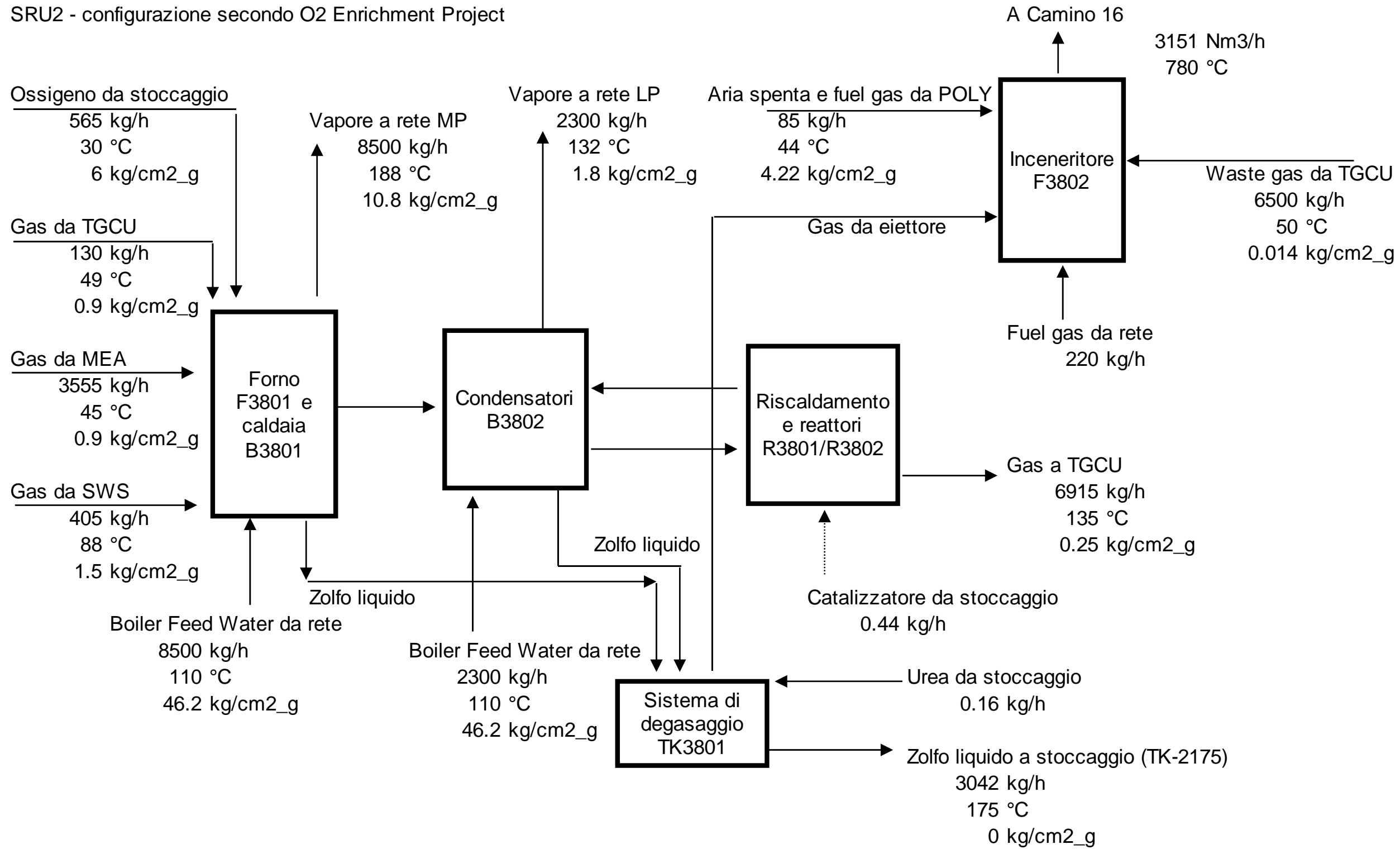
Dallo stoccaggio dell'ossigeno, esterno ai limiti di batteria dell'impianto, una linea da 3" invia l'ossigeno gassoso (puro al 99,5%vol. circa) alla pressione di 7 barg.

Tale linea è dotata di skid di controllo installato all'interno del limite di batteria dell'impianto.

Stoccaggio zolfo liquido (TK-2175)

La pompa di trasferimento dello zolfo liquido P-3801 permette l'invio dello zolfo presente nella vasca verso il serbatoio di stoccaggio (TK-2175). La pompa presenta cut in e cut out automatici e si aziona quando il livello nella vasca è indicativamente al 46% e si disinserisce quando il livello raggiunge il 32%. La P-2175 è adibita al carico sulle autobotti dello zolfo liquido stoccato nel TK-2175: l'operazione viene eseguita e monitorata costantemente dall'operatore preposto.

SRU2 - configurazione secondo O2 Enrichment Project



3.1.17.2 SRU1

L'impianto Recupero Zolfo denominato SRU1 ha anch'esso lo scopo di trattare i flussi acidi producendo Zolfo elementare ed è analogo all'SRU2. Ad oggi l'impianto SRU1 è in conservazione.

3.2 Fasi di supporto

3.2.1 Impianto Tail Gas Clean Up – TGCU

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

L'impianto TAIL GAS CLEANUP UNIT è stato progettato per convertire la maggiore percentuale possibile di SO₂ contenuto nei gas di coda proveniente dalle unità di trattamento zolfo in H₂S e ridurre conseguentemente le emissioni in atmosfera di SO₂.

L'unità è in grado di trattare una portata di gas di coda di circa 8200 Nm³/h (9.2 T/h) con conversione in zolfo di circa il 99.9% .

L'unità TGCU (Tail Gas Clean Up) è stata dimensionata per lavorare la massima quantità possibile di tail gas in uscita da entrambi gli impianti zolfo SRU1 (attualmente fuori servizio) e SRU2 che si basa su una produzione totale di zolfo di 110 Ton./giorno.

L'attuale capacità di produzione è limitata a 78,5 Ton/giorno dalla capacità dell'impianto MEA.

Il recupero di zolfo degli impianti SRU1 e SRU2 è del 94% e questo dà una carica al TGCU di 4,8 Ton/giorno di zolfo.

Il recupero totale a valle dell'inserimento del TGCU sarà superiore al 99,9% e la quantità di zolfo rilasciata sarà inferiore a 250 ppm in volume.

L'impianto può essere suddiviso nelle quattro seguenti sezioni di processo:

sezione di idrogenazione, sezione di raffreddamento e condensazione, sezione di assorbimento o lavaggio e sezione di rigenerazione.

Descrizione del processo

Il gas di coda, proveniente dagli impianti di recupero zolfo e convogliato ad inceneritore, viene dapprima riunito in un unico flusso e successivamente inviato al combustore dove il gas combustibile viene bruciato in difetto d'aria ed in presenza di vapor d'acqua, al fine di portare il gas di coda alla temperatura di 288° C e generare una quantità addizionale di idrogeno per la successiva reazione di idrogenazione.

Il gas di coda riscaldato passa quindi nel reattore di idrogenazione dove, con l'ausilio di un catalizzatore, tutti i composti di zolfo vengono idrogenati ad H₂S, per essere successivamente eliminati nella colonna di assorbimento.

Il gas caldo in uscita dal reattore viene inviato in una caldaia a recupero di calore dove cede calore per generare vapore a bassa pressione. Da qui il gas passa nella colonna di raffreddamento e condensazione dove viene ulteriormente raffreddato con parziale condensazione del vapor d'acqua presente.

Il gas dalla testa della colonna di raffreddamento e condensazione passa quindi nella colonna di lavaggio, dove entra in contatto con una soluzione amminica (Nalco Flexsorb) che rimuove selettivamente l'H₂S dal flusso gassoso.

Il gas lavato in uscita dalla testa della colonna viene poi inviato agli inceneritori degli impianti di recupero zolfo, mentre la soluzione amminica satura di H₂S, in uscita dal fondo della colonna di lavaggio, viene inviata allo scambiatore e successivamente nella colonna di rigenerazione al piatto di carica vicino alla sommità. Il

ribollitore della colonna di rigenerazione fornisce il calore necessario per il desorbimento dell' H_2S assorbito dalla soluzione satura.

Il gas acido strippato ed i vapori d'acqua escono dalla sommità della colonna, vengono raffreddati nel condensatore di testa, quindi passano nel pallone di reflusso dove avviene la separazione tra il gas acido e l'acqua. L'acqua viene reflussata in colonna mentre il gas acido viene rimandato in carica agli impianti di recupero zolfo.

3.2.2 Impianto lavaggio gas – MEA

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

Lo scopo dell'impianto è quello di rimuovere praticamente tutto l' H_2S dai flussi di gas (alta e bassa pressione) prodotti dagli impianti della raffineria e dall'LPG prodotto dal FCC.

L' H_2S viene rimosso per evitare l'inquinamento atmosferico dovuto alla SO_2 (anidride solforosa) prodotta dalla combustione dei gas nei forni della raffineria.

La Monoetanolamina, che appartiene al gruppo delle ammine alcaline primarie, è usata a questo scopo poiché miscelata con acqua forma una soluzione basica che assorbe l' H_2S (idrogeno solforato).

La reazione è reversibile e l'equilibrio può essere cambiato regolando la temperatura della soluzione e la pressione parziale dell' H_2S .

Basse temperature ed alte pressioni parziali favoriscono l'assorbimento; alte temperature e basse pressioni parziali producono il deassorbimento dell' H_2S e quindi la rigenerazione della soluzione di MEA.

Dalla rigenerazione si ottiene un gas contenente il 90-95% in volume di H_2S . Tale gas (gas acido) viene inviato in carica all'impianto Zolfo per ottenere zolfo liquido.

La carica all'impianto può essere costituita da:

- - gas Bassa Pressione che arrivano da GHF900, KHS, LSADO e SCANFiner.
- - gas Alta Pressione che arrivano da APS3 e APS2.
- - tutto l'LPG prodotto dal FCC, prima di essere inviato all'impianto POLY per l'estrazione dei mercaptani.

Descrizione del processo

La MEA, concentrata al 98%, arriva in raffineria con autobotte; viene scaricata nel serbatoio TK3501 e successivamente diluita con condensa per ottenere una concentrazione della MEA al 20%.

I gas, in ogni lavatore, prima di entrare in contatto controcorrente con la MEA rigenerata entrano in un ko drum per poter separare la parte più pesante. Tali gas lavati escono di testa dai vari lavatori mentre la soluzione di MEA esausta viene raccolta in un pallone e quindi inviata al rigeneratore, dopo essere stata preriscaldata dal prodotto di fondo della stessa colonna.

La soluzione amminica, una volta rigenerata, viene poi nuovamente inviata ai lavatori.

L'impianto comprende anche il MEA Reclaimer per la rimozione dei contaminanti dalla soluzione (sali termicamente stabili e prodotto dovuti alla degradazione della MEA).

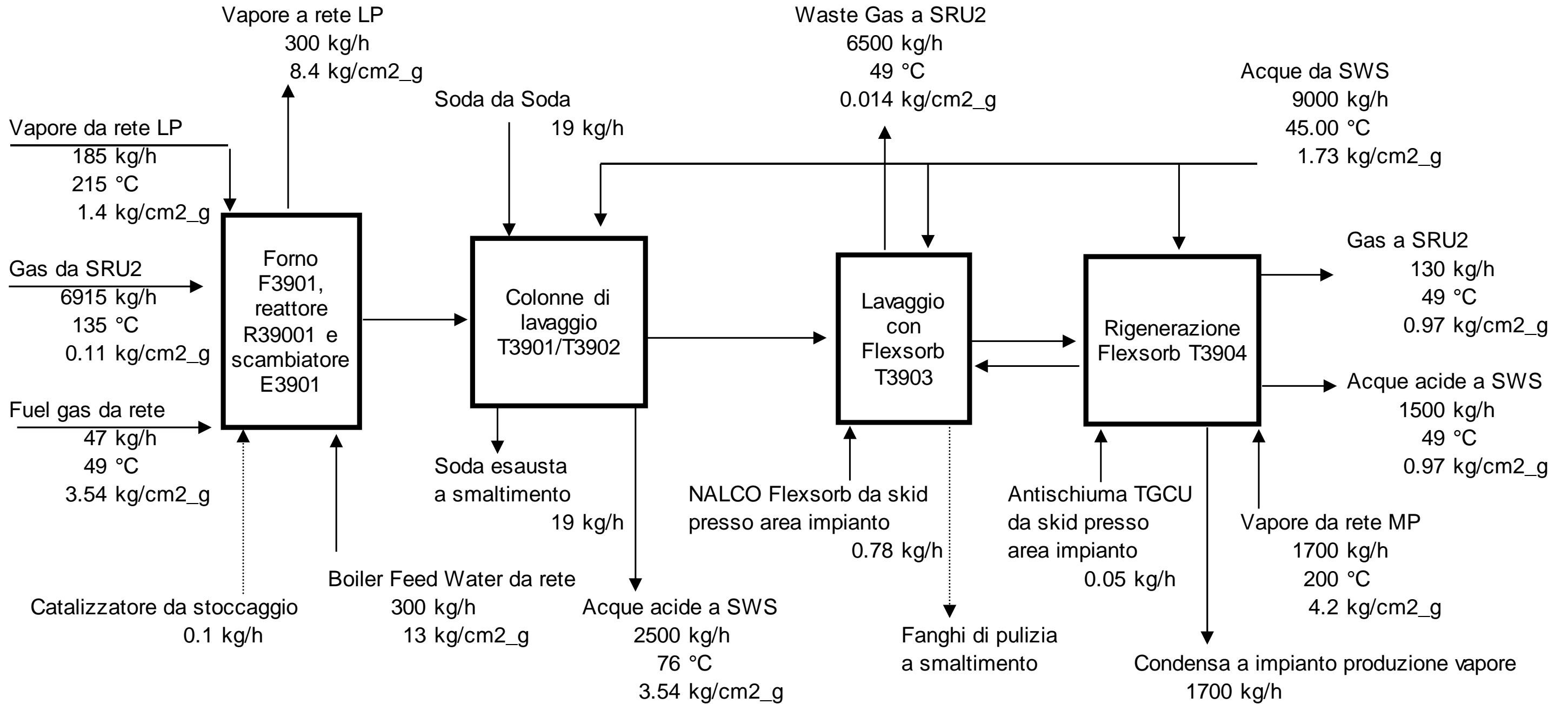
Per mantenere costante la quantità di MEA circolante nel circuito viene alimentata periodicamente della MEA al 20 % stoccata nel TK3501.

L'impianto prevede anche una linea per l'invio della MEA all'Oxygen Stripper, facente parte dell'impianto LSADO: questa apparecchiatura ha lo scopo di eliminare dal gasolio i composti ossigenati formati in seguito al contatto prolungato con l'atmosfera.

L'eliminazione dei composti ossigenati ha lo scopo di evitare la possibile formazione di prodotti polimerici, che altrimenti andrebbero a depositarsi sugli scambiatori di calore e sui letti catalitici degli impianti di desolforazione a valle.

TGCU

Impianto al 70% della potenzialità in quanto SRU1 è in conservazione



3.2.3 Impianto di cogenerazione – COGEN

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

GENERALITA' SUL FUNZIONAMENTO.

L'impianto di Cogenerazione utilizza Gas prodotto dall'impianto FCCU e produce sia Energia Elettrica sia Vapore ad alta pressione (@ 38.5 barg) tramite una caldaia che recupera calore dai gas esausti della turbina. Inoltre possiede una alimentazione ausiliaria a Kerosene per gli avviamenti e le fermate e per sopprimere a mancanza o carenze di Fuel Gas.

PROGETTO UP_RATE

DATI A MASSIMA CAPACITA' : 51 MW elettrici prodotti

Nel corso dell'anno 2008 si è provveduto a sostituire alcune componenti della Turbina relativa all'impianto GTG-2050, per elevare la potenzialità in termini di produzione di Energia Elettrica e di produzione Vapore. In concomitanza a questo progetto è stata richiesta una nuova autorizzazione per esercire la GTG_2050 fino ad un massimo di Potenza elettrica di 47 MW, mentre la capacità massima è di 51 MW elettrici ottenibile con una temperatura dell'Aria ambiente a -18°C.

Lo schema semplificato allegato indica i dati di funzionamento alla massima potenzialità (che considera al temperatura ambiente a -18°C) ed una produzione totale di Energia Elettrica a 51 MW.

PROGETTO UP_RATE

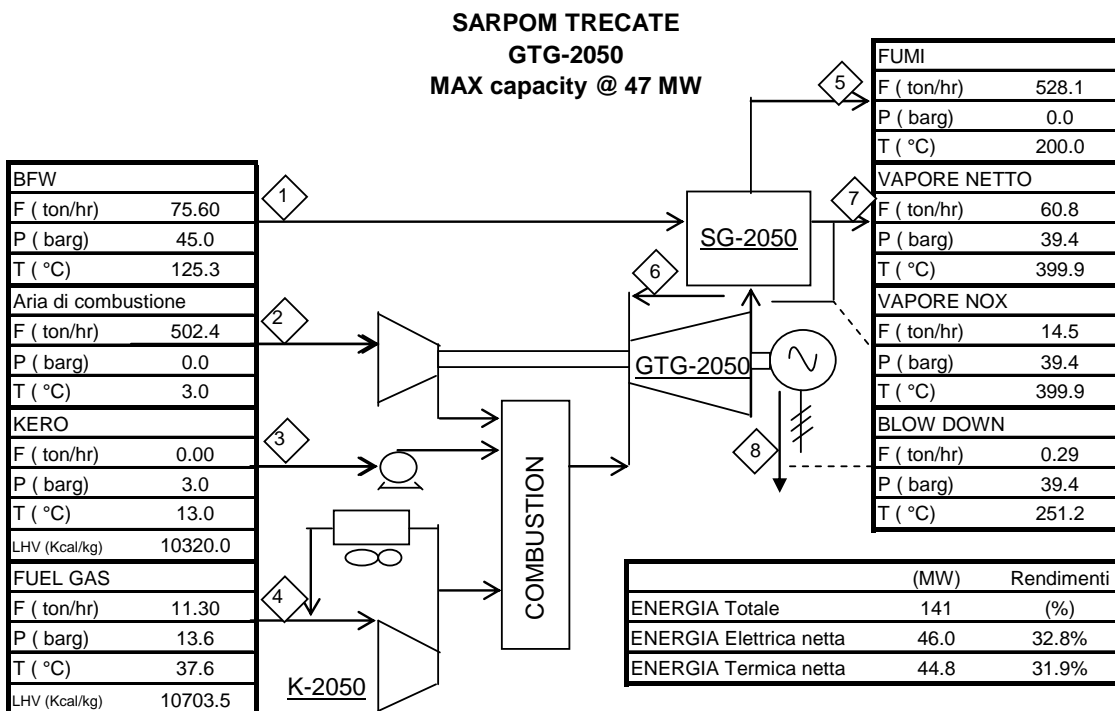
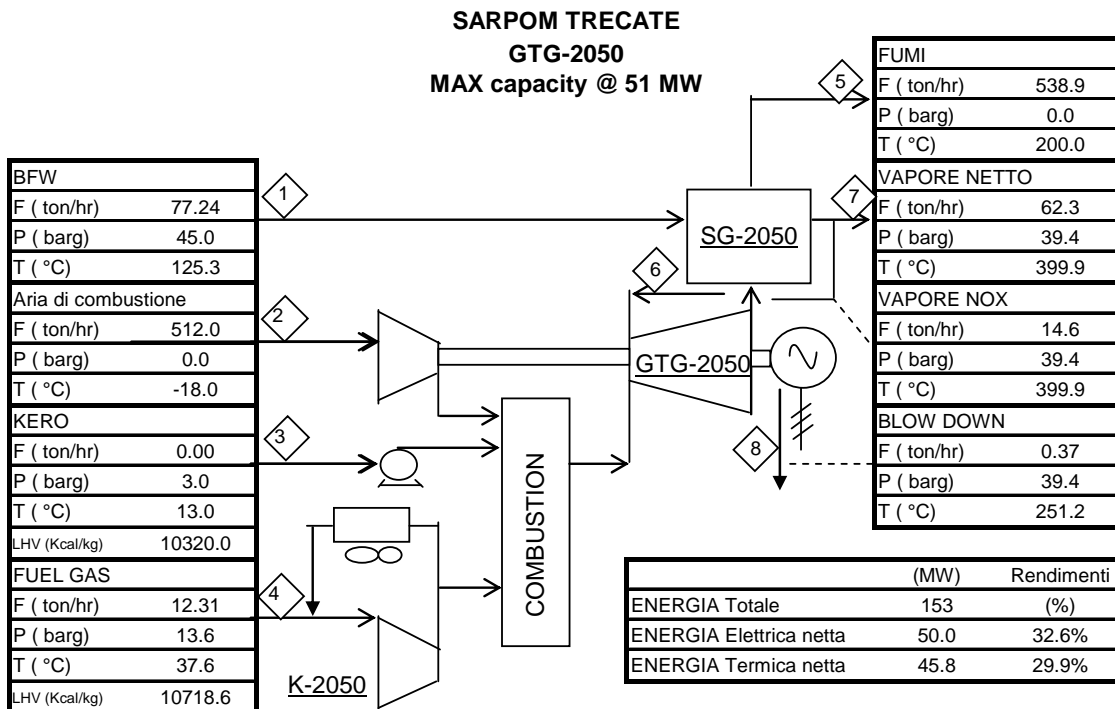
DATI RELATIVI ALLA POTENZA MASSIMA AUTORIZZATA = 47 MW elettrici prodotti

Nelle condizioni operative reali si riesce a produrre una potenza Elettrica di 47 MW all'impianto GTG-2050 in condizioni invernali, con una temperatura in aspirazione al compressore assiale pari a +3 °C. In condizioni invernali la temperatura ambiente può essere anche inferiore ai 3°C, ma la gestione operativa della GTG-2050 prevede una ricircolazione di aria calda, (cosiddetta ANTI_ICING) per evitare il congelamento della condensa sui filtri e provocare tappamenti da ghiaccio sulla aspirazione del compressore assiale.

SISTEMA DI ABBATTIMENTO NOx

L'impianto di cogenerazione dispone di un sistema di abbattimento delle emissioni di NOx mediante iniezione di vapore alta pressione in camera di combustione. Il rapporto massico tipico tra vapore di iniezione e gas combustibile è di circa 1.5.

Le emissioni di NOx e CO sono monitorate in tempo reale tramite analizzatori continui installati sul camino.



3.2.4 Produzione di energia elettrica

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto.

RETE ELETTRICA ESTERNA

La Raffineria Sarpom di Trecate dispone di due collegamenti alla Rete Elettrica Nazionale ad alta tensione (132 KVolt) :

- collegamento proveniente dalla cabina primaria di Trecate
- collegamento proveniente dalla cabina primaria di SARRIO (Magenta)

La gestione di questi allacciamenti sono soggetti ad una regolamentazione per:

- l'esercizio in "stato normale"
- l'esercizio in "stato di emergenza"
- procedure di messa in servizio e messa fuori servizio.

RETE ELETTRICA INTERNA

All'interno della raffineria sono presenti (vedi schema semplificato) :

- Tre (3) Generatori (GTG-2050 , STG-2001, EDG), rispettivamente della potenzialità di 47 MW, 5.5 MW, 1.5 MW.
- Reti elettriche a diverse tensioni (132 KV- 15 KV- 6 KV- 500 Volt) con i rispettivi Trasformatori e le relative sottostazioni da cui si dipartono i cavi elettrici per alimentare tutte le utenze della Raffineria

La gestione della rete elettrica interna è asservita ad :

- un sistema di commutazione tra le due linee ENEL / GRTN per consentire l'alimentazione dei carichi di Raffineria nel caso di mancanza di una delle due linee
- un sistema di distacco carichi elettrici che interviene nel caso di mancanza di entrambe le linee al fine di adeguare la potenza consumata al quella generata.

PUNTI DI MISURA

La misurazione dei flussi di energia è assicurata da contatori installati sui collegamenti primari e sui generatori per un totale di 6 contatori verificati annualmente da un ente certificato:

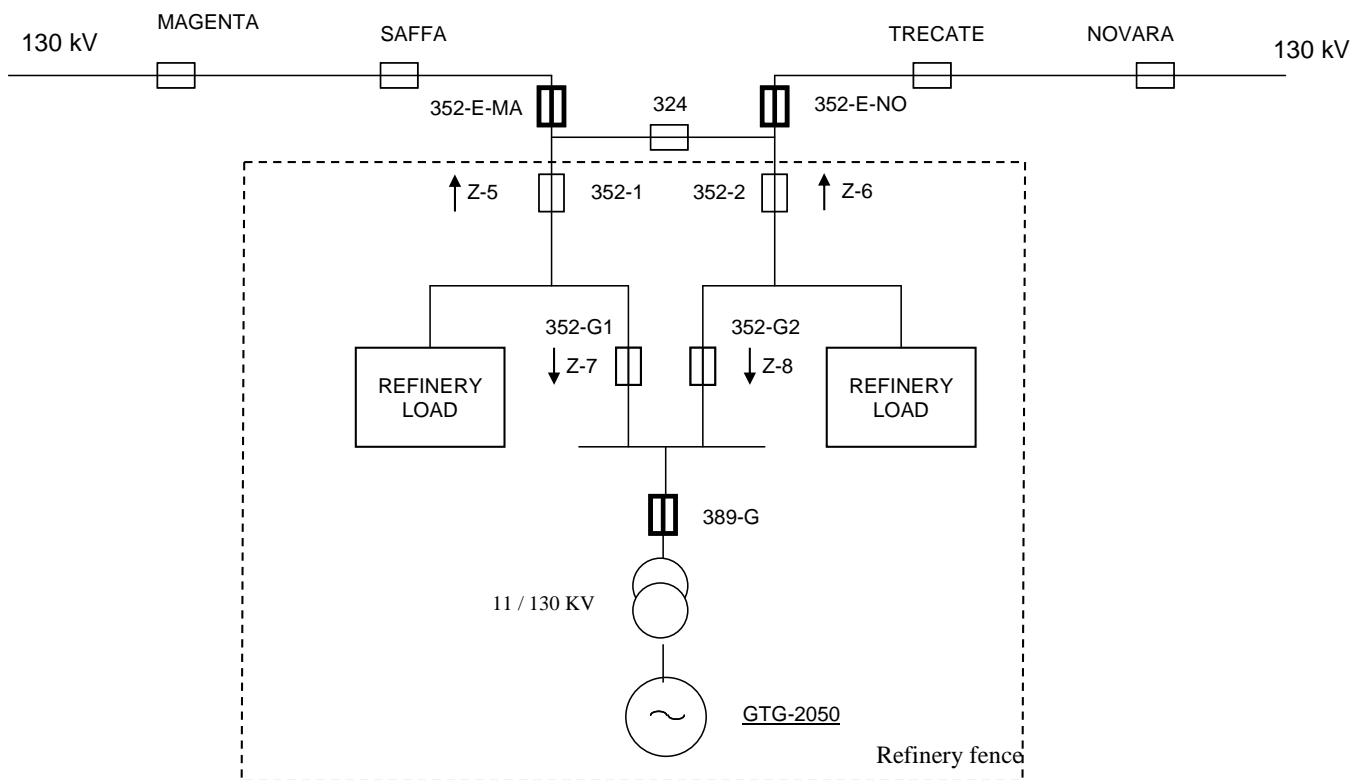
Contatore N°	72000679		9700451 (*)	24742995	90005369 (*)	23246104	3022262
Utenza	Totale IMPORT	Totale EXPORT	K 2050	GTG 2050	MCC GTG	STG 2001	EDG
Proprietà	ENEL	ENEL	SARPOM	SARPOM	SARPOM	SARPOM	SARPOM

(*) Consumo interno GTG-2050

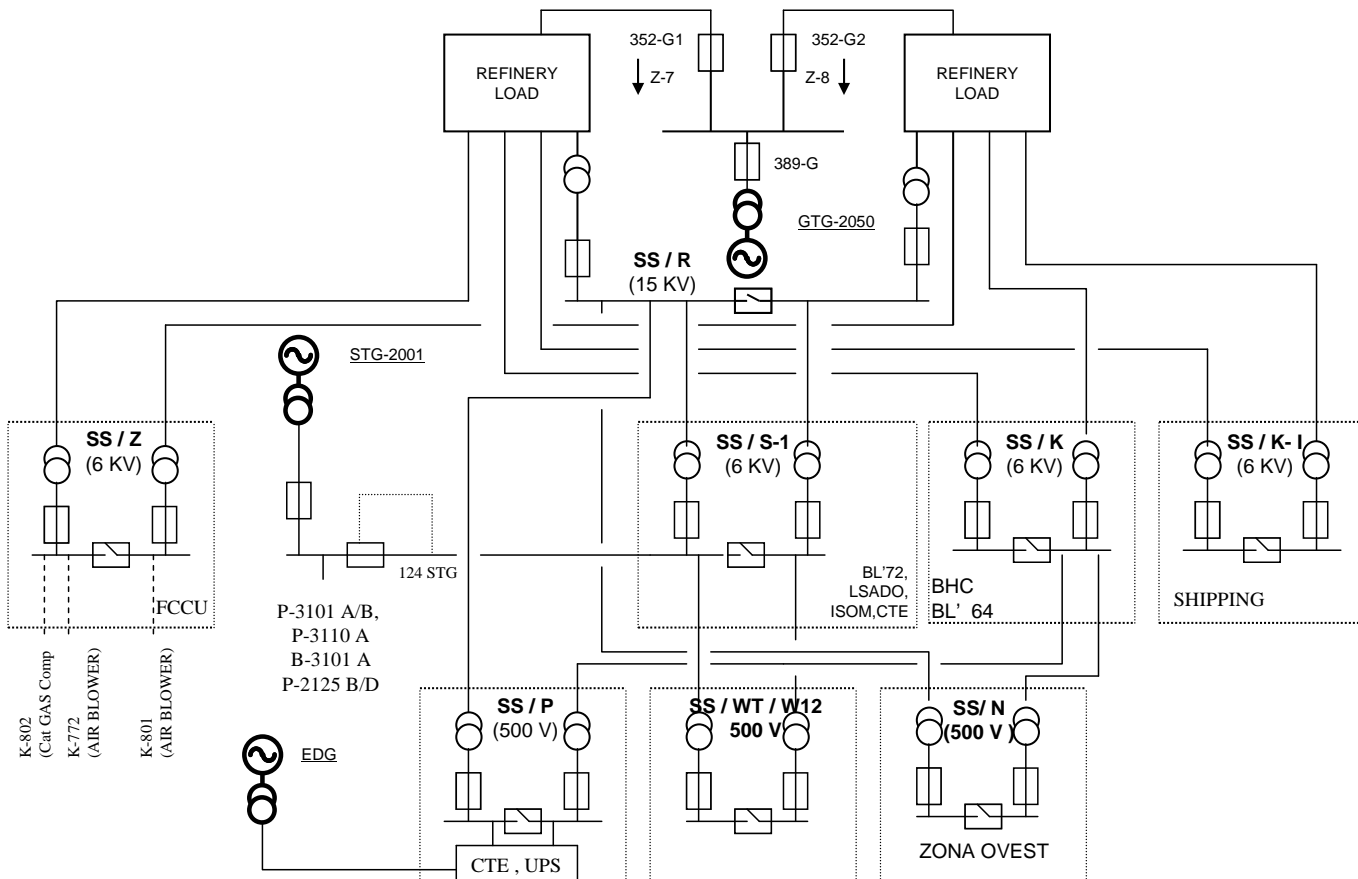
CONTRATTI.

La Sarpom è considerata una unità non- rilevante di produzione dal 1/1/2012 in quanto non immette in rete un quantitativo maggiore di 10 MW/ora salvo condizioni di emergenza. Al momento ha in essere un contratto di acquisto e di vendita di Energia Elettrica con GDF Suez, la tipologia di allacciamento presuppone che venga fornita la programmazione oraria di acquisto e vendita con un anticipo di 3 gg. In caso di emergenza la Sarpom può richiedere fino ad un massimo di 50 MW/ora.

SCHEMA SEMPLIFICATO COLLEGAMENTI A RETE ELETTRICA NAZIONALE



SCHEMA SEMPLIFICATO COLLEGAMENTI ELETTRICI INTERNI



3.2.5 Produzione di vapore

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

La Sarpom dispone di un sistema di produzione Vapore costituito essenzialmente da un impianto per la produzione di acqua demineralizzata, un unico degasatore, un corpo pompante costituito da numerose pompe, da Caldaie che possono essere a Recupero di calore, oppure alimentate a Gas di Raffineria. Il vapore prodotto in relazione alle sue condizioni di pressione e temperatura viene convogliato in reti e reso disponibile ai vari utilizzatori della Raffineria.

SCOPO

L'impianto di produzione vapore assolve alle varie richieste di Vapore della Raffineria, il vapore prodotto dalle caldaie può essere utilizzato per :

- operazioni di "strippaggio" (rimozione delle parti volatili) degli idrocarburi in colonne adibite a stabilizzare prodotti petroliferi prima di inviarli nei serbatoi
- riscaldamento di linee, serbatoi, impianti di processo

- produzione di energia elettrica (esempio STG-2001)
- fluido motrice per pompe e compressori
- operazioni di degasaggio delle attrezzature
- fluido motrice per aspiratori (installati su TK)
- etc.

ATTREZZATURE PRINCIPALI

IMPIANTI DI PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA: la produzione del

Vapore può essere fatta solo mediante acqua priva di Sali. A tale scopo sono presenti in Raffineria due impianti di demineralizzazione basati sul principio delle Resine. Tali impianti , per la precisione due (2) Filtra ed Idreco sono a loro volta costituiti da due linee con reattori per l'assorbimento degli Anioni e dei Cationi. La rigenerazione (rimozione dei Sali) dei reattori avviene con l'utilizzo di Soda Caustica o Acido Cloridrico. L'acqua demineralizzata prodotta viene immagazzinata nel serbatoio TK-2600 (a tetto fisso).

CIRCUITO RECUPERO DELLA CONDENZA: In talune utenze, come possono essere i circuiti di riscaldamento, il vapore cede il suo calore e viene ridotto a forma di condensa . Il recupero di questa condensa rappresenta sia un risparmio energetico sia un risparmio in termini economici in quanto evita l'emungimento di acqua e la lavorazione della stessa agli impianti di Demineralizzazione. Quindi la Condensa recuperata viene immagazzinata in un serbatoio (TK-5) e re-inviata al ciclo di produzione del Vapore , previa la rimozione di eventuali Idrocarburi contenuti in essa. Questa operazione viene svolta dai filtri disoleatori.

DEGASATORE: L'acqua demineralizzata prima di essere inviata alle caldaie deve essere privata dell'Ossigeno eventualmente disciolto e presente nell'acqua in quanto corrosivo. Il degasatore assolve a tale scopo portando la temperatura dell'acqua a 120 °C alla pressione di circa 1.5 barg, mediante l'apporto di Vapore a bassa pressione. In queste condizioni l'Ossigeno, eventualmente presente, si porta allo stato gassoso e viene rilasciato all'atmosfera.

L' Ossigeno rimasto nell'acqua , al livello di pochi ppb , viene neutralizzato mediante un additivo chimico.

POMPE: L'acqua viene quindi prelevata dal Degasatore ed inviata mediante pompe ad alta prevalenza (P_2001 A/B/C/D) alle caldaie ad alta pressione oppure con altre pompe con una prevalenza inferiore (P-1522 A/B) alle caldaie per la produzione di vapore a media pressione.

PRODUTTORI

CALDAIE ad ALTA PRESSIONE: In Raffineria la produzione primaria del Vapore

avviene in caldaie sia dotate di Bruciatori dove può essere bruciato il Gas di Raffineria oppure Kerosene, sia in una caldaia a recupero di Calore.

Le condizioni del Vapore prodotto sono:

- pressione 38.5 barg

- temperatura 385 °C

Caldaia	Prod. Max (ton/hr)	NOTE
SG-2001	68	Caldaie convenzionali a tiraggio forzato , alimentate a Fuel Gas od a Kerosene
SG-2002	75	
SG-2003	75	
WHB-1801	72.2	Recupero calore da Fumi Rigeneratore FCCU a tiraggio forzato con anche alimentazione di Fuel Gas
SG-2050	75.2	Caldaie a tiraggio naturale , unicamente a recupero calore da Fumi GTG-2050, sprovvista di bruciatori .

CALDAIE a MEDIA PRESSIONE & BASSA PRESSIONE: per esigenze di esercizio degli impianti viene prodotto anche vapore a media pressione (10.5 barg), per lo più in piccole caldaie per il recupero di calore di processo.

Le condizone del Vapore a Media pressione prodotto sono:

- pressione 10.5 barg
- temperatura 185 °C

Le condizioni operative del Vapore a Bassa pressione prodotto sono:

- pressione 3.1 barg
- temperatura 145 °C

Caldaia	Prod. Max (ton/hr)	NOTE
E-7	2.123	Recupero calore da impianto FCCU
E-707	10.0	Recupero calore da impianto FCCU
E-113 (APS-2)	8.335	Recupero calore da impianto APS-2
E-666 (VPS)	5	Recupero calore da impianto VPS
E-680 (VPS)	7.848	Recupero calore da impianto VPS
B-3801 (SRU)	6	Caldaia con Bruciatori alimentati a Fuel Gas o ACID GAS, installata presso impianto Zolfo
B-3802 (SRU)	1.9	Recupero calore da impianto Zolfo
B-3901 (TGCU)	0.74	Caldaia con Bruciatori alimentati a Treat Gas e Gas di Coda impianto Zolfo, installata presso impianto TGCU

CONSUMATORI & RETI VAPORE

RETI VAPORE : come si potrà vedere nello schematico allegato , il vapore prodotto , in relazione alle sue condizioni operative viene immesso nella rete di pertinenza. Dalla rete viene poi utilizzato nelle singole utenze.

Le principali utenze per la rete Vapore Alta Pressione sono :

- STG-2001, con laminazione di circa 92 ton/hr dalla Rete del Vapore Alta Pressione alla Rete del Vapore a Media Pressione per produrre Energia Elettrica (circa 5 MW)
- Ribollitori agli impianto BHC , Solventi , Polimerizzazione
- Laminazione denominata V1/V2 per il controllo di pressione della Rete Vapore a Media Pressione
- Turbine di trascinamento pompe (TP-2125 C, etc..)

Le principali utenze per la rete Vapore a Media Pressione sono:

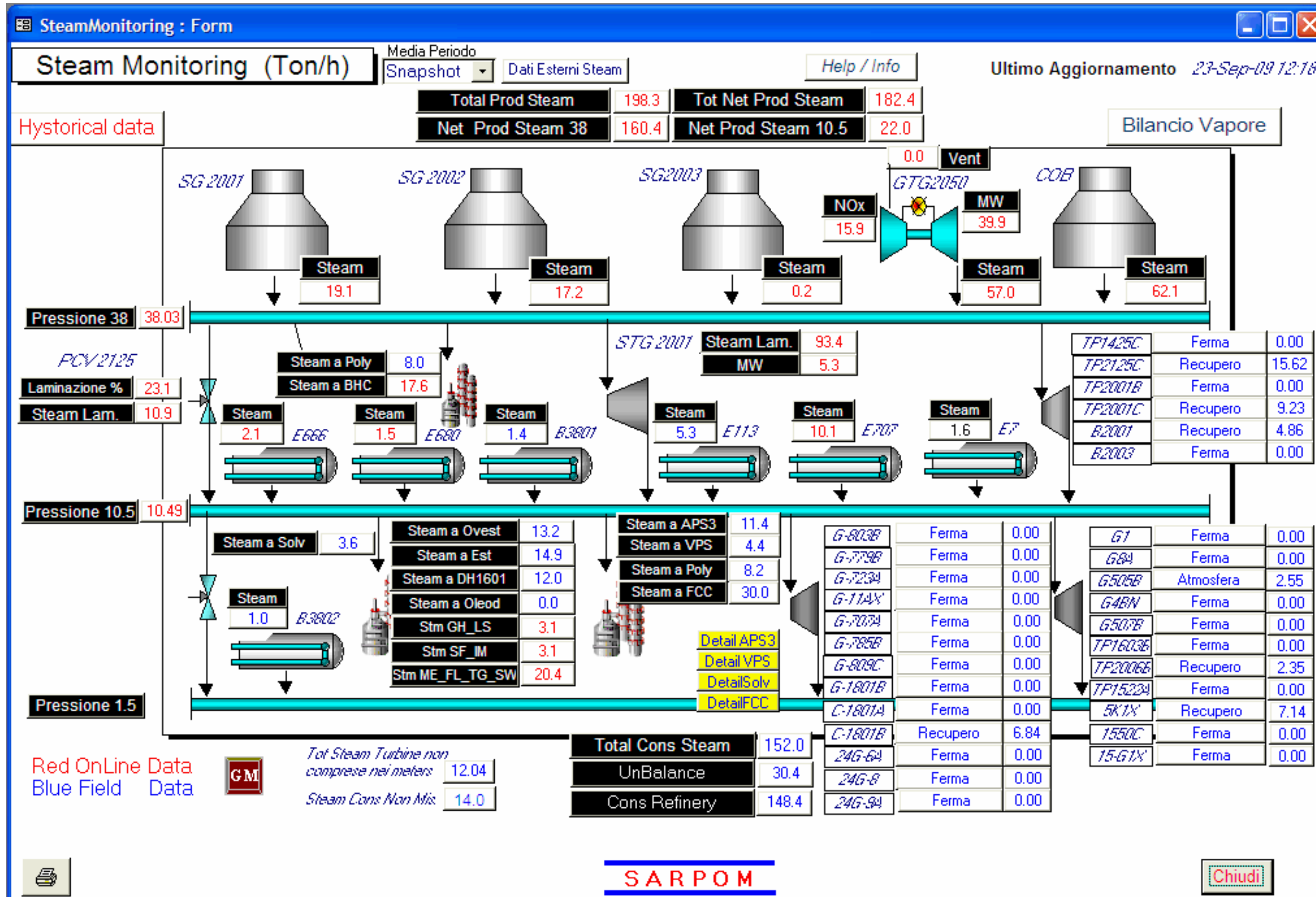
- Tutti gli impianti in genere, sia per operazioni di strippaggio che di riscaldamento
- le turbine di trascinamento di alcune pompe
- i riscaldamenti dei serbatoi
- etc.

Le principali utenze per la rete Vapore a BASSA PRESSIONE (3.1) sono:

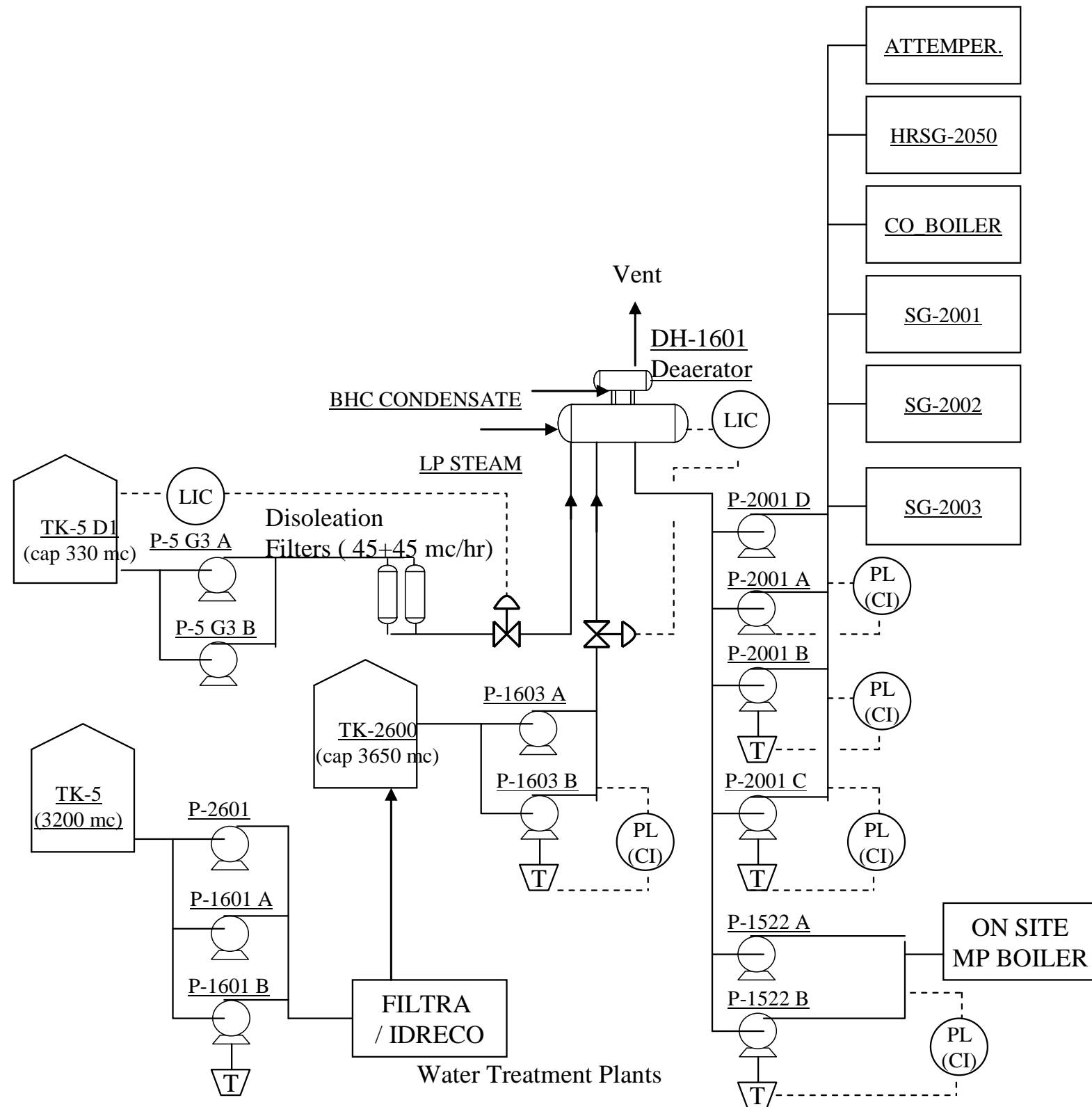
- Tracciature per linee Zolfo liquido

Esiste un ulteriore Rete Vapore a Bassa Pressione (con pressione a 1.5 barg) dove confluiscono alcuni scarichi di attrezzature varie (pallone recupero Condense, etc..)

La principale utenza del vapore di questa rete è il Degasatore.



SCHEMA SEMPLIFICATO ACQUA DEMINERALIZZATA E RETE VAPORE



HP BFW	CAP	S/S
P-2001 A	140	P-NO
P-2001 B	140	Turbine
P-2001 C	140	Turbine
P-2001 D	200	K-MA
TOT CAP	620	
PERC. UTILIZATION	32 %	

DEMI WATER	CAP	S/S
P-1603 A	250	K-MA
P-1603 B	250	Turbine
TOT CAP	500	
PERC. UTILIZATION	28%	

CONDENSATE	CAP	S/S
5 G3 A	70	BH-NO
5 G3 B	70	BH-NO
TOT CAP	140	
PERC. UTILIZATION	36	

MP BFW	CAP	S/S
P-1522 A	38	BH-NO
P-1522 B	38	Turbine
TOT CAP	76	
PERC. UTILIZATION	26 %	

RAW WATER	CAP	S/S
P-2601	200	P-MA
P-1601 A	200	K-NO
P-1601 B	200	Turbine
TOT CAP	400	
PERC. UTILIZATION	37 %	

3.2.6 Aria compressa

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

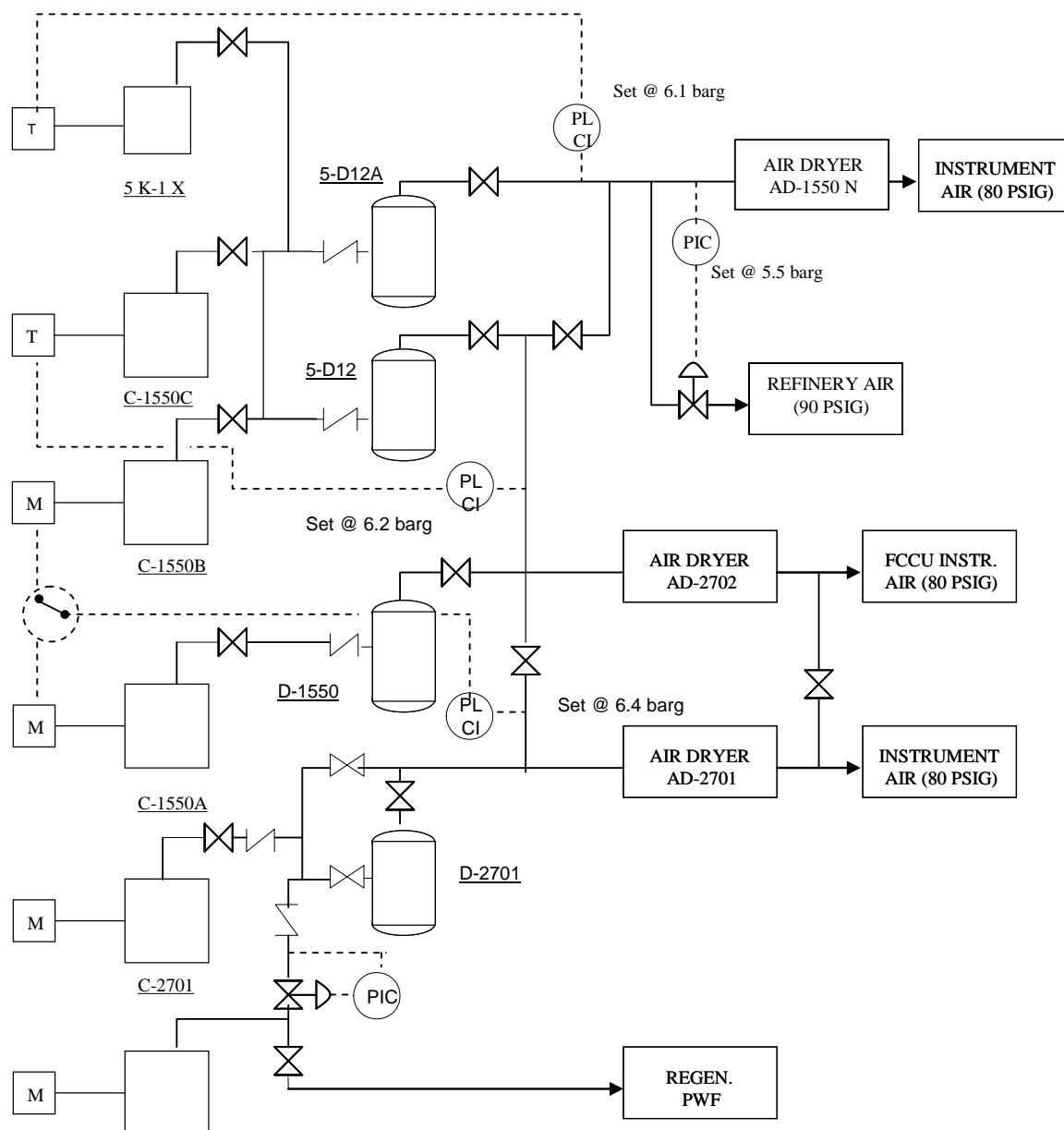
La Raffineria Sarpom di Treccate dispone di un impianto di produzione Aria compressa costituito da :

- n° 6 Compressori per una capacità complessiva pari a 12 000 Nmc/hr
Di cui 4 sono alimentati da Energia elettrica e 2 dispongono di una turbina a Vapore.
- n° 4 Palloni di accumulo, per un volume complessivo pari a 40 mc
- n° 3 Essicatori della capacità complessiva pari a 6500 Nmc/hr

Tale impianto è in grado di fornire sia Aria Compressa tal quale, sia Aria essiccata per l'azionamento della strumentazione (Valvole pneumatiche) ed altri servizi che richiedono espressamente Aria secca (come la sezione catalitica dell'impianto FCCU).

Il consumo medio di Aria Essiccata è di circa 4500 Nmc/hr, mentre il consumo medio di Aria (non essiccata) è di circa 1500 Nmc/hr.

L'azionamento dei compressori è asservito a dei sensori di pressione tale da garantire una fornitura continua di Aria agli impianti della Raffineria, non solo alcuni compressori dispongono anche di doppia alimentazione elettrica, una connessa alla Rete tradizionale ed una direttamente dall'EDG (Emergency Diesel Generator).

IMPIANTO DI PRODUZIONE ARIA COMPRESA**3.2.7 Impianto soda**

L'impianto risulta essere costituito dalle seguenti sezioni:

- Sezione di Diluizione della Soda a 50° Be' per la preparazione di Soluzioni a 15° e a 20° Beaume' e relativa distribuzione agli impianti di Raffineria che necessitano di lavaggio caustico dei prodotti petroliferi (impianto di isomerizzazione, impianto di cracking catalitico, ecc);

- Sezione di Ricezione e Stoccaggio della Soda esausta dagli impianti di cui al punto precedente. La Soda esausta riutilizzabile viene distribuita agli impianti di lavaggio che richiedono soluzioni deboli (essenzialmente l'impianto di Distillazione Atmosferica); quella non riutilizzabile per la presenza di solfuri e mercaptani viene stoccata per il successivo smaltimento da parte di Ditta specializzata.

Il quantitativo di Soda fresca a 50° Be' che può essere stoccato è sufficiente per 1 mese. Il reintegro avviene mensilmente tramite autobotte (n.2 autobotti da 27 m3). La quantità di soda esausta da smaltire è dell'ordine di 26 tonnellate/mese.

Il carico e lo scarico di soda da autobotte viene effettuato mediante apposito braccio di carico / scarico munito di attacco rapido dal basso, con dispositivo antigocciolamento.

Le operazioni di cui sopra avvengono con autobotte collegata alla rete di terra e su piazzola in cemento, con possibilità di convogliare eventuali perdite al fine di evitare contaminazioni del terreno.

3.2.8 Vapour Recovery

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

La Raffineria Sarpom di Trecate dispone di vari sistemi di spedizione per i propri prodotti :

- Oleodotti verso i depositi (ARLUNO, CHIVASSO, SAVONA, VADO, MALPENSA , TURBIGO)
- caricamento diretto di Autobotti o Ferro cisterne in Raffineria

Il caricamento delle Autobotti di prodotti leggeri (con una Tensione di vapore apprezzabile) viene effettuato convogliando i vapori all'impianto VRU (Vapour Recovery Unit) al fine di rimuovere gli idrocarburi eventualmente presenti in fase vapore e garantire emissioni di idrocarburi entro i limiti di legge.

L'impianto consta di:

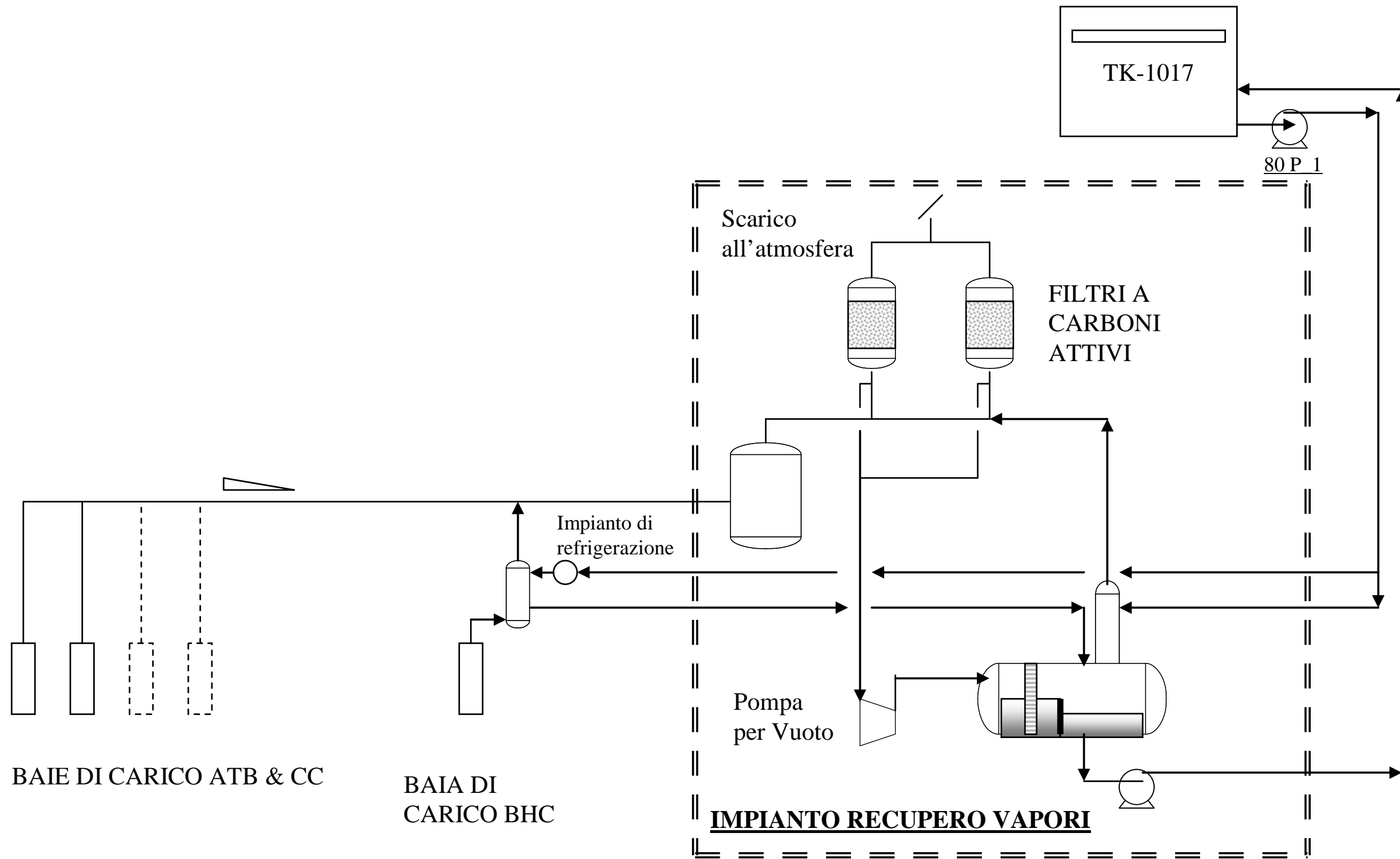
- connessioni flessibili per ogni punto di caricamento collegati direttamente alla fase gassosa dell'Autobotte o del Carro Cisterna.
- una linea di recupero vapori di diametro adeguato per evitare perdite di carico indesiderate con pendenza verso il pallone principale di raccolta Vapori
- per il punto di caricamento nelle Ferro Cisterne del prodotto denominato BHC un impianto di refrigerazione per assicurare il recupero di vapori contenenti Benzene
- un circuito di Benzina prelevata dal TK-10xx per raccogliere gli idrocarburi recuperati e trasferirli nello stesso serbatoio
- due assorbitori con un letto di Carboni attivi per trattenere gli idrocarburi presenti nella fase gassosa, di cui uno sempre in servizio ed uno in rigenerazione,
- un sistema di rigenerazione dei letti di carboni attivi, costituito essenzialmente da una pompa per vuoto e da un pallone per la raccolta degli idrocarburi.

Il dimensionamento originale dell'impianto VRU è tale da garantire emissioni inferiore a 5 mg/m3 per il Benzene e 10 g/m3 per gli altri Idrocarburi.

La massima portata di vapori che può essere trattata è di gran lunga superiore alle condizioni attuali di caricamento dei prodotti :

- carico massimo di vapori istantaneo: 31 m³/min
- carico massimo in 15 min: 325 m³ (21.6 m³/min)
- carico massimo in 4 ore: 2835 m³ (11.8 m³/min)
- carico massimo giornaliero : 7800 m³

IMPIANTO DI RECUPERO VAPORI ALLE BAIE DI CARICO



3.2.9 Torce

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

La Sarpom dispone di un sistema per convogliare gli scarichi gassosi e liquidi eventualmente prodotti durante una emergenza od anche durante normali operazioni di manutenzione. Questo sistema è costituito essenzialmente da:

- una di rete che collega tutti gli scarichi (per lo più gassosi) delle Valvole di sicurezza ed altri scarichi che vengono operati in emergenza alle Torce di Raffineria (per esempio depressurizzazione colonne, etc..)
- un sistema, denominato "BLOW DOWN", per la raccolta di liquidi con una elevata tensione di Vapore (per esempio GPL) che non possono essere dirottati nei serbatoi atmosferici.
- n° tre (3) Torce denominate rispettivamente FL-2100, FL_1300 e Torcia Acida

SCOPO

L'impianto Torce assolve sostanzialmente alle seguenti funzioni :

- proteggere le apparecchiature degli impianti da sovra pressione che possono essere causate da incendio, scarico attrezzatura bloccato, malfunzionamento dei servizi di Raffineria (Aria strumenti, Acqua di Raffreddamento, Elettricità, etc.)
- assicurare che durante la fase di emissione gli idrocarburi vengano inceneriti e dispersi in modo tale da non arrecare danno a persone o cose
- Assicurare che durante le fasi di scarico il calore radiante al confine della Raffineria e sugli impianti sia nei limiti prescritti dalla norme .

ATTREZZATURE PRINCIPALI:

RETE TORCE costituita da innumerevoli rami di vari diametri con pendenza verso i palloni principali. Questi rami si uniscono in prossimità dei palloni principali per poi ripartirsi sulle due Torce FL2100 e FL_1300.

RETE BLOW DOWN anche questa rete innerva alcune principali attrezzature di Raffineria dove il prodotto contenuto è principalmente GPL. Questi scarichi , per lo più, manuali possono essere interrotti da una valvola di blocco posta al pallone ricevitore in caso di alto livello idrocarburi nel pallone.

Le torce FL_2100 e FL_1300 sono essenzialmente identiche e sono costituite da:

- un pallone di separazione dei effluenti Gassosi da quelli liquidi. I prodotti liquidi vengono prelevati dal fondo del pallone ed inviati al serbatoio dello "Slop".

A tale attrezzatura è connessa anche la Rete del "Blow down" per la raccolta degli scarichi liquidi. La pressione operativa è simile alla pressione atmosferica. I gas fuoriescono dalla parte alta del pallone e vengono inviati al secondo pallone (Sigillo)

- un pallone di sigillo con la funzione di evitare che un ritorno di fiamma possa propagarsi a ritroso ed interessare la Rete della Torce fino alle attrezzature , il sigillo è ottenuto semplicemente facendo fluire il

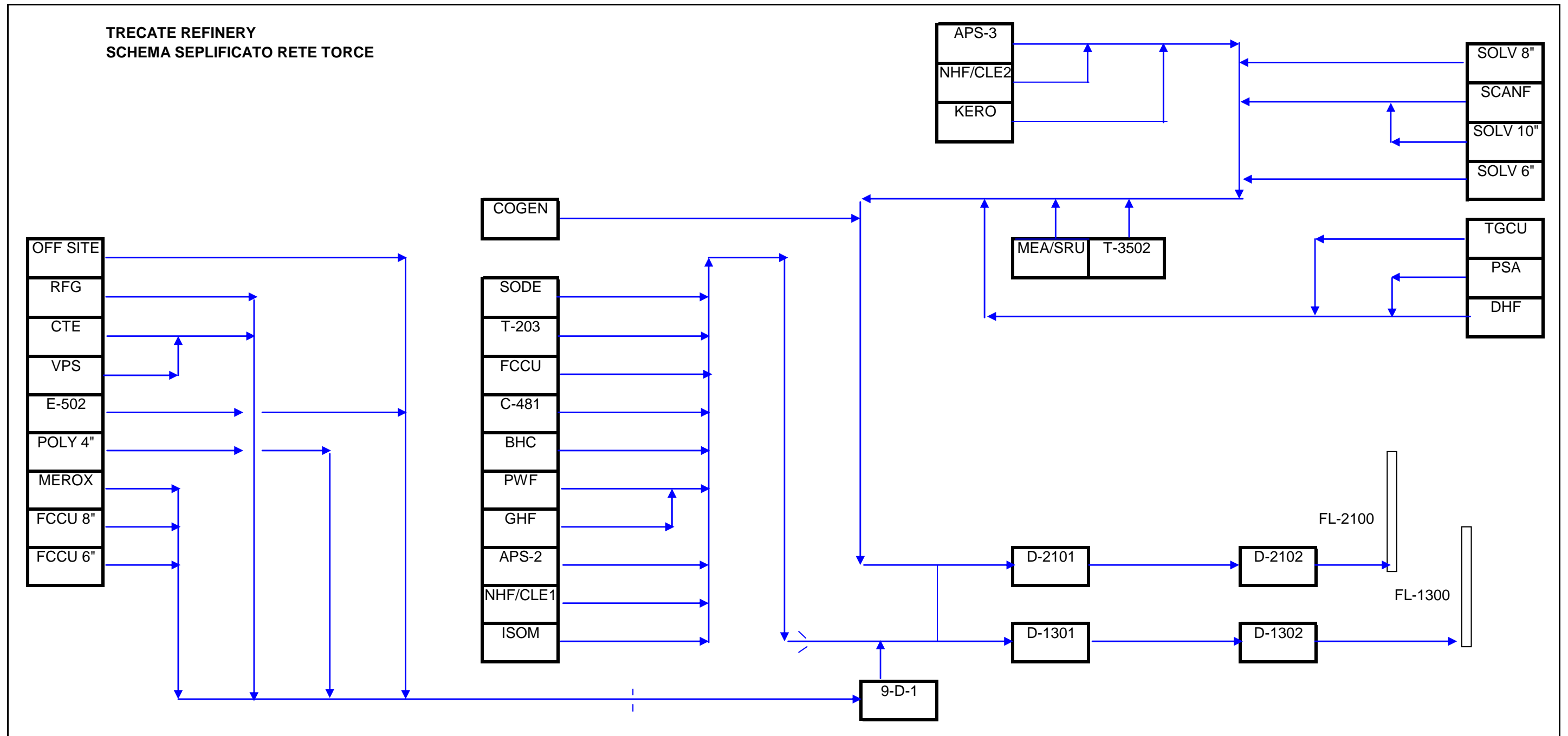
gas attraverso un battente di acqua. I gas gorgogliano nell'acqua e fuori escono dalla parte alta del pallone per essere inviati definitivamente alla "candela"

La candela non è altro che un tubo dotato nella parte alta di Bruciatori in testa alla candela alimentati a Gas di Raffineria per garantire la costante presenza di fiamma e di un Sistema di dissipazione con vapore per ridurre l'effetto fumo della fiamma e contribuire a disperdere la fiamma.

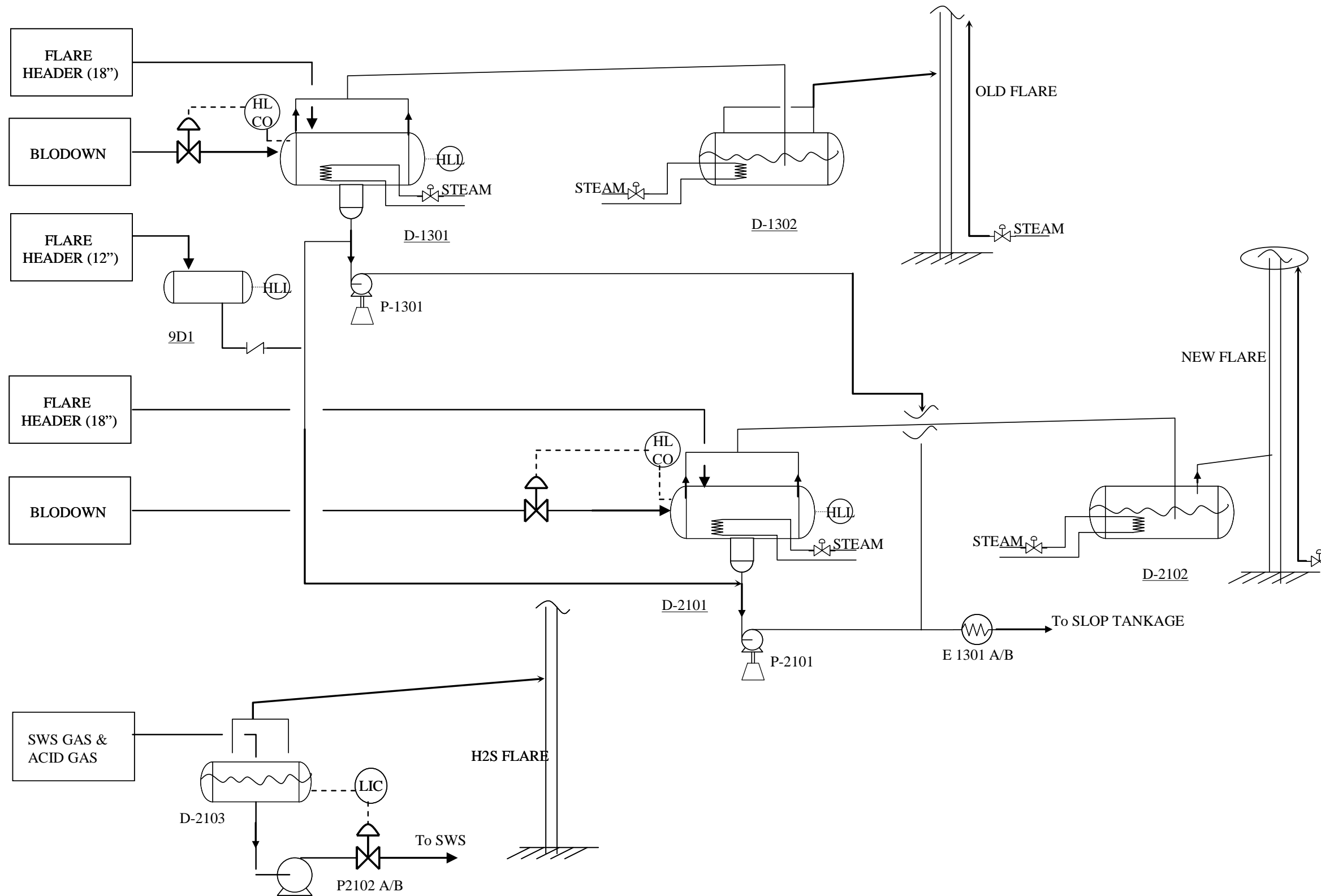
La TORCIA ACIDA è dedicata solo a raccogliere gli scarichi potenzialmente inquinata da H₂S in caso di impossibilità di trattamento all'impianto zolfo, è costituita sola da un pallone di sigillo e da una candela.

Occorre anche menzionare un vecchio sistema di raccolta degli scarichi collegato ad una rete che proviene dall'impianto FCCU. Per sua natura questo sistema dispone di un pallone di separazione posizionato sotto il livello stradale , gli scarichi gassosi fluiscono poi nel sistema generale della Raffineria .

SCHEMA SEMPLIFICATO RETE TORCE



SCHEMA SEMPLIFICATO IMPIANTO TORCE



3.2.10 Trattamento acque

L'impianto è costituito da un sistema di trattamento delle acque oleose e dall'impianto "Lurgi".

Sistema trattamento acque oleose

Questo sistema raccoglie tutte le acque contenenti inquinanti o provenienti da zone che possono riversare olio nelle fogne.

Le acque oleose, prima di entrare nel vero e proprio separatore, incontrano un sistema chiamato *Disc-oil* e formato da un pacco di dischi rotanti che sfrutta la diversa tensione superficiale e permette di recuperare gran parte dell'olio contenuto nelle acque. L'olio recuperato è inviato direttamente allo stoccaggio slop (stoccaggio di prodotto che verrà rilavorato).

L'acqua, dopo lo schiumaggio da idrocarburi effettuato dal *Disc-oil*, passa al separatore API 3 dove avviene la separazione fisica finale tramite un sistema rotante (*fligth scraper*) che convoglia l'olio separato in superficie in una canaletta di raccolta e da qui nel bacino del separatore API 2. In caso di necessità (per esempio durante i forti temporali) è possibile inviare parte dell'acqua nel bacino delle acque piovane e da questo è poi possibile recuperare l'acqua tramite pompa e rimandarla al separatore API 3.

Nel separatore API 2, al centro di due vasche di raccolta, sono installate due pompe usate per inviare l'olio ai serbatoi dello slop. Nella seconda vasca del separatore API 2, tramite un sistema sifone/paratie, viene recuperata gran parte dell'acqua convogliata durante lo schiumaggio dei separatori e questa viene ricircolata in testa ai separatori stessi.

Il flusso d'acqua in uscita dal separatore API 3 è inviato al serbatoio di equalizzazione dell'impianto Lurgi.

Impianto Lurgi

L'impianto ha lo scopo di trattare le acque in uscita dai separatori API contenenti sostanze disciolte ossidabili chimicamente, sostanze disciolte ossidabili biologicamente, sostanze sospese, olio emulsionato. La capacità di trattamento dell'impianto Lurgi è di circa 350 m³/h.

L'impianto si compone di tre sezioni:

- flocculazione e flottazione;
- trattamento biologico;
- trattamento fanghi.

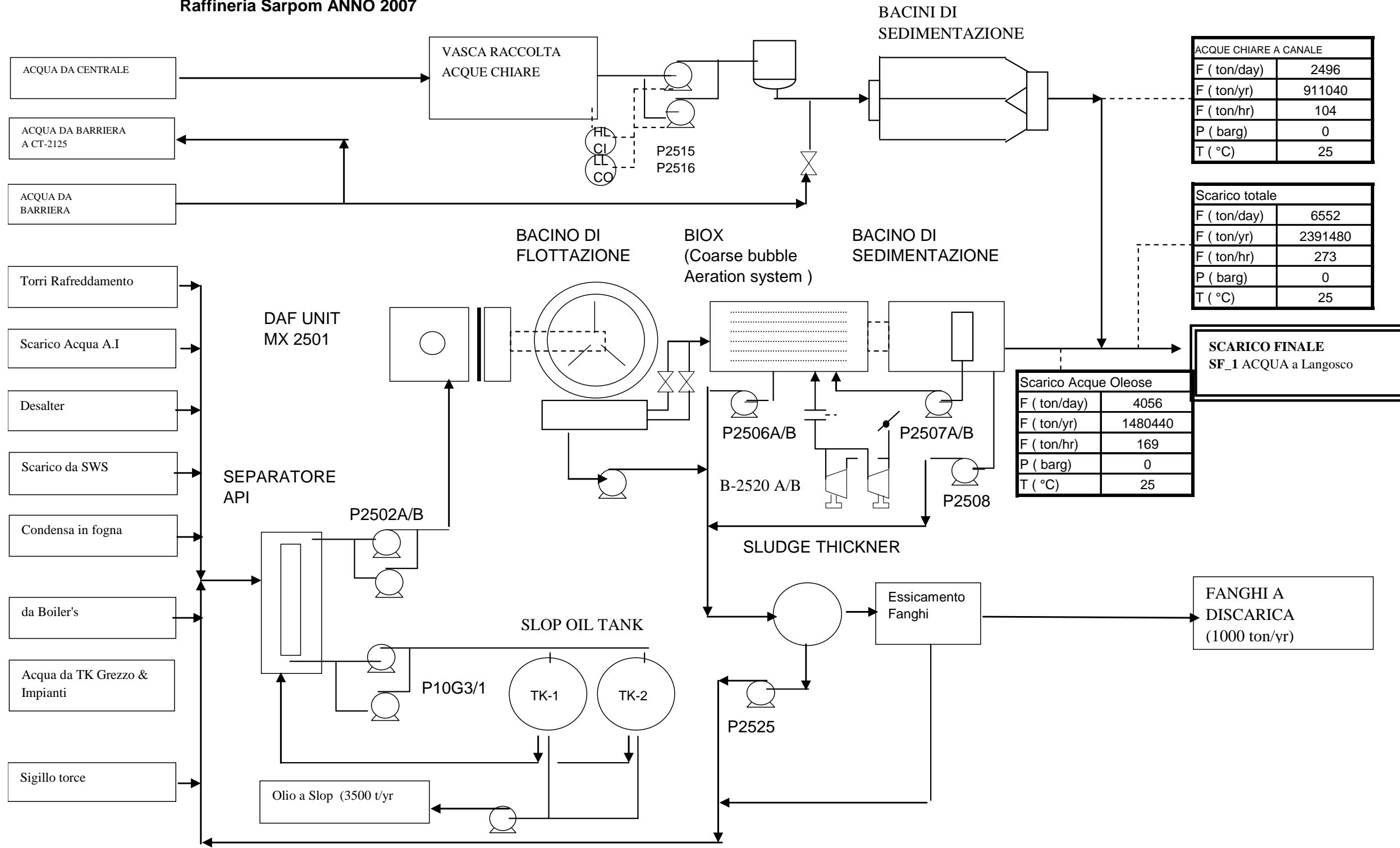
Nella prima sezione viene attuato un trattamento chimico-fisico, in modo da eliminare la maggior parte delle sostanze sospese ed emulsionate e da ossidare le sostanze ossidabili chimicamente. Per ottenere ciò le acque oleose gravitano dal serbatoio di equalizzazione al bacino di flocculazione, in cui si effettua l'iniezione dei prodotti chimici di trattamento quali soda caustica, solfato ferroso, polielettrolita e coagulante.

Nella seconda sezione si ha il trattamento biologico propriamente detto. In un bacino, l'acqua, in presenza di fanghi attivi ricchi di batteri, subisce la reazione di ossidazione e di trasformazione. L'ossigeno necessario al completamento della reazione viene fatto assorbire all'acqua dall'aria circostante aumentando la superficie di contatto con degli agitatori che rimescolano il liquame. Le sostanze nutritive necessarie sono generalmente già contenute nelle acque da trattare ma all'occorrenza possono essere aggiunte (ad esempio acido ortofosforico, idrocarburi). I batteri di tipo aerobico quindi trasformano le sostanze ossidabili biologicamente in composti ossidati che precipitano immediatamente o che non sono dannosi per l'ambiente. La separazione dei fanghi attivi, sostanze ossidate, dall'acqua avviene per gravità nelle vasche di sedimentazione dove i fanghi non sedimentati vengono di nuovo recuperati e ricircolati in testa al trattamento biologico. Le acque trattate in uscita dall'impianto Lurgi sono scaricate nel naviglio Langosco o Sforzesco tramite lo scarico SF1.

L'ultima sezione di trattamento dei fanghi comprende l'ispessitore, che concentra i fanghi prima di essere lavorati mediante filtropressatura. I fanghi pressati sono smaltiti presso idoneo impianto.

Schema di flusso trattamento acque (portate relative al 2007)

Sistema Raccolta / Scarico Acque Oleose
Raffineria Sarpom ANNO 2007



ACQUE CHIARE A CANALE	
F (ton/day)	2496
F (ton/yr)	911040
F (ton/hr)	104
P (barg)	0
T (°C)	25

Scarico totale	
F (ton/day)	6552
F (ton/yr)	2391480
F (ton/hr)	273
P (barg)	0
T (°C)	25

Scarico Acque Oleose	
F (ton/day)	4056
F (ton/yr)	1480440
F (ton/hr)	169
P (barg)	0
T (°C)	25

SCARICO FINALE
SF_1 ACQUA a Langosco

FANGHI A DISCARICA
(1000 ton/yr)

Impianto sludge

Scopo dell'attrezzatura è quello di separare, dai fanghi da processare, l'olio che verrà recuperato a slop ed i residui che verranno trattati mediante filtropressatura.

L'impianto "SLUDGE " è stato realizzato per permettere lo stoccaggio ed il trattamento dei fanghi provenienti da varie parti della raffineria (crude desalter, apparecchiature di processo, pulizia dei fondami di serbatoio, ecc.).

Barriera sotterranea di captazione della falda

Allo scopo di prevenire la contaminazione accidentale della falda superficiale da parte di acque meteoriche recanti tracce di idrocarburi, la Raffineria ha realizzato una barriera sotterranea di captazione della falda.

L'opera consiste principalmente in una barriera sotterranea impermeabile abbracciante il lato Est della Raffineria e intercettante la parte superficiale della falda acquifera sotterranea sulla quale, nell'eventualità di una perdita, galleggerebbero gli idrocarburi.

La barriera è stata realizzata in calcestruzzo armato al fine di non compromettere la stabilità del suolo, ed edificata sotto il piano di campagna ai piedi del pendio che delimita la vallata, all'esterno della Raffineria, per una lunghezza di circa 1500 metri.

La falda, dello spessore di circa 30 metri, è stata intercettata per uno strato di circa 5 metri, non compromettendone così in alcun modo il flusso regolare, tenuto conto che, terminando la stessa nel Ticino, non esistono utilizzatori a valle dell'opera.

La barriera dispone di dispositivi di sfioro dell'acqua e di una canaletta di raccolta sotterranea atta a convogliare il liquido captato ad una stazione di pompaggio, ubicata lungo il percorso della barriera stessa, da cui, tramite pompe e apposite tubazioni, viene inviato all'impianto di trattamento acque.

L'idoneità del sistema prescelto per il controllo della falda è stata preliminarmente verificata in collaborazione con esperti qualificati, sviluppando per l'occasione uno studio particolareggiato del sistema di falda in presenza della barriera.

L'esercizio dell'opera comporta un emungimento dell'acqua della falda freatica, che dipende dal livello stagionale della stessa e dalle modalità con cui viene operata la stessa. Quest'ultima infatti è suddivisa in quattro sezioni operabili singolarmente al fine di raggiungere un elevato grado di flessibilità di esercizio. Nella condizione di massimo prelievo idrico ed in condizioni di morbida della falda, l'emungimento non supera i 250 m³/h.

3.2.11 Approvvigionamento idrico

Le fonti di approvvigionamento idrico per la Raffineria sono :

- Pozzi
- Corso d'acqua Artificiale (Canale Langosco)
- Altro (Acqua da Barriera)
- Acquedotto ad Uso potabile (Acquedotto Comunale)

Si faccia riferimento allo schema allegato indicante le portate di acqua prelevata dai pozzi e del Canale Langosco per l'anno 2007 adibita unicamente a scopo industriale.

Lo schema allegato indica le portate medie giornaliere , il volume totale annuo, il consumo giornaliero medio e la portata oraria (intesa come portata media) .

UTILIZZO

Possiamo ripartire l'utilizzo dell'acqua secondo queste principali fasi :

	(%)
■ Torre di raffreddamento CT-1400	34.5
■ Torre di raffreddamento CT-2125	36.5
■ Impianto di Demineralizzazione Acqua	26.0
■ Acqua Anti-Incendio	1.5
■ Acqua a Desalter	1.0
■ Sigillo Palloni delle Torce	0.5

PORTATE ORARIE

Le portate orarie di prelievo sono praticamente costanti durante l'anno.

Nel corso dell'anno normalmente si assiste alla fermata del prelievo di acqua da Canale nei mesi Invernali, questo comporta un maggiore emungimento di acqua dai Pozzi e di conseguenza la qualità di acqua si modifica leggermente (acqua dei pozzi ha una durezza maggiore).

MONITORAGGIO

La SARPOM ha finanziato un progetto per rendere i Pozzi e le altre fonti di approvvigionamento aderenti alla normativa della Regione Piemonte (disposizioni di legge Regionale del 25 Giugno 2007)

PRELIEVO DA POZZI

Tutti i pozzi sono dotati di nuovi contatori dotati di certificato metrico attestante una precisione inferiore al 2%, in ottemperanza alla disposizione di legge e di un contatto REED per una eventuale traduzione dei segnali di portata oraria.

I pozzi che hanno potenziale rischio di miscelazione tra falda superficiale e falda profonda sono in via di adeguamento secondo un progetto approvato dall Provincia di Novara.

PRELIEVO DA CANALE

Sulla linea di prelievo acqua da Canale è presente un contatore dotato di certificato metrico attestante una precisione inferiore al 2%, in ottemperanza alla disposizione di legge e di un contatto REED per una eventuale traduzione dei segnali di portata oraria.

PRELIEVO DA BARRIERA

Relativamente al prelievo di acque dalla Barriera, assimilabile ad un prelievo da trincea drenante, l'obbligo di installazione degli strumenti di misura sussiste solo se il volume di prelievo è >1.000.000 mc/anno (Art. 4).

Secondo i dati storici forniti in occasione della richiesta di concessione per l'utilizzo della barriera, il prelievo annuo risulterebbe pari a 700.800 mc/anno e non vi è pertanto alcun obbligo di installazione di un particolare strumento di misura.

Su tale servizio è' già installato un Venturi, con segnale in Sala controllo Lurgi, verrà richiesto di portare tale segnale in Sala Controllo Impianti per assicurare comunque che il volume sia inferiore a 1.0M_mc/yr.

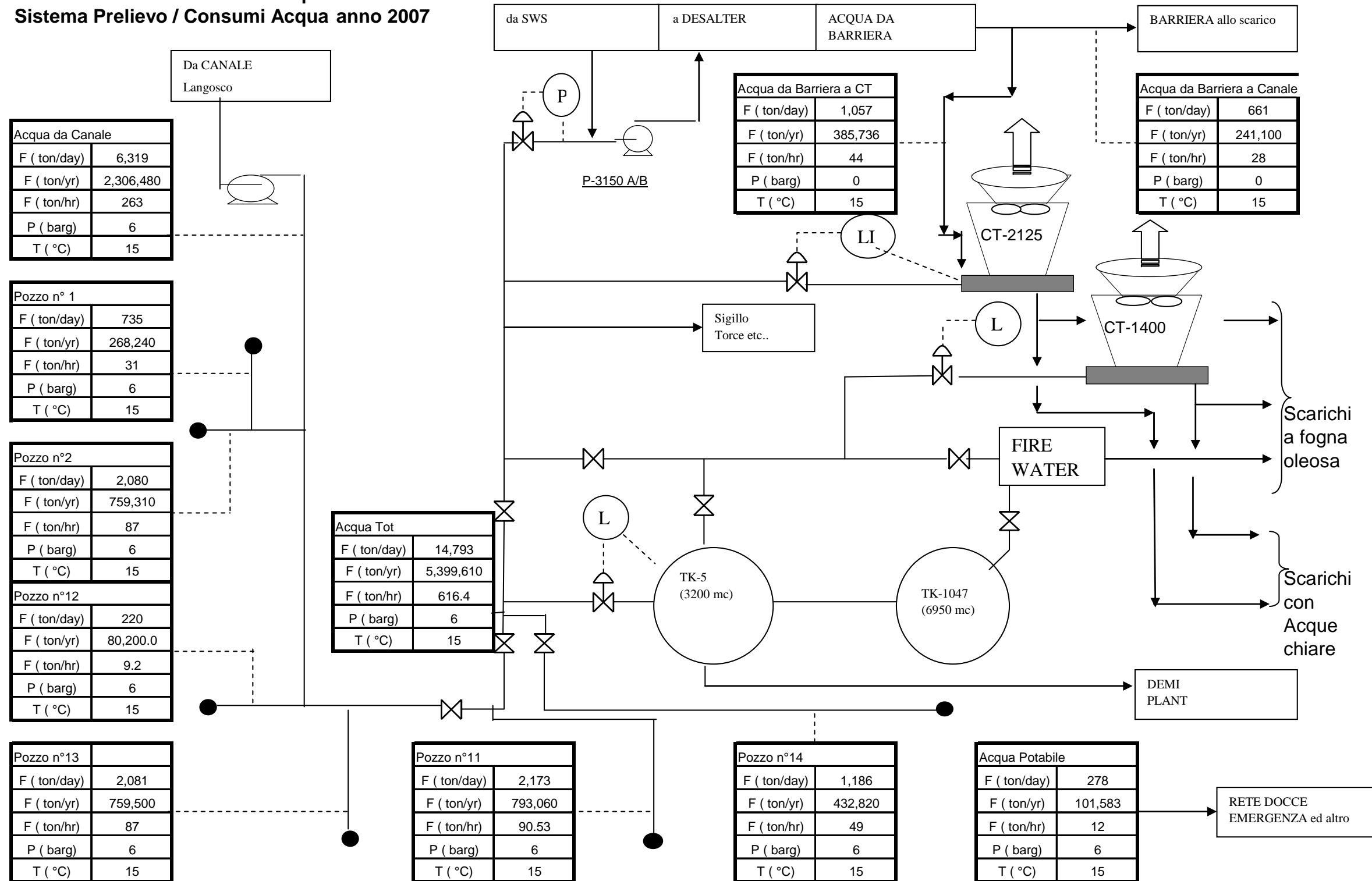
Inoltre verrà aggiunto un nuovo meter per contabilizzare l'effettivo impiego dell'acqua da Barriera in Raffineria.

AUTORIZZAZIONI

La Sarpom sulla base dell'ultima autorizzazione Provinciale del 2000 è autorizzata ad un prelievo di acqua da Pozzi fino a 4 500 000 mc anno

PORTATE ACQUA DA POZZI , CANALE, BARRIERA ed ACQUEDOTTO - ANNO 2007

Sistema Prelievo / Consumi Acqua
Sistema Prelievo / Consumi Acqua anno 2007



3.2.12 Raffreddamento

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

La Raffineria Sarpom di Trecate dispone di due impianti di Raffreddamento Evaporativi a tiraggio forzato denominati rispettivamente CT-2125 e CT-1400.

Codeste Torri di Raffreddamento sono costituite da :

- CT-2125: n° 5 Celle dotate di packing a film sottile con un Ventilatore dedicato per ogni cella
 n° 5 pompe di circolazione che aspirano da un bacino comune
- CT-1400: n° 11 Celle dotate di packing con un Ventilatore dedicato per ogni cella
 n° 5 pompe di circolazione che aspirano da un bacino comune

I circuiti di circolazione dell'acqua di Raffreddamento sono suddivisi e servono a raffreddare le utenze suddivise per impianto come da schema semplificato in allegato.

CONSUMO CHIMICI:

Alle Torri di Raffreddamento vengono utilizzati i prodotti chimici per assolvere a specifiche funzioni:

- Acido Solforico in soluzione al 98 %: Controllo del pH
 Ipoclorito di sodio in soluzione al 15%: Azione biocidi
 NALCO 7359: Inibitore di Corrosione
 NALCO 73202: Disperdente

In aggiunta vengono utilizzati altri prodotti in occasione di emergenze particolari quali possono essere soggette le Torri di raffreddamento , perdita di idrocarburi in Torre, abnorme crescita biologica, etc.

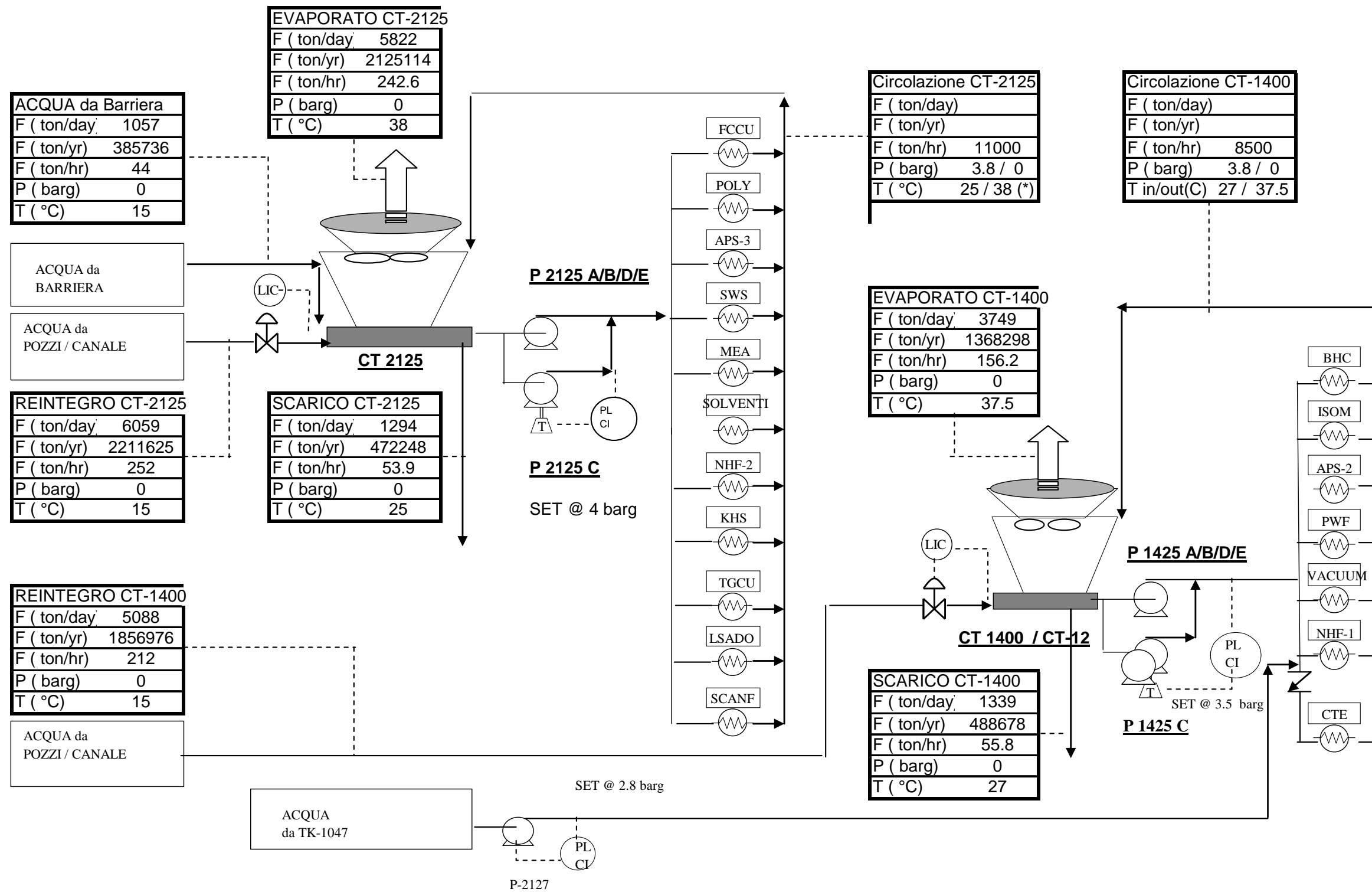
		CT-2125	CT-1400
ACIDO SOLFORICO (H ₂ SO ₄)	(ton/yr)	234	140
IPOCLORITO di SODIO (NaClO)	(ton/yr)	182	106
INIB. CORROSIONE (Nalco7359)		15	15
DISPERDENTE (Nalco73202)		15	15

DATI OPERATIVI DI FUNZIONAMENTO

Sulla base di alcuni parametri operativi (quali possono essere la concentrazione di CaCO₃ nell'acqua circolante, o le temperature di mandata e di ritorno in Torre) è possibile dedurre le portate di acqua Evaporata, lo scarico delle Torri o la portata di acqua di reintegro , visto che per ovvi motivi non è possibile fare misure dirette. Pertanto lo schema allegato indica le portate dedotte dai dati di funzionamento secondo algoritmi consolidati.

IMPIANTO TORRI DI RAFFREDDAMENTO

IMPIANTO TORRI DI RAFFREDDAMENTO
dati relativi al 2007



3.2.13 Impianto di trattamento delle acque acide - SWS

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

Il Sour Water Stripper (SWS) rimuove l'idrogeno solforato e l'ammoniaca dalle acque acide provenienti dai seguenti impianti:

- APS2
- APS3
- VPS
- FCC
- KHS
- GHF
- MEA
- LSADO
- TGPU
- Contenitore di sigillo idraulico della torcia per l'H₂S
- Slop

L'impianto è stato progettato per trattare 50 mc/h di carica ed è in grado di inviare ai separatori API acqua con massimo 20 ppm di H₂S e 50 ppm di NH₃. Lo stripping delle acque acide è necessario per ridurre il contenuto di H₂S nell'acqua che dai separatori API viene inviata all'impianto di trattamento biologico.

Descrizione del processo

Le acque acide provenienti dai vari impianti vengono tutte raccolte in un pallone in cui si separa l'acqua dagli idrocarburi liquidi; tali idrocarburi sono inviati in carica al APS3 oppure allo slop.

L'acqua acida viene inviata al piatto 17 dello stripper. Prima di entrare nella colonna, l'acqua si preriscalda, scambiando calore con il fondo dello stripper stesso.

L'effluente fondo, dopo aver preriscaldato la carica, si raffredda nel refrigerante ad acqua e viene inviata come integrazione all'impianto LSADO ed al desalter APS3. La stessa acqua può anche essere inviata al TGPU come acqua di integrazione e lavaggio.

Dalla testa dello stripper escono vapori ricchi di H₂S e di NH₃, che passano negli air fin cooler dove condensa il vapore acqueo. Il condensato viene raccolto nell'accumulatore di testa che provvede anche alla separazione dell'acqua dal gas acido. Il gas acido è inviato alla torcia acida o all'impianto Zolfo 2. L'acqua viene riciclata in colonna sul piatto n.20.

3.2.14 Rete Azoto

Nel seguito si riporta la descrizione del processo e dell'impianto. Per quanto riguarda le materie in ingresso ed uscita si rimanda al relativo schema a blocchi riportato in allegato.

Si faccia riferimento allo schema semplificato in allegato, come si potrà osservare l'impianto di stoccaggio e produzione di Azoto è costituito da due impianti per lo stoccaggio e vaporizzazione di Azoto con purezza al 99.9 % ed uno per la produzione di Azoto al 98 %.

IMPIANTO STOCCAGGIO AZOTO @ 99.9 %

Tale impianto è costituito da:

- tre (3) serbatoi criogenici della capacità rispettivamente di 50 , 50 e 30 Klit
- tre (3) vaporizzatori a Vapore della potenzialità rispettivamente da 2000 , 2000 e 5000 Nmc/hr.
- Inoltre sono installati altri due vaporizzatori a Aria , da usarsi unicamente in emergenza della potenzialità di 600 Nmc/hr.

IMPIANTO PRODUZIONE AZOTO @ 98 %

Tale impianto è costituito da:

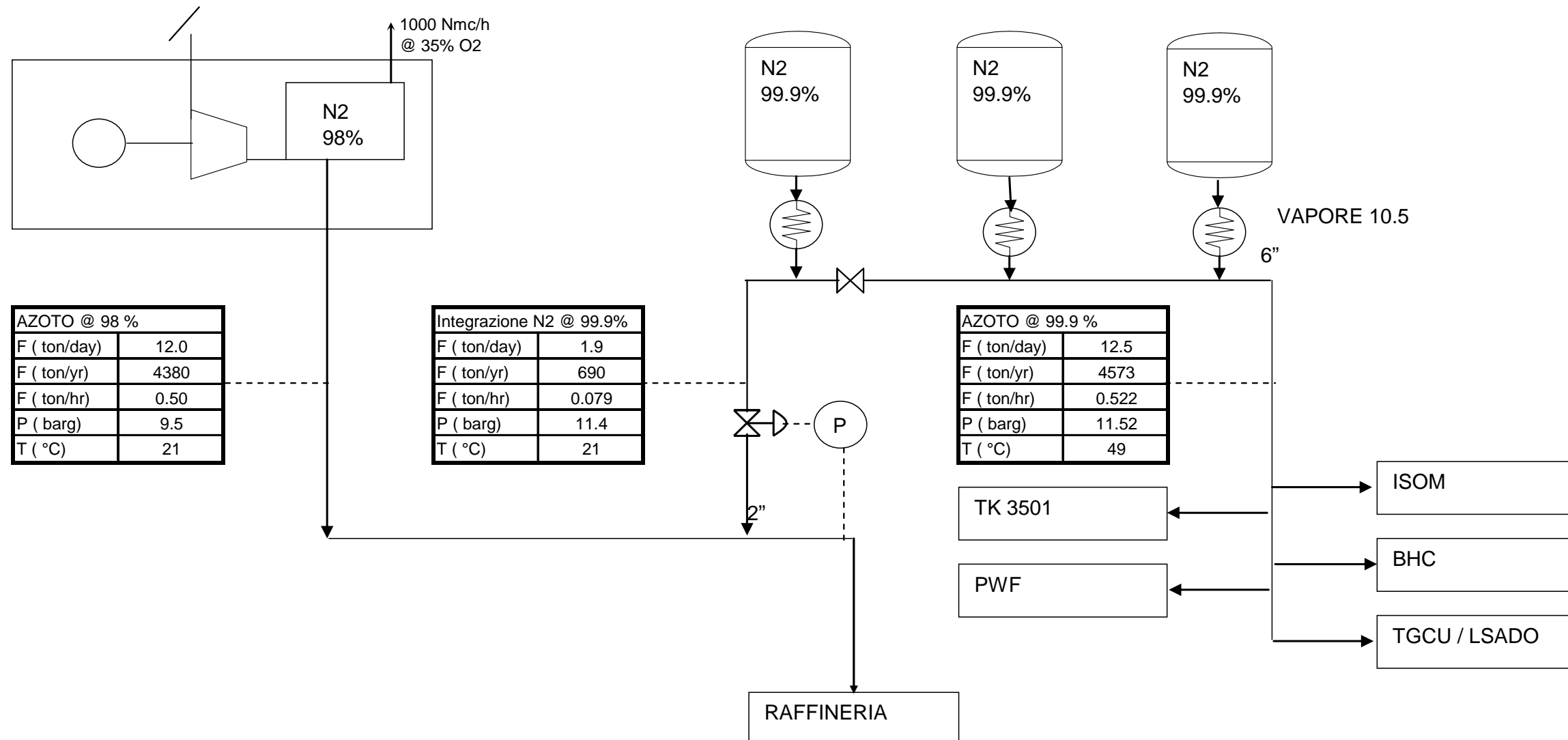
- un compressore che aspira aria atmosferica alla portata di circa 1500 Nmc/hr
- un impianto a membrane per la separazione dell'Azoto e dell'Ossigeno contenuto in Aria al fine di ottenere una produzione di Azoto gassoso con un grado di purezza pari a 98 % . Tale impianto ha una potenzialità di 500 Nmc/hr)

A questo sistema sono collegate le varie utenze di Raffineria.

I consumi sono riportati nell'allegato.

IMPIANTO DI PRODUZIONE & STOCCAGGIO AZOTO - ANNO 2007

IMPIANTO DI STOCCAGGIO & PRODUZIONE AZOTO
dati relativi al 2007



3.2.15 Sistema di oleodotti

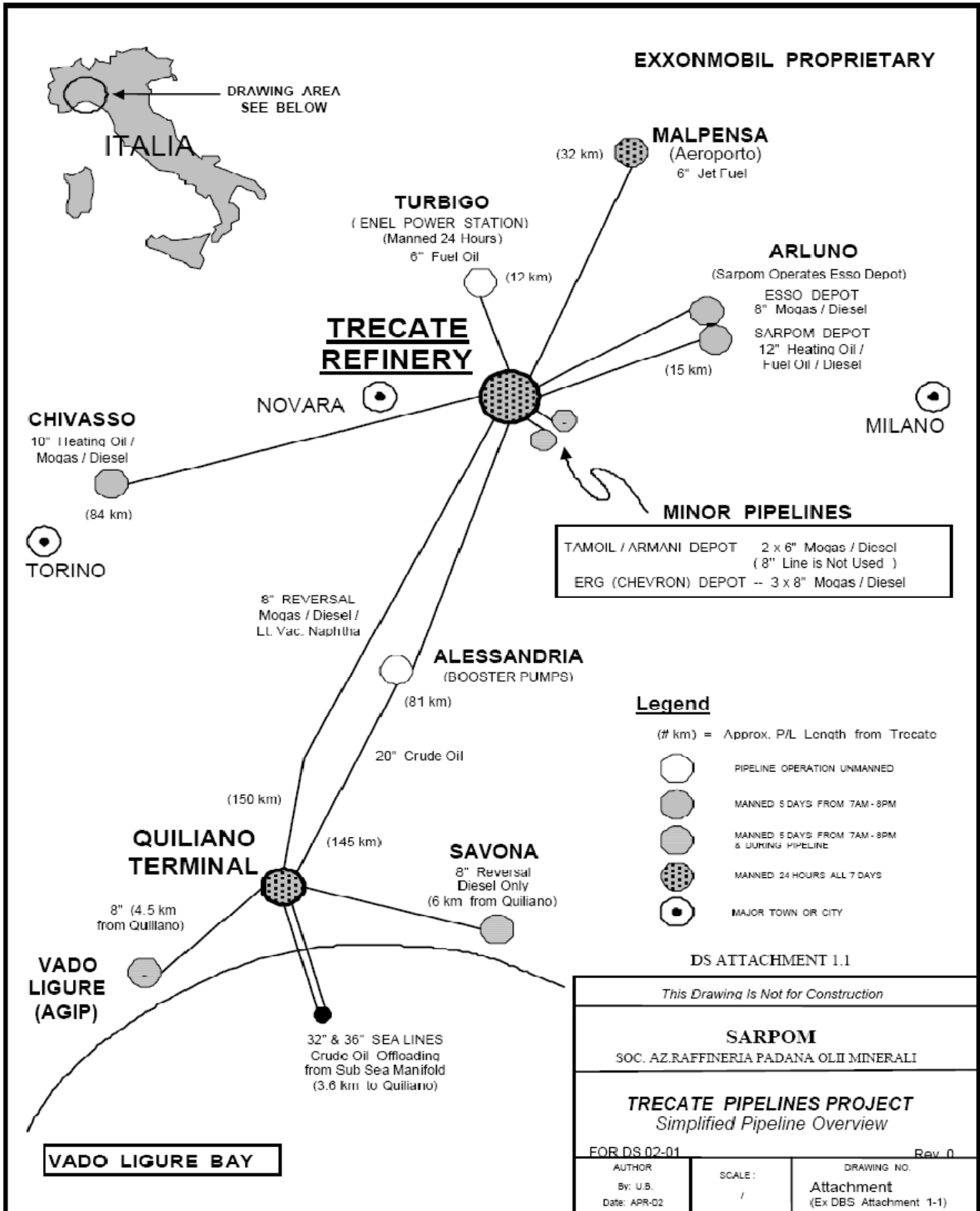
Mediante la rete di oleodotti la Raffineria è in condizione di:

- a) ricevere olio greggio da Quiliano
- b) spedire prodotti finiti ai depositi di Arluno (Esso o Sarpom)
- c) spedire olio combustibile alla centrale termoelettrica di Turbigo
- d) spedire oli combustibili, gasoli, benzine a Chivasso (deposito Esso)
- e) spedire prodotti finiti a Savona e Vado Ligure
- f) spedire prodotti finiti al deposito Erg di S. Martino
- g) spedire prodotti finiti al deposito Armani di S. Martino
- h) spedire bitumi al deposito Esso di S. Martino.

Questi oleodotti fanno capo, in Raffineria, ad una complessa rete di ricezione e spedizione, ed esattamente:

- a) alla stazione ricezione greggio da Quiliano
- b) alle stazioni spedizioni ad Arluno
- c) alla stazione spedizioni a Turbigo
- d) alla stazione spedizioni a Chivasso
- e) alla stazione spedizioni a Savona e Vado L.
- f) alla stazione spedizioni Erg S. Martino
- g) alla stazione spedizioni Armani S. Martino
- h) alla stazione spedizione Esso S. Martino.

Sistema degli oleodotti



3.2.16 Stoccaggio e movimentazione bitumi

La Raffineria Sarpom di Trecate dispone anche di uno stoccaggio ad alta temperatura per prodotti particolarmente viscosi denominati Bitumi.

La produzione di Bitumi proviene direttamente dall'impianto "Vaccum" può essere diversificata in base ad una proprietà denominata "penetrazione" e quindi stoccata direttamente nei serbatoi .

	Volume utile (mc)	PRODOTTO
TK-801	5990	Bitume 70 /100
TK-802	5990	Bitume 70 /100
TK-803	3623	Bitume 160 / 220
TK-804	3273	Bitume 50 / 70
TK-805	1677	Bitume 50 / 70
TK-342	896	Bitume 35 / 50

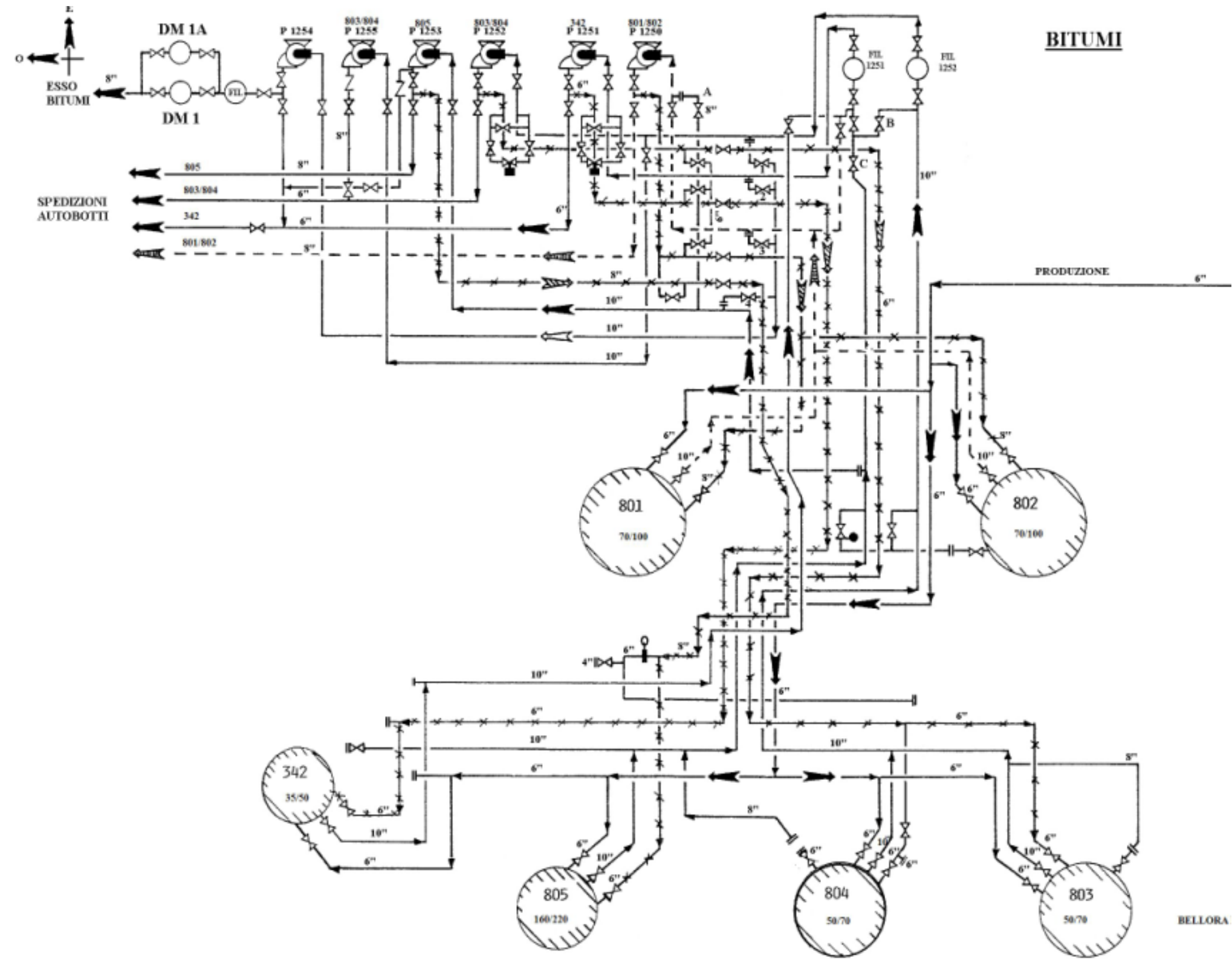
Questi serbatoi sono a tetto fisso con un "vent" atmosferico sul tetto mentre sul fondo del serbatoio, all'interno, dispongono di un serpentino per la circolazione di un fluido caldo diatermico che serve a mantenere la temperatura del prodotto costante. La circolazione di questo fluido è assicurata da due pompe, mentre il riscaldamento di detto fluido avviene in un forno alimentato dal Fuel Gas di Raffineria.

I serbatoi vengono operati ad una temperatura maggiore di 132 °C e minore di 185 °C e normalmente vengono mantenuti ad una temperatura di circa 150 °C mediante la circolazione dell' Olio diatermico.

PRODUZIONE / SPEDIZIONI BITUMI

Le spedizioni di Bitume possono avvenire sia mediante il caricamento di Autobotti o di Carri Cisterna , sia attraverso il collegamento al vicino deposito della ESSO Italiana.

SERBATOI BITUMI



3.2.17 Stoccaggio e movimentazione combustibili

Per i prodotti denominati OLI COMBUSTIBILI (con una viscosità particolarmente elevate tale da essere stoccati a temperature comprese tra i 50 °C e i 80 °C) possono essere utilizzati serbatoi atmosferici con un tetto fisso. Questi prodotti possono differenziarsi in:

- CARBON BLACK FEEDSTOCK, prodotto proveniente direttamente dall'impianto FCCU per poi essere trasferito alla vicina Columbian Carbon Europe come prodotto primario della lavorazione dei pneumatici
- OLIO COMBUSTIBILE BUNKER (ATZ), prodotto finito, Olio Combustibile ad alto contenuto di Zolfo destinato al porto di Genova per rifornimento navi.
- OLIO COMBUSTIBILE BTZ, prodotto finito, Olio Combustibile a basso contenuto di Zolfo per applicazioni industriali
- OLIO COMBUSTIBILE PER CONSUMI INTERNI, prodotto finito ottenuto per trasferimento dai serbatoio di Olio Combustibile Denso
- CLARIFIED OIL (CO), prodotto semilavorato derivante essenzialmente dal taglio più pesante dell'impianto FCCU
- CARICA FCCU, prodotto semilavorato, derivante direttamente dall'impianto di Distillazione Atmosferica (fondo colonna) per essere poi processato all'impianto FCCU
- CAT_FEED, prodotto semilavorato, derivante direttamente dall'impianto di Distillazione Atmosferica (taglio laterale) per essere poi processato all'impianto FCCU
- CARICA VACCUM, prodotto semilavorato, derivante direttamente dall'impianto di Distillazione Atmosferica per essere poi processato all'impianto VPS per la produzione di Bitumi
- VACUUM GASOIL (VGO), prodotto semilavorato, derivante dal taglio laterale dell'impianto Vaccum per la lavorazione all'impianto FCCU

SISTEMA DI STOCCAGGIO SEMILAVORATI & MISCELAZIONE

I serbatoi "SEMILAVORATI" sono dedicati alla ricezione dei prodotti primari (semilavorati) direttamente da impianto e il successivo approntamento dei prodotti finiti mediante la loro miscelazione.

TK OLI COMBUSTIBILI	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-215	VGO	Tetto fisso ad alta temperatura
TK-1051	CAT FFED	Tetto fisso riscaldato
TK-1053	CAT FFED	" " "
TK-1052	CO	" " "
TK-1055	CARICA VPS / FCCU	" " "
TK-2259	" "	" " "
TK-2260	" "	" " "

NB : Per i volumi e la tipologia dei serbatoi si rimanda alla tabella B_13

L'approntamento dei serbatoi di Olio Combustibile per consumi interni avviene mediante il trasferimento di prodotto finito.

TK OLI COMBUSTIBILI PER CONSUMI INTERNI		
TK-304	Olio per consumi interni	Tetto Fisso / riscaldato
TK-305	“ “ “	“ “ “

SISTEMI DI SPEDIZIONE

La tabella sottostante indica per ogni tipologia di prodotto i serbatoi dedicati a ricevere prodotto finito e quindi adibiti alla spedizione:

Carbon Black Feedstock	Impiego	Tipologia
TK-203	Serbatoio di spedizione / ricezione	Tetto fisso riscaldato
TK-213	“ “ “	“ “ “
Cat feed		
TK-1042	Serbatoio di spedizione / ricezione	Tetto fisso riscaldato
Olio Combustibile Denso ATZ		
TK-2261	Serbatoio di spedizione / ricezione	Tetto fisso riscaldato
TK-2263	“ “ “	“ “ “
Olio Combustibile Denso BTZ 1 % Zolfo		
TK-1050	Serbatoio di spedizione / ricezione	Tetto fisso riscaldato
TK-1056	“ “ “	“ “ “
TK-1057	“ “ “	“ “ “
TK-1058	“ “ “	“ “ “

NB : Per i volumi e la tipologia dei serbatoi si rimanda alla tabella B_13

SPEDIZIONI (anno 2007)

La tabella sottostante indica le spedizioni degli Oli Combustibili nel corso del 2007, anno di massima produzione della raffineria:

(valori in Kton/anno)	Serbatoio di provenienza	SPEDIZIONI TOTALI
Carbon Black Feedstock	TK-203 / TK-213	85,281
Olio Comb. Fluido	TK-1042	8,279
Oilo Comb. Denso ATZ	TK-2261 / TK-2263	532,820
O.C. Denso BTZ 1 % Z	TK-1050 / TK-1056 / TK-1057 / TK-1058	363,726

3.2.18 Stoccaggio e movimentazione benzine

Per il prodotti denominati "BIANCHI" con una tensione di vapore tale da classificarli in "categoria A" devono essere utilizzati serbatoi atmosferici con un tetto galleggiante (esterno od interno).

I prodotti destinati alle spedizioni via autobotti, carri cisterna o via oleodotto sono:

- LVN, "Light Virgin Naphta", benzina grezza leggera, prodotto semilavorato per la produzione di benzine per autotrazione per altri utilizzatori industriali
- BENZENE, Miscela di Nafta e con un contenuto in Benzene inferiore al 50%
- BENZINA senza Piombo, Benzina per il mercato automobilistico italiano
- BENZINA EXPORT, Benzina per il mercato automobilistico Svizzero
- LCN o ISOMERATA, componenti del Blending Benzine per altri utilizzatori industriali
- SOLVENTI, Idrocarburi caratterizzati da intervallo di distillazione molto limitato e ad elevato grado di purezza.

Per predisporre questi prodotti esiste un sistema di stoccaggio, un sistema di miscelazione ed infine un sistema di spedizione.

SISTEMA DI STOCCAGGIO SEMILAVORATI & MISCELAZIONE

Le tabelle sottostanti indicano i serbatoi dei prodotti semilavorati suddivisi per la tipologia di prodotto:

- "SEMILAVORATI" dedicati alla ricezione dei prodotti primari (semilavorati) direttamente da impianto e il successivo approntamento dei prodotti finiti mediante la loro miscelazione.
- "SLOP", ovvero scarti di lavorazione destinati alla successiva rilavorazione agli impianti di Raffineria

- “SOLVENTI SEMILAVORATI”, sono i prodotti semilavorati destinati alla alimentazione dell'impianto di produzione Solventi
- MTBE / ETBE componente alto-ottanico per Benzine finite. Viene ricevuto mediante ferro-cisterne ed immagazzinato nei serbatoi di Raffineria per una successiva miscelazione nella Benzina finita.

STOCCAGGIO SEMILAVORATI

I prodotti di Raffinazione vengono stoccati nei serbatoi di pertinenza per essere poi miscelati opportunamente al fine di ottenere i prodotti finiti.

SEMILAVORATI	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-1102	Ex- Verde (in conservazione)	Tetto Fisso
TK-113	LVN	Tetto galleggiante esterno
TK-1016	ISOMERATA	“ “ “
TK-2232	ISOMERATA	“ “ “
TK-1013	IVN	“ “ “
TK-1014	IVN	“ “ “
TK-5002	Isopar grezzo	“ “ “
TK-1006	LCN	“ “ “
TK-1010	LCN	“ “ “
TK-1001	PWF- senza Benzene	“ “ “
TK-1002	“ “ “	“ “ “
TK-1012	LCN SOUR	“ “ “
TK-1017	PWF con Benzene	“ “ “

SLOP	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-1	Slop	Tetto Fisso
TK-2	“ “	“ “
TK-1048	“ “	Tetto Galleggiante esterno
TK-1005	“ “	“ “ “

CARICA IMPIANTO SOLVENTE	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-531	Solvesso semil.	Tetto Galleggiante esterno
TK-5001	“ “	“ “ “
TK-1049	CicloEsano Grezzo	“ “ “
TK-346	Sol 200 grezzo	Tetto fisso
TK-521	Xileni grezzi	“ “

MTBE / ETBE	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-322	MTBE/ ETBE puro	Tetto galleggiante esterno
TK-331	“ “ “	“ “ “
TK-323	“ “ “	“ “ “

SISTEMI DI SPEDIZIONE

Un sistema di miscelazione appronta i prodotti finiti nei serbatoi di spedizione. I prodotti BHC / LVN / LCN e SOLVENTI non dispongono di un sistema di miscelazione, ma vengono riforniti direttamente dall'impianto di produzione.

Le tabelle sottostanti indicano per ogni tipologia di prodotto i serbatoi dedicati a ricevere prodotto finito e quindi adibiti alla spedizione:

SISTEMA LVN	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-111 (+)	Serbatoio spedizione	di Galleggiante esterno
TK-1027 (+)	“ “	“ “
SISTEMA BENZENE		
TK-224 (+)	Serbatoio spedizione	di Galleggiante interno
TK-225 (+)	“ “	“ “

BENZINA senza PIOMBO (*) (-)		
TK-504	Serbatoio spedizione	di Galleggiante esterno
TK-514	“ “	“ “
TK-524	“ “	“ “
TK-1015	“ “	“ “
TK-1028	“ “	“ “
TK-1029	“ “	“ “
TK-1030	“ “	“ “
BENZINA SUPER EXPORT (-)		
TK-522	Serbatoio spedizione	di Galleggiante esterno
BENZINA ISOMERATA / LCN		
TK-1009 (+)	Serbatoio spedizione	di Galleggiante esterno

(*) Denaturata con colore Verde alla portata di 4 gr_denaturante / 100 kg_benzina

(-) Prodotto additivato con MTBE

(+) I serbatoi di spedizione corrispondono anche ai serbatoi di ricezione del prodotto che proviene direttamente da impianto.

SOLVENTI	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-505	EXXSOL D-60	Tetto Esterno Galleggiante
TK-506	EXXSOL D-60	Tetto Esterno Galleggiante
TK-5008	A.Ragia Minerale	Tetto Esterno Galleggiante
TK-5003	A.Ragia Dearomat.	Tetto Interno Galleggiante
TK-5016	“ “ “	Tetto Esterno Galleggiante
TK-501	ESANO	Tetto Interno Galleggiante

TK-511	“ “ “	“ “ “	
TK-5004	ISOESANO	“ “ “	
TK-5005	“ “ “	“ “ “	
TK-5006	EPTANO	“ “ “	
TK-5017	“ “ “	Tetto Esterno	Galleggiante
TK-5007	CICLOESANO	Tetto Interno	Galleggiante
TK-5015	“ “ “	“ “ “	
TK-5010	SOLVESSO 100	“ “ “	
TK-5012	“ “ “	“ “ “	
TK-5011	SOLVESSO 150	“ “ “	
TK-5013	“ “ “	“ “ “	
TK-5014	SOLVESSO 200	“ “ “	
TK-5020	“ “ “	Tetto Fisso	
TK-334	XILOLO	Tetto Esterno	Galleggiante
TK-1025	“ “ “	“ “ “	
TK-1026	“ “ “	“ “ “	
TK-541	DSP 100 / 140	Tetto Fisso	
TK-5018	ISOPAR L	“ “	
TK-5019	“ “ “	“ “	
TK-212	EXXSOL D-80	“ “	
TK-324	“ “ “	Tetto Esterno	Galleggiante

SPEDIZIONI (anno 2007)

La tabella sottostante indica le spedizioni dei prodotti sopraccitati nel corso del 2007, anno di massima produzione storica della raffineria.

BENZINE (valori in Kton/anno)	Serbatoio provenienza	di	SPEDIZIONI TOTALI	Via Oleodotti	Da Raffineria
LVN +ISOMERATA	111 /1027		47.886	38.8	9.1
Altri oli leggeri (LCNF)	1009		81.819	81.819	-

Benzene	224 / 225	71.191	--	71.191
Benzina Senza Piombo	504 / 514 / 524 / 1015 / 1028 / 1029 / 1030	1 497.4	1320	164.4
Benz. Super Senza. Pb Esportazione	522	16.537	-	16.537
SOLVENTI (valori in Kton/anno)	Serbatoio di provenienza	SPEDIZIONI TOTALI	Via Oleodotti	Da Raffineria
EXXSOL D 60	505 / 506	8.625	-	8.625
A.Ragia Minerale	5008	14.185	-	14.185
A.Ragia Dearomat.	5003 / 5016	19.226	-	19.226
ESANO	501 / 511	9.689	-	9.689
ISOESANO	5004 / 5005	0.307	-	0.307
EPTANO	5006 / 5017	7.857	-	7.857
Cicloesano	5007 / 5015	5.172	-	5.172
Solvesso 100	5010 / 5012	5.492	-	5.492
Solvesso 150	5011 / 5013	11.729	-	11.729
Solvesso 200	5014 / 5020	0.460	-	0.460
Xilolo	334 / 1025 / 1026	18.530	-	18.530
DSP 100/140	541	0	-	0
Isopar L	5018 / 5019	2.185	-	2.185
EXXSOL D 80	212 / 324	13.258	-	13.258

CONSUMO PRODOTTI CHIMICI & ADDITIVI (anno 2007)

La tabella sottostante indica i consumi di prodotti chimici / additivi per i prodotti "Bianchi" nell'anno 2007:

(valori in Kg/anno)	PRODOTTO (kg)		PRODOTTO (kg)	
BENZINA SENZA PIOMBO	COLORE VERDE	60 000	MTBE / ETBE	33 182 000
BENZINA EXPORT SUPER	-	-	MTBE/ ETBE	2 817 886

3.2.19 Stoccaggio e movimentazione gasoli

I prodotti denominati GASOLI, prodotti di categoria C utilizzati come combustibile per autotrazione/riscaldamento o semilavorati destinati alla produzione degli stessi, sono utilizzati serbatoi atmosferici con un tetto fisso.

Questi prodotti possono differenziarsi in :

- GASOLI DESOLFORATI, prodotti semilavorato derivanti dal lavorazione agli impianti di desolforazione (contenuto di Zolfo < 10 ppm)
- GASOLI NON DESOLFORATI prodotti derivanti direttamente dalla distillazione atmosferica con alto contenuto di Zolfo
- GASOLI AUTO TRAZIONE prodotto finito per il mercato automobilistico Italiano
- GASOLI RISCALDAMENTO prodotto finito per impiego in caldaie
- FAME, Prodotto acquistato / importato dalla Raffineria, deriva direttamente da prodotti di origine vegetale. Adibito alla miscelazione / approntamento del Gasolio per Autotrazione
- OLI CICLICI, Prodotti semilavorati derivante direttamente dall'impianto FCCU , con un alto contenuto di Zolfo

SISTEMA DI STOCCAGGIO SEMILAVORATI & MISCELAZIONE

I serbatoi "SEMILAVORATI" sono dedicati alla ricezione dei prodotti primari (semilavorati) direttamente da impianto e il successivo approntamento dei prodotti finiti mediante la loro miscelazione.

Va segnalato che è pratica odierna utilizzare il componente FAME nell'approntamento del Gasolio Auto trazione per aderire alla normativa Europea, che oggi prevede il suo impiego fino al 7%.

I prodotti di Raffinazione vengono stoccati nei serbatoi di pertinenza per essere poi miscelati opportunamente al fine di ottenere i prodotti finiti.

TK SEMILAVORATI	GASOLI	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-1004		Gasolio Desolforato	Tetto Fisso
TK-1007		“ “ “	“ “
TK-1008		“ “ “	“ “
TK-1011		“ “ “	“ “
TK-1034		Oli Ciclici	“ “
TK-1035		“ “ “	“ “
TK-1038		Gasolio non Desolforato	“ “
TK-1040		“ “ “	“ “
TK-1041		“ “ “	“ “
TK-1043		“ “ “	“ “

FAME		
TK-311	FAME	Tetto Galleggiante interno
TK-312	FAME	“ “ “

SISTEMI DI SPEDIZIONE

Un sistema di miscelazione appronta i prodotti finiti nei serbatoi di spedizione.

Durante le fasi di miscelazione si provvede ad iniettare gli additivi chimici per traggardare le specifiche commerciali ed ad inserire una quota di “FAME” per aderire alla normativa Europea che prevede l’impiego di bio-carburanti

La tabella sottostante indica per ogni tipologia di prodotto i serbatoi dedicati a ricevere prodotto finito e quindi adibiti alla spedizione:

Gasolio Nazionale BTZ	Impiego	Tipologia
TK-214	Serbatoio di spedizione	Tetto fisso
TK-223	“ “	“ “
TK-1032	“ “	“ “
TK-1036	“ “	“ “
TK-1037	“ “	“ “
Gasolio Riscaldamento		
TK-1033	Serbatoio di spedizione	Tetto fisso
TK-233	Serbatoio di spedizione	Tetto fisso
Gasolio Premium		
TK-201	Serbatoio di spedizione	Tetto fisso
TK-202	“ “	“ “
TK-211	“ “	“ “
Gasolio export colorato		
TK-205	Serbatoio di spedizione	Tetto fisso
TK-234	“ “	“ “

TK-235	“ “	“ “
Gasolio Agricolo		
TK-222	Serbatoio di spedizione	Tetto fisso
TK-232	“ “	“ “

SPEDIZIONI (anno 2007)

La tabella sottostante indica le spedizioni dei Gasoli nel corso del 2007, anno di massima produzione storica della raffineria.

(valori in Kton/anno)	Serbatoio di provenienza	SPEDIZIONI TOTALI
Gasolio Nazionale BTZ	214 / 223 / 1032 / 1036 / 1037	2,252. 874
Gasolio Riscaldamento	1033	190.159
Gasolio Chivasso	233	129.177
Gasolio Premium	201 / 202 / 211	65.389
Gasolio export colorato	205 / 234 / 235	292.659
Gasolio Agricolo	222 / 232	54.449

CONSUMO PRODOTTI CHIMICI & ADDITIVI (anno 2007)

La tabella sottostante indica i consumi di prodotti chimici / additivi per i Gasoli nell'anno 2007:

(valori in Kg/anno)		NOTE
INFINEUM R226 / R576	377 403	CFPP Improver
Mix TRV PA	18 919	Denaturante per Gasolio agricolo
CHIMEC AD 25 CH	15 284	Denaturante rosso per gasoli export
INFINEUM R 655	764 485	Lubricità
Alchil nitrato (cetano)	238 487	CETANE IMPROVER

3.2.20 Stoccaggio e movimentazione kerosene

Per il prodotto denominato "KEROSENE" può essere adibito sia al trasporto aereo sia come componente nella preparazione dei Gasoli per Auto trazione o per Riscaldamento, sia come combustibile per i consumi interni di Raffineria.

Per tale prodotto vengono utilizzati serbatoi con il tetto galleggiante esterno o a tetto fisso se il punto di infiammabilità supera i 55°C.

SISTEMA DI STOCCAGGIO DEI PRODOTTI SEMILAVORATI

KERO DESOLFORATO, prodotto primario, proveniente dall'impianto KERO

HYDROSWEETNER (dove il prodotto viene privato dello Zolfo contenuto in esso) viene immagazzinato nel serbatoio padre TK-2262.

KERO NON DESOLFORATO, Kerosene non desolforato proveniente direttamente dagli impianti di distillazione atmosferica. Viene immagazzinato nel serbatoio TK-1071

KERO FORNI, Kerosene non desolforato proveniente direttamente dagli impianti di distillazione atmosferica. Viene immagazzinato nei TK-301 / TK-303 adibiti al consumo interno di Raffineria.

STOCCAGGIO SEMILAVORATI

I prodotti di Raffinazione vengono stoccati nei serbatoi di pertinenza per essere poi miscelati opportunamente al fine di ottenere i prodotti finiti.

SEMILAVORATI	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-2262	KEROSENE Desolforato	Tetto galleggiante esterno
TK-1071	KEROSENE Non desolforato	Tetto galleggiante esterno

SISTEMI DI TRASFERIMENTO A GASOLI

Una parte del Kerosene viene prelevato sia dal TK 2262, sia dal TK-1071 per la preparazione del Gasolio Autotrazione a basso contenuto di Zolfo o per la preparazione del Gasolio di Riscaldamento ad alto contenuto di Zolfo

SISTEMA DI APPRONTAMENTO & SPEDIZIONE DEL KERO JET

Una pompa di trasferimento trasferisce il Kerosene dal TK-2262 ai serbatoi di spedizione, durante questa fase di trasferimento il prodotto viene additivato con composti chimici per tragaruardare le specifiche commerciali (per esempio : conducibilità)

SISTEMA KERO JET	IMPIEGO	TIPOLOGIA
TK-101	Serbatoio di spedizione	Galleggiante esterno
TK-102	“ “	“ “
TK-112	“ “	“ “

SISTEMA DI APPRONTAMENTO PER CONSUMI INTERNI DEL KERO

Il Kerosene proveniente direttamente dagli impianti di distillazione atmosferica viene dirottato nei serbatoi della tabella sottostante per poi essere consumato agli impianti di Cogenerazione o alle Caldaie convenzionali come combustibile primario

SISTEMA KERO FORNI		
TK-301	Serbatoio per consumi interni	Tetto Fisso
TK-303	“ “ “	“ “ “

SPEDIZIONI KERO JET (anno 2007)

La tabella sottostante indica le spedizioni dei prodotti sopraccitati nel corso del 2007, anno di massima produzione della raffineria.

(valori in Kton/anno)	Serbatoio di provenienza	di	SPEDIZIONI TOTALI	Via Oleodotti	Da Raffineria
KERO JET	TK-101 / TK-102 / TK-112		474.75	412.4	62.35

CONSUMI INTERNI KERO (anno 2007)

La tabella sottostante indica i consumi interni di Kerosene agli impianti di Raffineria nel corso del 2007 (COGENERAZIONE e CALDAIE).

(valori in ton/anno)	Serbatoio di provenienza	CONSUMI INTERNI
KERO FORNI	TK-301 / TK-303	893.0

CONSUMO PRODOTTI CHIMICI & ADDITIVI (anno 2007)

La tabella sottostante indica i consumi di prodotti chimici / additivi per il KERO JET nell'anno 2007:

(valori in Kg/anno)		NOTE
STADIS 450	2 794	Anti statico
BHT (IONOL CP)	10 610	Anti Ossidante

4.0 INTERVENTI DI MITIGAZIONE IMPATTO AMBIENTALE PROPOSTI

Nella convinzione che saranno necessari alcuni interventi per meglio garantire la compatibilità ambientale delle proprie lavorazioni, la SARPOM indica fin d'ora alcuni interventi progettuali di mitigazione.

Alcuni di questi interventi sono già in avanzato stato di studio e progettazione, altri solo a livello di studio e stima di costo di larga massima.

Progetto n.1: RIDUZIONE EMISSIONE COV DA SERBATOI A TETTO GALLEGGIANTE

Il progetto prevede l'acquisto e l'installazione di sistemi per la riduzione delle emissioni su alcuni serbatoi a tetto galleggiante della raffineria.

Premessa

La raffineria possiede 54 serbatoi a tetto galleggiante della Raffineria di Trecate, di cui 18 utilizzati per lo stoccaggio di Solventi.

La quantità di emissioni dal parco serbatoi è influenzata da vari fattori: meccanici e strutturali, climatici e relativi alle caratteristiche dei prodotti stoccati.

Gli interventi proposti sono della stessa natura di quelli già adottati con successo su alcuni serbatoi del deposito costiero di Quiliano di proprietà della stessa SARPOM srl.

Si tratta di una copertura dei tubi di campionamento, in quanto essendo forati consentono la fuoriuscita di vapori.

Gli interventi sono stati suddivisi in alcuni step in base ad un ordine di priorità stabilito tenendo in considerazione le dimensioni dei TK, la volatilità del prodotto stoccato e le caratteristiche olfattive dei prodotti stoccati. La tabella delle priorità è stata redatta tenendo conto anche dello studio LDAR "Valutazione della stima emissiva imputata al parco serbatoi e rapporto dell'ispezione OGI", commissionato ad una società esterna nell'Ottobre 2008.

Sono stati esclusi dall'applicazione alcuni serbatoi contenenti prodotto a bassa volatilità in quanto l'investimento non viene supportato dal rapporto costo verso beneficio.

Descrizione della Proposta

L'intervento in esame prevede una stima di costo a finire di 400 keuro, iva esclusa.

Le guaine saranno del tipo "Guaine Flessibili per Tubi Guida e Tubi di Calma" realizzate in doppio strato: internamente con tessuto di vetro teflonato da entrambi i lati ed esternamente con tessuto di vetro siliconato da entrambi i lati con ritardante di fiamma, rinforzato esternamente con spirale metallica. Lo strato interno è idoneo per resistere ad idrocarburi e prodotti molto aggressivi, ed alle alte temperature, quello esterno è idoneo per resistere agli agenti atmosferici (colore chiaro) ed alle alte temperature.

In allegato sono riportati un esempio di guaina per tubi guida e di campionamento (Figura 2).



Figura 2: Guaina per tubi guida e di campionamento di serbatoi

Progetto n.2: Trasmettitori wireless per monitoraggio rete vapore

Si prevede l'investimento di 136.5 k€ a finire IVA esclusa per finanziare il progetto che vede l'installazione di 21 trasmettitori di segnale di tipo wireless, relativi alla percentuale di apertura di alcune valvole di controllori locali di pressione, a portate di vapore e di fuel gas installati su diversi impianti, con invio dei segnali in Sala Controllo al fine di monitoraggio e ottimizzazione dei consumi di vapore di raffineria.

Descrizione

In raffineria sono presenti 3 reti dedicate alla distribuzione del vapore: rete HP (Alta Pressione a 38.5 barg), rete MP (Media Pressione a 10.5 barg) e rete LP (Bassa Pressione a 1.5 barg). Collegate alle 3 reti vapore ci sono alcune caldaie di produzione, la STG e tutti gli impianti di raffineria che utilizzano vapore. Le 3 reti vapore sono collegate tra loro mediante valvole laminatrici che permettono di mantenere i livelli di pressione richiesti da ciascuna rete.

La presente proposta prevede l'installazione di alcuni trasmettitori wireless su meters locali, relativi alla gestione ed al monitoraggio delle reti di vapore di raffineria, e relativi alle percentuale di apertura di alcune valvole di controllori locali di pressione sulla rete vapore. L'invio di questi segnali ai sistemi informatici di raffineria (TDC/ACS/POIS2) darà la possibilità di chiudere i bilanci su 2 delle 3 reti vapore presenti in raffineria, riducendo così le difficoltà nella comprensione di anomalie nei consumi di vapore e consentendo un pronto intervento per l'ottimizzazione dei consumi.

L'uso razionale del vapore prodotto determinerà un minor consumo di combustibile alle caldaie a parità di prodotto lavorato.

La tecnologia scelta è già stata utilizzata in raffineria con soddisfacenti risultati sia in termini di qualità che di performance.

In allegato è riportato uno schematico del nuovo sistema di trasmettitori wireless e del sistema TDC3000 in essere in raffineria.

Di seguito gli strumenti interessati dalla proposta :

N°	TAG NAME	DESCRIZIONE
1	SGZ153	Apertura valvola controllore locale di pressione PIC-2153
2	SGZ152	Apertura valvola controllore locale di pressione PIC-2152
3	SGZ154	Apertura valvola controllore locale di pressione 9-PC4
4	SGZ601	Apertura valvola controllore locale di pressione PIC-1601
5	SGF151	Portata condensa
6	SGF152	Portata condensa
7	SGF1601	Portata acqua demi da P-1603 A/B
8	CCF8851	Portata vapore 10.5 a FCCU
9	CCF8006	Portata vapore 10.5 a FCCU
10	POF116	Portata vapore 38.5 a Poly
11	POF117	Portata vapore 10.5 a Poly
12	UTF8154	Portata vapore a Oleodotti
13	UTF8156	Portata vapore zona Ovest 1 (FI-2156)
14	UTF8505	Portata vapore zona Ovest 2 (FI-1056)
15	UTF8004	Portata vapore zona Est 1
16	UTF8506	Portata vapore zona Est 2
17	T2F8120	Portata produzione vapore da E-113 - APS-2
18	T3F8138	Portata vapore ad APS-3
19	UTF801	Portata fuel gas a Forno Bitumi (F-801)
20	CYF8345	Fuel gas alta pressione a Piloti
21	CYF8351	Butano a piloti

L'implementazione proposta permetterà di ottenere :

- Chiusura in tempo reale del bilancio vapore della rete @ 38.5 barg
- Miglioramento nel controllo dell'acqua demineralizzata (minor consumo chimici per la produzione)
- Miglioramento nel controllo della condensa
- Chiusura in tempo reale del bilancio del degasatore
- Miglior controllo della rete vapore LP (Low Pressure) @ 1.5 barg con conseguente possibilità di prevenire invio vapore all'atmosfera con conseguente risparmio combustibile e riduzione del rumore emesso

La realizzazione del progetto non prevede la fermata di impianti.

Progetto n.3: INVIO LIGHT VIRGIN NAPHTA DA TK A VALLE COLONNE APS-3

Il progetto prevede la realizzazione di modifiche alle tubazioni per consentire l'invio della LVN dal serbatoio TK113 a monte dello scambiatore refrigerante E-3112 anzichè sulla mandata delle P-3101.

Risultato atteso dal progetto è il risparmio di calore nel treno di preriscaldamento e nel forno F-3101.

Il costo dell'investimento è pari a 147.0 k€ iva esclusa

Descrizione

Attualmente la LVN da stock viene miscelata insieme al grezzo in carica ad APS-3. Tale operazione comporta un consumo di calore lungo tutto il treno di preriscaldamento e nel forno F-3101 per portare l'LVN da temperatura ambiente alla COT del forno.

Il progetto propone di inviare LVN proveniente da TK 113 direttamente sulla seconda vapour line dell'APS3, a monte degli scambiatori E-3112, con il duplice scopo di evitare lo spreco di combustibile per il riscaldamento del LVN e favorire il raffreddamento del prodotto di testa colonna con risparmio utilizzo acqua di raffreddamento.

Gli interventi sono stati studiati per minimizzare l'impatto sulle operazioni e sui costi.

Si prevede il riutilizzo di un tratto di linea dismesso, previa verifica ispettiva di idoneità, che parte dall'ISOM e arriva fino alla base del D-3102.

Si dovrà quindi connettere le pompe di invio LVN a tale tratto di linea (circa 200 mt di linea da 6") e collegare l'altra estremità del tratto di linea sulla linea da 36" dell'OVHD del APS-3.

Il progetto prevede la possibilità di regolare la portata di LVN da 5 a 50 mc/h. Per consentire tale escursione sarà necessario installare una nuova pompa, di capacità inferiore rispetto alle esistenti P-401 A/B.

Il progetto prevede inoltre di svincolare i punti di iniezione del neutralizzante e del filmante, attualmente iniettati nello stesso punto.

Sintesi interventi:

- Collegare la mandata delle pompe dell'LVN da stock con una linea esistente attualmente non più utilizzata
- Effettuare i collegamenti in zona Blocco '72 fino alla vapour line
- Realizzare un hot-tap sulla vapour line per immissione LVN da TK

- Realizzazione di un secondo punto di iniezione dei chimici in modo da svincolare i punti di iniezione del neutralizzante e del filmante, come suggerito dalla società esterna esperta nei trattamenti anticorrosivi che ci fornisce i prodotti

Progetto n.4: GHF-5500 RUNDOWN A SWS

Il progetto prevede l'installazione di uno nuovo ribollitore e delle linee di interconnessione degli impianti, per il recupero di calore dal rundown dell'impianto GHF-5500 ed utilizzo al Sour Water Stripper.

La stima finale dell'intero progetto è pari a 1221.0 k€ iva esclusa.

Descrizione

Il progetto prevede l'installazione di nuove attrezzature e modifiche alle esistenti per permettere il recupero energetico dal rundown dell'impianto GHF-5500 ed utilizzato al SWS (Sour Water Stripper).

L'effluente del GHF-5500 è raffreddato dal treno di preriscaldamento della carica, dagli air-fin coolers e dai refrigeranti ad acqua. Rispetto alle condizioni di design dell'impianto il quantitativo di carica fredda è inferiore, conseguentemente lo stream di rundown arriva agli air-fin a 220 C circa.

Con la presente proposta si intende installare un nuovo generatore di vapore ed un surriscaldatore su una nuova struttura accanto a quella del GHF-5500, il relativo piping per interconnettere i 2 impianti, valvole di controllo e strumentazione per il recupero di calore dal rundown dell'impianto GHF-5500 e suo utilizzo al Sour Water Stripper.

Il progetto prevederà la produzione di vapore a circa 3.0 barg in quantità solitamente eccedente il fabbisogno del SWS; la quantità di vapore prodotta in eccesso sarà inviata alla rete vapore a bassa pressione mediante apposito collegamento.

La realizzazione del progetto comporterà un recupero energia termica di circa 5.2 MW.

Sintesi degli interventi

La presente proposta prevede la realizzazione dei seguenti interventi :

- Installazione di uno nuovo generatore di vapore sul R/D del GHF-5500
- Installazione di un surriscaldatore del vapore
- Installazione di una nuova struttura di supporto all'impianto GHF-5500 per accogliere la nuova caldaia ed il surriscaldatore
- Installazione di una linea coibentata per il vapore prodotto (8", circa 200 m)
- Installazione di 2 linee per la Boiler Feed Water (3", circa 200 m e 1,5", circa 200 m)
- Installazione di valvole e sistema di controllo sul sistema del vapore a bassa pressione, sul circuito di rundown del gasolio e sulle linee della Boiler Feed Water
- Installazione di una valvola di sicurezza
- Installazione di un piccolo pallone di blow-down

Incentivi

Il progetto implica il recupero di circa 5.2 MW di calore perso nei refrigeranti del run down dell'impianto GHF-5500. Il progetto consentirà di esercire la raffineria con minori consumi di Fuel alle caldaie e con minori emissioni di CO2.

Progetto n.5: BY-PASS REFRIGERANTI LVN E3215 ED E216

Il progetto prevede l'installazione di 2 by-pass lato prodotto sui refrigeranti dell'LVN agli impianti NHF-1 ed NHF-2 al costo di 43 keuro + IVA.

Background

Al momento gli stream di LVN provenienti dalla T-3204, Virgin Naphtha Splitter dell'impianto NHF-2, e dalla T-204, Virgin Naphtha Splitter dell'impianto NHF-1, sono raffreddati dai rispettivi cooler ad acqua E-3215 ed E-216, indipendentemente dal fatto che siano inviati a TK o in carica direttamente all' ISOM.

La LVN inviata direttamente all'ISOM viene riscaldata nuovamente prima di essere alimentata all' impianto, comportando un evidente spreco energetico.

Scopo del progetto è installare un by-pass su ciascuno dei refrigeranti E-3215 ed E-216 che consenta di decidere se raffreddare o meno l' LVN a seconda che essa venga mandata a TK o all' ISOM, tenendo conto del limite costituito dal decrescere dell' efficienza dei dryers ISOM con temperature della carica maggiori di 50°.

Il ritorno del nuovo by-pass sugli E-3215 A/B sarà inserito a monte della termocoppia (N2 U 047) installata sulla linea dell'LVN da impianto, consentendo di monitorare la reale temperatura del prodotto sia con by-pass aperto che chiuso. Per effettuare il ritorno del by-pass dell'E-216 si sfrutterà una linea posta a valle della termocoppia posta all'uscita dell'E-216 pertanto si prevede l'installazione di una nuova termocoppia sul by-pass stesso.

Il progetto prevede l'installazione di 2 allarmi di Priorità 2 settate a 50° una sulle termocoppia esistente a valle del ritorno del by-pass sugli E-3215 A/B e l'altra sulla nuova termocoppia prevista sul by-pass dell' E-216.

Per scongiurare la possibilità di inviare per errore LVN a stoccaggio a temperature superiori a 35°, sarà installata una nuova termocoppia con allarme di Priorità 1.

Descrizione della Proposta

Il progetto si propone di realizzare i seguenti interventi :

- Installazione di un by-pass lato prodotto sui refrigeranti E-3215 A/B
- Installazione di un by-pass lato prodotto sul refrigerante E-216
- Installazione di una termocoppia con allarme di Priorità 1 sulla linea dell'LVN a stock
- Installazione di un allarme di Prorità 2 sulla termocoppia a valle degli scambiatori E-3215 A/B, situata a valle del ritorno del by-pass
- Installazione di una termocoppia con allarme di Priorità 2 sulla nuova termocoppia che sarà installata by-pass dell' E-216

L'effettuazione dei tie-ins a NHF-2 saranno effettuate con impianto in marcia tramite hot-tap.

Anche gli interventi a NHF-1 saranno effettuati con impianto in marcia in quanto è previsto l'utilizzo di uno stacco esistente e la realizzazione di un tie-in su di un tratto sezionabile.

Anche per l'installazione della nuova termocoppia sulla linea dell'LVN a stock sarà effettuata con impianto in marcia.

Incentivi

Il progetto consentirà un saving energetico pari a circa 150 kW per ogni singolo impianto

Studio di fattibilità n.6: Integrazioni termiche varie

Oltre all'intervento di cui sopra già definito sono allo studio una serie di altri interventi di ottimizzazione di scambio di calore con un importo stimato intorno ai 100 keuro.

Gli interventi consentiranno un recupero di energia con conseguente minor necessità di uso combustibile ai forni.

Studio di fattibilità n.7: Bruciatori Low Nox su Caldaie e forni impianto PWF

La raffineria intende procedere al cambio bruciatori sulle caldaie in esercizio e sui forni dell'impianto di produzione benzine semilavorate ad alto ottano (powerformer semirigenerativo) allo scopo di ridurre il quantitativo di ossidi di azoto emessi in atmosfera.

La specifica tecnica per la individuazione degli interventi previsti di modifica a forni e caldaie per consentire l'alloggiamento dei nuovi bruciatori è in via di definizione. Dai preventivi per l'acquisto e stime approssimative degli interventi necessari si stimano in 1.5 milioni di euro + iva gli interventi sulle caldaie ed altrettanti 1.5 Milioni + iva gli interventi sui forni dei powerformers

Studio di fattibilità n.8 : Allacciamento a rete gas esterna SNAM

E' in fase di definizione uno studio congiunto con SNAM retegaz per la connessione alla rete gas esterna in modo da diminuire il consumo di olio combustibile ai forni ovvero per compensare le maggiori necessità legate ad aumento di produzione.

SNAM sta preparando preventivo dettagliato degli interventi a loro cura, mentre la verifica preliminare delle normative applicabili ed iter autorizzativo in merito al posizionamento della cabina di decompressione del gas naturale saranno commissionate ad una società di consulenza specializzata.

Descrizione

Attualmente il bilancio del gas combustibile di raffineria è ottenuto mediante l'invio di GPL da FCCU alla rete e la regolazione dei consumi di Fuel Oil al forno dell'APS-3.

La proposta prevede :

- la connessione della rete gas di raffineria alla rete esterna del gas naturale
- l'installazione di una connessione indipendente alla GTG-2050
- l'installazione all'interno del perimetro della raffineria delle attrezzature per la
- misura ed il condizionamento del gas naturale importato
- la modifica dello switch della GTG-2050 a liquido in switch a gas naturale
- la revisione del sistema di controllo della rete gas di raffineria

La soluzione identificata prevede :

- l'eliminazione di integrazioni di GPL da FCCU alla rete
- la progressiva riduzione dei consumi di Fuel Oil al forno dell'APS-3
- l'eliminazione dei consumi di kero alla GTG-2050
- l'eliminazione degli shut-down della GTG-2050 in concomitanza con le fermate dell'FCCU

- la riduzione delle emissioni di CO2
- la riduzione di NOx/Sox a causa della riduzione del consumo di olio combustibile

La stima di costo preliminare dell'intervento è pari a 1.7 milioni di euro iva esclusa.

Studio di fattibilità n.8: Integrazione termica impianto ISOM

Descrizione

Attualmente l'integrazione termica dell'impianto Isom prevede la ricircolazione di residuo APS-2 che fornisce calore all'impianto con una bassa efficienza energetica.

La soluzione identificata prevede l'utilizzo di vapore ad alta pressione e di calore da Hot Belt VPS e presenta i seguenti vantaggi rispetto al caso base :

- riduzione dei consumi in inverno di circa 2.5 MW (maggiore efficienza)
- riduzione dei consumi e di steam venting in estate
- riduzione delle emissioni di CO2

La proposta attuale prevede modifiche di piping e l'installazione di un nuovo flash pot con pompa associata per il ritorno delle condense.

In tal modo si prevede un risparmio di circa 3 kT/anno di consumi di Fuel Oil

La stima preliminare del progetto è pari a 2.3 milioni di euro + iva

Studio di fattibilità n.9 : Rimpiazzo gas lesivi dello strato di ozono (HCFC)

La raffineria è dotata di numerosi impianti di condizionamento di edifici e strutture operative (cabine analisi, sottostazioni, sala controllo). Alcune di queste apparecchiature contengono gas refrigeranti soggetti alla regolamentazione europea sui gas lesivi dello strato dell'ozono.

Sulla base dei preventivi di massima acquisiti è in corso di elaborazione un piano di sostituzione che comporterà un investimento stimato pari a 600 keuro + IVA.

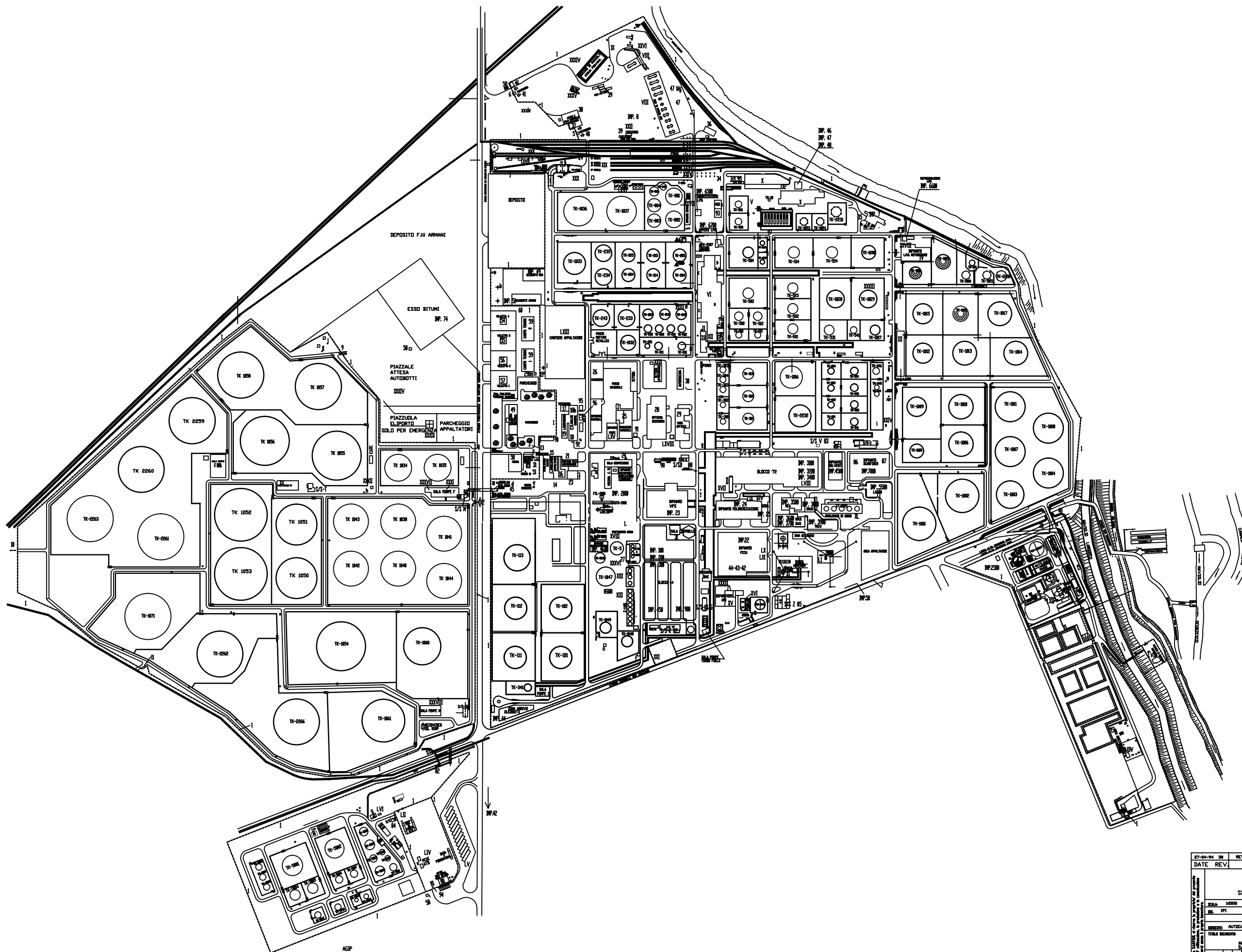
Studio di fattibilità n.10 : Adeguamento pozzi perdenti

La Raffineria ha realizzato negli scorsi anni un piano di intervento sui principali pozzi perdenti collegati al sistema fognario degli edifici civili. Restano da collettare verso il sistema di trattamento aziendale ovvero verso il collettore consortile alcuni pozzi di raccolta delle acque meteoriche relative ai piazzali di carico autobotti e/o sanitarie.

E' in corso di elaborazione un progetto preliminare la cui realizzazione comporterà una spesa stimata in 400 keuro + Iva.

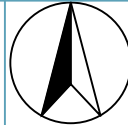
APPENDICE A

Planimetrie della Raffineria



07-04-94	38	REVISIONE GENERALE	G.T.L.	
DATE	REV	DESCRIPTION	BY	CHD APP.
SARPOM				
SDC. AZ. RAFFINERIA PADANA OLII MINERALI				
SCALE	1:2000	DATA	07-04-94	
DEL	IP1	CONF.	IP1	APP.
PROGETTO	AUTOCAD	DISEGNO	DWG	INTE. FILE
TITOLO	RAFFINERIA DI TRICATE			TIPO
	PLANDIMETRIA GENERALE			AREA
	Modifica prelievo della raffineria			
	SARPOM s.p.a. via SPO, 2 - 41013 S. ILDEBRANDO			
PROG.	GEN	IP1	001	
CONC. CONSEG.	REALIZZAZIONE	NUMERO	000001	REV. 01

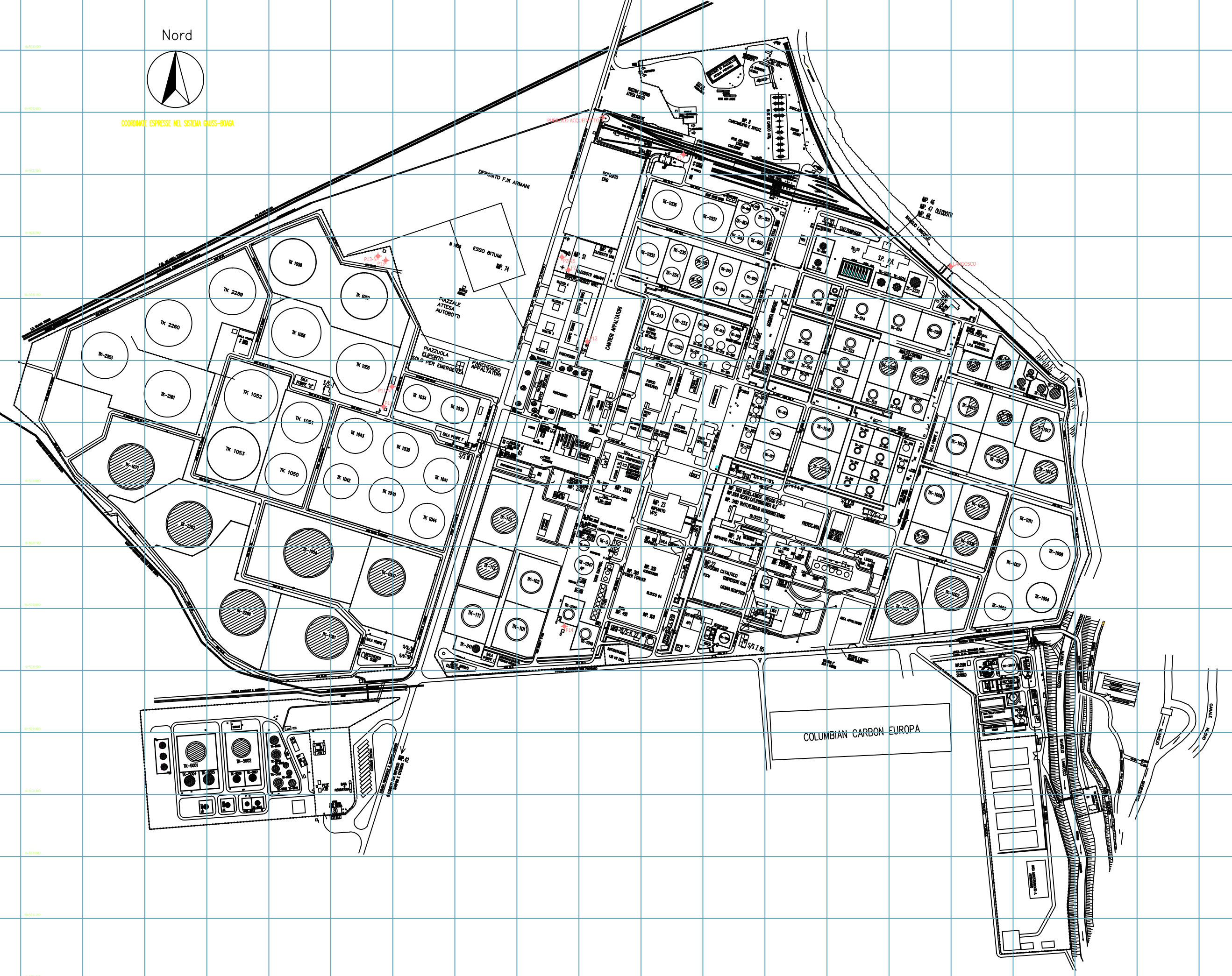
Nord



COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

DISEGNI DI RIFERIMENTO - REFERENCE DRAWINGS
 AO-16329 Planimetria georeferenziata approvvigionamento e distribuzione idrica
 AO-16330 Planimetria georeferenziata punti di emissione e trattamento degli scarichi in atmosfera
 AO-16331 Planimetria georeferenziata reti fognarie, sistemi di trattamento, emissione degli scarichi
 AO-16332 Planimetria georeferenziata rete pneumatica
 AO-16333 Planimetria georeferenziata area stoccaggio materie e rifiuti

LEGENDA



Modifica gestionale della raffineria SARPOM di S. Martino di Tracate (NO)

05-12	1	EMISSIONE PER VIA 2012	WCF	DD	DD
09-09	0	PRIMA EMISSIONE	INTELIS	MADOTTI	POLLASTRI
DATE	REV.	DESCRIPTION	BY	CHKD	APP.

SARPOM
SOC. AZ. RAFFINERIA PADANA OLII MINERALI

SCALE: 2000
 DATA: 09-2009
 AUT. APP.

TIPO DOCUMENTO: **PROGETTO**
 TIPO DOCUMENTO: **PROGETTO**
 TIPO DOCUMENTO: **PROGETTO**

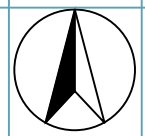
AUT. GEN. 0001
 REALIZZATO: INTELIS
 NUMERO DOCUMENTO: AO-16329
 FIDUCIARI: CHD
 APP. 1

COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

TABELLA ALLEGATA ALLA TAVOLA A0-16329 - PLANIMETRIA GEOREFERENZIATA APPROVVIGIONAMENTO E DISTRIBUZIONE IDRICA					
POZZI	COORDINATE GAUSS-BOAGA		COORDINATE WGS84		DESCRIZIONE
	EST	NORD	LATITUDINE	LONGITUDINE	
P1	1483668,397	5032332,096	45° 26' 38.9317"	8° 47' 26.9733"	Pozzo
P2	1483483,147	5032145,838	45° 26' 32.8806"	8° 47' 18.4682"	Pozzo (fuori esercizio)
P2BIS	1483472,682	5032166,518	45° 26' 33.5498"	8° 47' 17.9840"	Pozzo
P11	1483184,901	5031925,459	45° 26' 25.7139"	8° 47' 04.7666"	Pozzo
P11 nuovo	1483198,795	5031957,582	45° 26' 26.7560"	8° 47' 05.4022"	Pozzo (in fase di realizzazione)
P12	1483513,397	5032030,319	45° 26' 29.1399"	8° 47' 19.8746"	Pozzo
P13	1483188,633	5032161,431	45° 26' 33.3606"	8° 47' 04.9094"	Pozzo
P13 nuovo	1483176,173	5032168,204	45° 26' 33.5790"	8° 47' 04.3350"	Pozzo
P14	1483476,623	5031571,237	45° 26' 14.2608"	8° 47' 18.2373"	Pozzo (in fase di realizzazione)
Langosco	1484099,206	5032151,866	45° 26' 33.1273"	8° 47' 46.8256"	Canale
Pubblico acquedotto	1483537,855	5032392,028	45° 26' 40.8627"	8° 47' 20.9569"	Pubblico acquedotto

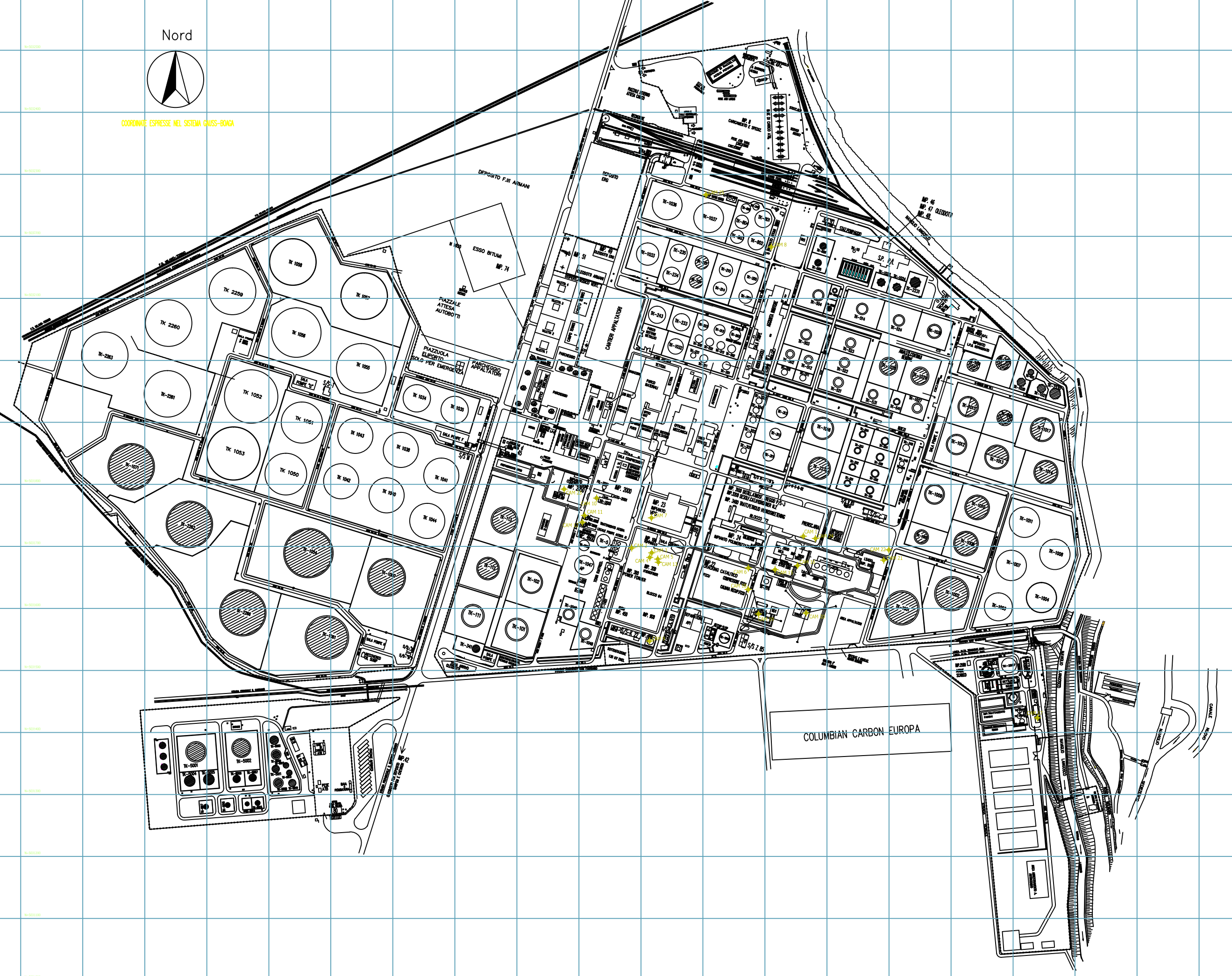
DISEGNI DI RIFERIMENTO - REFERENCE DRAWINGS
 AO-16329 Planimetria georeferenziata approvvigionamento e distribuzione idrica
 AO-16330 Planimetria georeferenziata punti di emissione e trattamento degli scarichi in atmosfera
 AO-16331 Planimetria georeferenziata reti fognarie, sistemi di trattamento, emissione degli scarichi
 AO-16332 Planimetria georeferenziata rete pneumatica
 AO-16333 Planimetria georeferenziata area stoccaggio materia e rifiuti

Nord



COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

LEGENDA



Modifica gestionale della raffineria SARPOM di S. Martino di Tracate (NO)

05-12	1	EMISSIONE PER VIA 2012	WCF	DD	DD
09-09	0	PRIMA EMISSIONE	INTELIS	MADOTTI	POLLASTRI
DATE	REV.	DESCRIPTION	BY	CHKD	APP.

SARPOM
SOC. AZ. RAFFINERIA PADANA OLII MINERALI

SCALE: 2000 DATA: 09-2009
 PRO: CANTIERE CANTIERE APP.

TIPO DOCUMENTO: DESCRIZIONE: TIPO DOCUMENTO
 Planimetria georeferenziata punti di emissione e trattamento degli scarichi in atmosfera PRAMIN

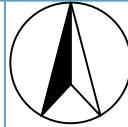
REV: GEN NUMERO: 0001

DATA: 09-2009 REALIZZATO: INTELIS NUMERO DOCUMENTO: AO-16330 FOGLIO N. 01 REV: 1
 AUTORE: EXM4351 FIRMATO: AO

COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

TABELLA ALLEGATA ALLA TAVOLA A0-16330 - PLANIMETRIA GEOREFERENCEZIATA PUNTI DI EMISSIONE E TRATTAMENTO DEGLI SCARICHI IN ATMOSFERA					
CAMINI	COORDINATE GAUSS-BOAGA		COORDINATE WGS84		FORNI E DISPOSITIVI TECNICI DI PROVENIENZA
	EST	NORD	LATITUDINE	LONGITUDINE	
Camino 1	1483861,989	5031716,483	45° 26' 18.9997"	8° 47' 35.9575"	Forno F3101 (APS3) e Forno LowNOx F3201 (NHF2)
Camino 2	1483585,081	5031697,535	45° 26' 18.3625"	8° 47' 23.2142"	Forno F101 (APS2 e ISOM)
Camino 3	1483617,349	5031689,796	45° 26' 18.1145"	8° 47' 24.7003"	Forno F301/2/3 (PWFSR)
Camino 4	1483614,218	5031682,112	45° 26' 17.8652"	8° 47' 24.5571"	Forno F301/2/3 (PWFSR)
Camino 5	1483627,026	5031679,642	45° 26' 17.7863"	8° 47' 25.1470"	Forno F304/5/6 (PWFCY)
Camino 6	1483773,103	5031665,228	45° 26' 17.3315"	8° 47' 31.8723"	Forno F701 e CO-boiler (FCCU)
Camino 7	1483616,973	5031746,134	45° 26' 19.9400"	8° 47' 24.6763"	Forno 23-F-660 (VPS)
Camino 8	1483809,947	5032182,796	45° 26' 34.1057"	8° 47' 33.5069"	Forno F801 (Bitumi/Asfalti)
Camino 9	1483613,817	5031547,582	45° 26' 13.5059"	8° 47' 24.5548"	Forno LowNOx F901 (GHF)
Camino 10	1483529,530	5031776,897	45° 26' 20.9295"	8° 47' 20.6477"	Caldaia SG2001 e Turbina GTG2001 (fuori servizio)
Camino 11	1483507,520	5031752,894	45° 26' 20.1498"	8° 47' 19.6375"	Caldaia SG2002
Camino 12	1483503,449	5031741,465	45° 26' 19.7791"	8° 47' 19.4515"	Caldaia SG2003
Camino 13	1483628,001	5031674,443	45° 26' 17.6179"	8° 47' 25.1925"	Forno F307 (PWFCY-Rig. catalizzatore)
Camino 15	1483816,350	5031662,545	45° 26' 17.2481"	8° 47' 33.8632"	Inceneritore di coda F3604 (SRU1-impianto di conservazione)
Camino 16	1483852,593	5031669,109	45° 26' 17.4638"	8° 47' 35.5306"	Inceneritore di coda F3802 (SRU2-TGCU)
Camino 17	1484244,870	5031418,448	45° 26' 09.3737"	8° 47' 53.6152"	Inceneritore di fanghi F2500 (fuori servizio)
Camino 18	1483772,854	5031630,707	45° 26' 16.2128"	8° 47' 31.8650"	Rigeneratore R802 (FCCU)
Camino 19	1483791,309	5031593,349	45° 26' 15.0038"	8° 47' 32.7188"	Torcia 64
Camino 20	1483866,365	5031592,654	45° 26' 14.9876"	8° 47' 36.1735"	Torcia 72
Camino 21	1483991,534	5031677,786	45° 26' 17.7565"	8° 47' 41.9248"	Forno F5501-LowNOx (LSADO)
Camino 22	1483999,723	5031694,562	45° 26' 18.3008"	8° 47' 42.2998"	Forno LowNOx F7001 (Scanfiner)
Camino 23	1483476,122	5031792,254	45° 26' 21.4225"	8° 47' 18.1876"	Turbogas LowNOx GTG2050 (Cogenerazione)
Camino 24	1483878,788	5031712,121	45° 26' 18.88785"	8° 47' 36.5758"	Forno LowNOx F3201 (NHF2)
Camino 25	1483730,303	5032260,606	45° 26' 36.89564"	8° 47' 29.6758"	Sistema filtri a carbone attivo (VRU)

Nord

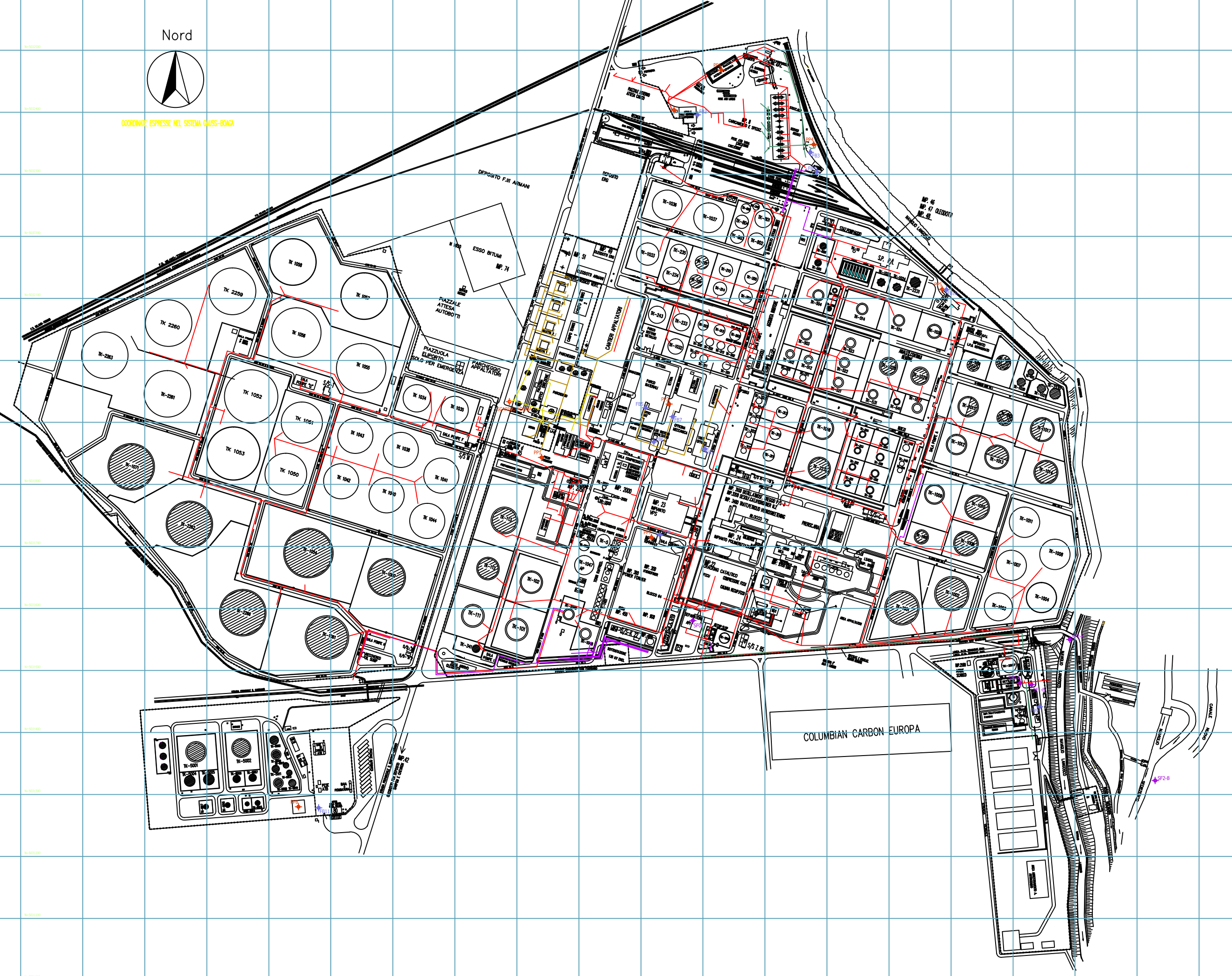


COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

DISEGNI DI RIFERIMENTO - REFERENCE DRAWINGS
 AO-16329 Planimetria georeferenziata approvvigionamento e distribuzione idrica
 AO-16330 Planimetria georeferenziata punti di emissione e trattamento degli scarichi in atmosfera
 AO-16331 Planimetria georeferenziata reti fognarie, sistemi di trattamento, emissione degli scarichi
 AO-16332 Planimetria georeferenziata rete pneumatica
 AO-16333 Planimetria georeferenziata aree stoccaggio materie e rifiuti

LEGENDA

- SCARICHI
 - SCARICHI IDRICI
 - FOSSE BIOLOGICHE
 - POZZI PERDENTI
-
- LINEA FOGNARIA PERE
 - LINEA FOGNARIA MEDIANA
 - LINEA FOGNARIA ESTERNA
 - LINEA FOGNARIA INTERNA
 - LINEA FOGNARIA A RICEZIONE



Modifica gestionale della raffineria SARPOM di S. Martino di Tracate (NO)

Mag.12	3	EMISSIONE PER VIA 2012	MCF	DD	DD
Mag.12	2	Aggiornamento dopo rilievi	MCF	MCF	MCF
10-10	1	AGG. POZZI PERDENTI/FOSSE BIOLOGICHE	MCF	DD	DD
09-09	0	PRIMA EMISSIONE	INTELIS	MADOTTI/POLLASTRI	
DATE	REV.	DESCRIPTION	BY	CHKD	APP.

SARPOM
SOC. AZ. RAFFINERIA PADANA OLII MINERALI

SCALE: 2000 DATA: 09-2009
 AUT. DIR. APP.

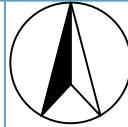
DESCRIZIONE: DWG LINEA FILE: AO-16331
 TIPO DOCUMENTO: RAFFINERIA DI TRACATE
 Planimetria georeferenziata reti fognarie, PRAMIN
 sist. di trattam. emissione degli scarichi

AUT. DIR. DATA: 09-2009
 GEN. 0001
 CONFEZIONATA: REALIZZATO: NUMERO DOCUMENTO: FOGLIO N. 1 DI 1
 ATIA2009 INTELIS AO-16331 FIRMATO: AO REV. 3

COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

TABELLA ALLEGATA ALLA TAVOLA A0-16331 - PLANIMETRIA GEOREFERENCEZATA RETI FOGNARIE, SISTEMI DI TRATTAMENTO, EMISSIONE DEGLI SCARICHI					
PUNTI DI SCARICO FINALE	COORDINATE GAUSS-BOAGA		COORDINATE WGS84		CARATTERISTICHE DELLO SCARICO
	EST	NORD	LATITUDINE	LONGITUDINE	
SF0	1483683,798	5031580,483	45° 26' 14.6059"	8° 47' 27.6165"	SEPARATORE
SF1-A	1484211,435	5031479,522	45° 26' 11.3500"	8° 47' 52.0693"	SCARICO PARZIALE - Lurgi (trattamento acque)
SF1-B	1484229,792	5031477,001	45° 26' 11.2698"	8° 47' 52.9145"	SCARICO PARZIALE - Bacino di calma
SF2-A	1484291,382	5031549,826	45° 26' 13.6346"	8° 47' 55.7409"	SCARICO FINALE - Naviglio Langosco
SF2-B	1484429,192	5031322,520	45° 26' 06.2801"	8° 48' 02.1098"	SCARICO FINALE - Canale Sforzesco
SCARICHI	COORDINATE GAUSS-BOAGA		COORDINATE WGS84		DENOMINAZIONE
	EST	NORD	LATITUDINE	LONGITUDINE	
SCA_FOG	1483388,038	5031933,431	45° 26' 25.9897"	8° 47' 14.1160"	Pozzetto di inserimento dello scarico nel collettore comunale
FOSSE BIOLOGICHE E POZZI PERDENTI	COORDINATE GAUSS-BOAGA		COORDINATE WGS84		DENOMINAZIONE
	EST	NORD	LATITUDINE	LONGITUDINE	
SCARICO FOGNA	1483388,034	5031933,437	45° 26' 26.1779"	8° 47' 13.9603"	Allacciamento fognatura consortile
PP1	1483439,861	5031843,540	45° 26' 23.1092"	8° 47' 16.3568"	Pozzo perdente zona container ex FW
PP2	1483645,582	5031929,046	45° 26' 25.8975"	8° 47' 25.8157"	Pozzo perdente zona officina
PP4	1483878,546	5032348,220	45° 26' 39.4717"	8° 47' 36.6452"	Pozzo perdente area Shipping
PP5	1484085,628	5032114,572	45° 26' 31.9460"	8° 47' 46.4931"	Pozzo perdente area di stoccaggio LPG
PP6	1483729,667	5032468,057	45° 26' 43.3707"	8° 47' 29.6218"	Vasca di raccolta acque piovane in area Shipping
PP7	1483617,094	5031714,542	45° 26' 18.9443"	8° 47' 24.5302"	Pozzo perdente zona sala controllo
PP8	1483047,802	5031280,156	45° 26' 04.8193"	8° 46' 58.3806"	Pozzo perdente area Shipping solventi
FB1	1483703,261	5031857,084	45° 26' 23.5425"	8° 47' 28.6348"	Fossa biologica uffici
FB2	1483691,144	5032396,010	45° 26' 41.0047"	8° 47' 28.0128"	Fossa biologica area Shipping
FB3	1483873,328	5032335,422	45° 26' 39.0566"	8° 47' 36.4065"	Fossa biologica area Shipping
FB4	1483883,673	5032304,155	45° 26' 38.0443"	8° 47' 36.8864"	Scarico lavandini
FB5	1483607,071	5031920,692	45° 26' 25.5955"	8° 47' 24.1996"	Fossa biologica magazzino materiali
FB6	1483620,861	5031868,511	45° 26' 23.9058"	8° 47' 24.8406"	Fossa biologica magazzino materiali
FB7	1483651,397	5031909,278	45° 26' 25.2294"	8° 47' 26.2413"	Fossa biologica officina
FB8	1483624,566	5031721,694	45° 26' 19.1487"	8° 47' 25.0287"	Fossa biologica sala controllo
FB9	1484245,745	5031440,203	45° 26' 10.0787"	8° 47' 53.6530"	Fossa biologica LURGI

Nord



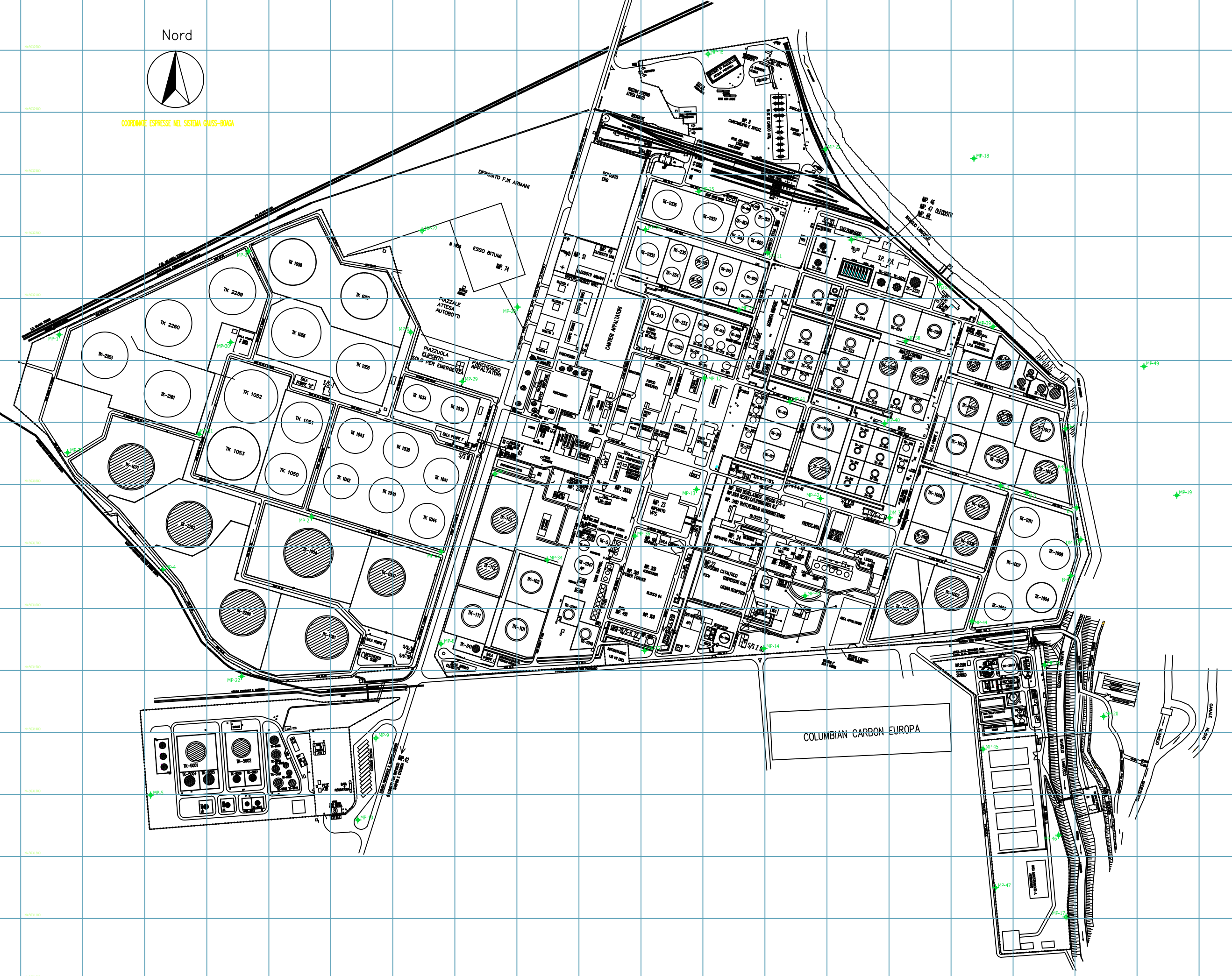
COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

AD-16329	Planimetria georeferenziata approvvigionamento e distribuzione idrica
AD-16330	Planimetria georeferenziata punti di emissione e trattamento degli scarichi in atmosfera
AD-16331	Planimetria georeferenziata reti fognarie, sistemi di trattamento, emissione degli scarichi
AD-16332	Planimetria georeferenziata rete piezometrica
AD-16333	Planimetria georeferenziata aree stoccaggio materie e rifiuti

LEGENDA



PIEZOMETRI



Modifica gestionale della raffineria SARPOM di S. Martino di Tracate (NO)

05-12	1	EMISSIONE PR VIA 2012	MP	DD	POLLASTR
09-09	0	PRIMA EMISSIONE	INTELIS	MAOTTI/POLLASTR	
DATE	REV.	DESCRIPTION	BY	CHK	APP.

SARPOM
SOC. AZ. RAFFINERIA PADANA OLII MINERALI

SCALE: 2000 DATA: 09-2009

PROGETTO: EMISSIONE: DWG NOME FILE: AO-16332

TITOLO DOCUMENTO: RAFFINERIA DI TRACATE

Planimetria georeferenziata rete piezometrica TIPO DOCUMENTO: PRAMIN

CONTO CORRENTE: REALIZZATO: NUMERO DOCUMENTO: FOLIO N. 1 DI 1 REV: 1

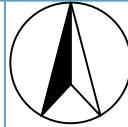
AIA2009 INTELIS AO-16332 PRAMIN/AO

EXM4351

COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

TABELLA ALLEGATA ALLA TAVOLA A0-16332 - PLANIMETRIA GEOREFERENCEZIATA RETE PIEZOMETRICA					
PIEZOMETRI	COORDINATE GAUSS-BOAGA		COORDINATE WGS84		DESCRIZIONE
	EST	NORD	LATITUDINE	LONGITUDINE	
MP-1	1482662,196	5032041,234	45° 26' 29.4195"	8° 46' 40.6919"	Piezometro
MP-2	1483068,807	5031747,587	45° 26' 19.9401"	8° 46' 59.4448"	Piezometro
MP-3	1482967,364	5032176,172	45° 26' 33.8190"	8° 46' 54.7222"	Piezometro
MP-4	1482829,261	5031662,684	45° 26' 17.1679"	8° 46' 48.4295"	Piezometro
MP-5	1482809,564	5031299,043	45° 26' 05.3828"	8° 46' 47.5686"	Piezometro
MP-6	1483228,986	5032045,562	45° 26' 29.6095"	8° 47' 06.7811"	Piezometro
MP-7	1483364,563	5031816,963	45° 26' 22.2137"	8° 47' 13.0496"	Piezometro
MP-8	1483277,650	5031542,855	45° 26' 13.3241"	8° 47' 09.0826"	Piezometro
MP-9	1483172,678	5031390,933	45° 26' 08.3922"	8° 47' 04.2697"	Piezometro
MP-10	1483143,459	5031259,021	45° 26' 04.1152"	8° 47' 02.9411"	Piezometro
MP-11	1483804,522	5032173,593	45° 26' 33.8070"	8° 47' 33.2583"	Piezometro
MP-12	1483702,514	5031971,413	45° 26' 27.2471"	8° 47' 28.5868"	Piezometro
MP-13	1483689,651	5031791,946	45° 26' 21.4306"	8° 47' 28.0161"	Piezometro
MP-14	1483798,299	5031535,390	45° 26' 13.1263"	8° 47' 33.0474"	Piezometro
MP-15	1484081,684	5032122,530	45° 26' 32.1753"	8° 47' 46.0225"	Piezometro
MP-16	1484250,742	5031508,982	45° 26' 12.3078"	8° 47' 53.8751"	Piezometro
MP-17	1484285,395	5031102,530	45° 25' 59.1400"	8° 47' 55.5167"	Piezometro
MP-18	1484136,815	5032325,477	45° 26' 38.7560"	8° 47' 48.5367"	Piezometro
MP-19	1484464,059	5031782,594	45° 26' 21.1910"	8° 48' 03.6623"	Piezometro
MP-20	1484346,229	5031425,695	45° 26' 09.6167"	8° 47' 58.2796"	Piezometro
MP-21	1484538,020	5030930,589	45° 25' 53.5887"	8° 48' 07.1629"	Piezometro
MP-22	1482956,219	5031490,573	45° 26' 11.6020"	8° 46' 54.2946"	Piezometro
MP-23	1483897,194	5032340,533	45° 26' 39.2242"	8° 47' 37.5045"	Piezometro
MP-24	1483939,214	5032194,301	45° 26' 34.4892"	8° 47' 39.4560"	Piezometro
MP-25	1483693,390	5032272,606	45° 26' 37.0061"	8° 47' 28.1309"	Piezometro
MP-26	1483607,341	5032210,756	45° 26' 34.9947"	8° 47' 24.1773"	Piezometro
MP-27	1483247,202	5032209,007	45° 26' 34.9073"	8° 47' 07.5996"	Piezometro
MP-28	1483401,049	5032085,959	45° 26' 30.9333"	8° 47' 14.6964"	Piezometro
MP-29	1483312,104	5031966,020	45° 26' 27.0392"	8° 47' 10.6168"	Piezometro
MP-30	1482938,687	5032029,088	45° 26' 29.0504"	8° 46' 53.4205"	Piezometro
MP-31	1482887,473	5031880,781	45° 26' 24.2402"	8° 46' 51.0816"	Piezometro
MP-32	1482675,764	5031851,256	45° 26' 23.2647"	8° 46' 41.3405"	Piezometro
MP-33	1483277,902	5031691,473	45° 26' 18.1399"	8° 47' 09.0760"	Piezometro
MP-34	1483448,651	5031678,042	45° 26' 17.7193"	8° 47' 16.9369"	Piezometro
MP-35	1483606,218	5031531,986	45° 26' 12.9999"	8° 47' 24.2069"	Piezometro
MP-36	1483590,102	5031716,772	45° 26' 18.9863"	8° 47' 23.4430"	Piezometro
MP-37	1483757,900	5032080,992	45° 26' 30.8025"	8° 47' 31.1232"	Piezometro
MP-38	1484027,055	5032031,124	45° 26' 29.2089"	8° 47' 43.5185"	Piezometro
MP-39	1484167,808	5032054,265	45° 26' 29.9703"	8° 47' 49.9948"	Piezometro
MP-40	1483992,947	5031897,982	45° 26' 24.8918"	8° 47' 41.9641"	Piezometro
MP-41	1483840,266	5031933,779	45° 26' 26.0391"	8° 47' 34.9320"	Piezometro
MP-42	1483889,522	5031777,143	45° 26' 20.9676"	8° 47' 37.2177"	Piezometro
MP-43	1483864,503	5031620,225	45° 26' 15.8808"	8° 47' 36.0846"	Piezometro
MP-44	1484133,766	5031579,240	45° 26' 14.5749"	8° 47' 48.4829"	Piezometro
MP-45	1484151,743	5031373,169	45° 26' 07.8989"	8° 47' 49.3342"	Piezometro
MP-46	1484273,700	5031234,401	45° 26' 03.4122"	8° 47' 54.9633"	Piezometro
MP-47	1484171,607	5031149,627	45° 26' 00.6569"	8° 47' 50.2743"	Piezometro
MP-48	1483708,281	5032493,968	45° 26' 44.1803"	8° 47' 28.7900"	Piezometro
MP-49	1484411,104	5031990,265	45° 26' 27.9161"	8° 48' 01.2012"	Piezometro
B-1	1484284,987	5031889,985	45° 26' 24.6565"	8° 47' 55.4075"	Piezometro (vecchio tipo)
B-2	1484302,883	5031762,582	45° 26' 20.5296"	8° 47' 56.2459"	Piezometro (vecchio tipo)
B-3	1484222,475	5031786,727	45° 26' 21.3055"	8° 47' 52.5420"	Piezometro (vecchio tipo)
B-6	1484286,643	5031823,306	45° 26' 22.4960"	8° 47' 55.4914"	Piezometro (vecchio tipo)
B-7	1484179,960	5031797,762	45° 26' 21.6596"	8° 47' 50.5838"	Piezometro (vecchio tipo)
B-8	1484293,248	5031652,859	45° 26' 16.9734"	8° 47' 55.8150"	Piezometro (vecchio tipo)
DM-7	1484000,826	5031746,156	45° 26' 19.9727"	8° 47' 42.3445"	Piezometro (vecchio tipo)
DM-12	1484309,190	5031710,948	45° 26' 18.8570"	8° 47' 56.5421"	Piezometro (vecchio tipo)

Nord

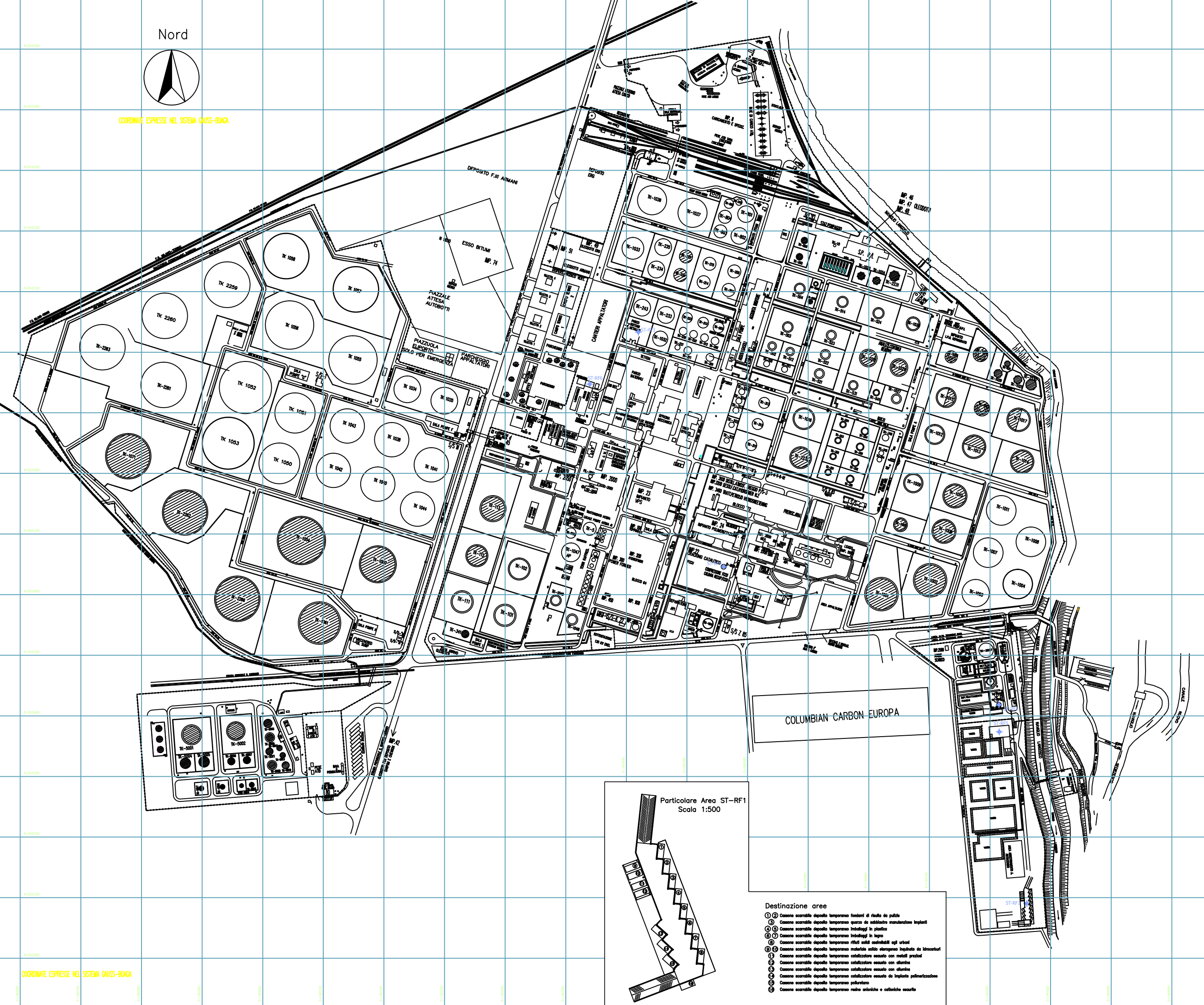


COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

DISEGNI DI RIFERIMENTO - REFERENCE DRAWINGS
 AO-16329 Planimetria georeferenziata approvvigionamento e distribuzione idrica
 AO-16330 Planimetria georeferenziata punti di emissione e trattamento degli scarichi in atmosfera
 AO-16331 Planimetria georeferenziata reti fognarie, sistemi di trattamento, emissione degli scarichi
 AO-16332 Planimetria georeferenziata rete pluviale
 AO-16333 Planimetria georeferenziata aree stoccaggio materie e rifiuti

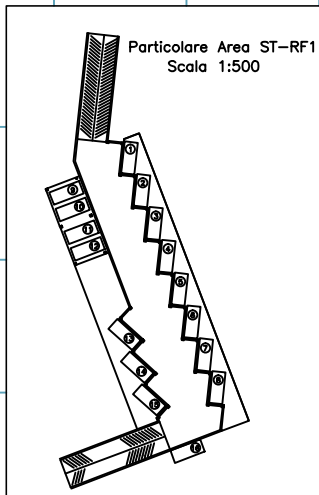
LEGENDA

AREE DI STOCCAGGIO RIFIUTI



PUNTI DI STOCCAGGIO RIFIUTI	
ST-RF1	NUOVA PIAZZOLA RIFIUTI
ST-RF2	TK 2524 STOCCAGGIO OLI ESAUSTI
ST-RF3	PARCO ROTTAMI METALLICI
ST-RF4	SILO D-803
ST-RF5	AREA CANTIERE ECODECO
ST-RF6	AREA LABORATORIO CHIMICO

Modifica gestionale della raffineria SARPOM di S. Martino di Tracate (NO)



- Destinazione aree
- ① Cassone scorrevole deposito temporaneo fonderie di risulta da pulite
 - ② Cassone scorrevole deposito temporaneo scorie da stabilizzatori manducando impianti
 - ③ Cassone scorrevole deposito temporaneo imballaggi in plastica
 - ④ Cassone scorrevole deposito temporaneo imballaggi in legno
 - ⑤ Cassone scorrevole deposito temporaneo rifiuti solidi combustibili agli urbi
 - ⑥ Cassone scorrevole deposito temporaneo materiale solido eterogeneo inquinato da idrocarburi
 - ⑦ Cassone scorrevole deposito temporaneo catalizzatore esausto con metalli preziosi
 - ⑧ Cassone scorrevole deposito temporaneo catalizzatore esausto con alluminio
 - ⑨ Cassone scorrevole deposito temporaneo catalizzatore esausto con silicio
 - ⑩ Cassone scorrevole deposito temporaneo catalizzatore esausto da impianti polimerizzazione
 - ⑪ Cassone scorrevole deposito temporaneo polveruleno
 - ⑫ Cassone scorrevole deposito temporaneo resine antiche e catalitiche esauste

05-12	1	EMISSIONE PER VIA 2012	WCF	DD	DD
09-09	0	PRIMA EMISSIONE	INTELIS	MAOTTI/POLLASTRI	
DATE	REV.	DESCRIPTION	BY	CHKD	APP.

SARPOM
SOC. AZ. RAFFINERIA PADANA OLI MINERALI

SCALA: 2000
 DATA: 09-2009
 PROGETTO: INTELIS
 VERIFICA: CHD
 APPROVAZIONE: APP.

TIPO DOCUMENTO: DWG
 NOME FILE: AO-16333
 TIPO DOCUMENTO: PRAMIN

AUTORE: GEN
 NUMERO: 0001
 REALIZZATO: INTELIS
 NUMERO DOCUMENTO: AO-16333
 PRIMA: AO
 DATA: 09-2009

COORDINATE ESPRESSE NEL SISTEMA GAUSS-BONGA

TABELLA ALLEGATA ALLA TAVOLA A0-16333 - PLANIMETRIA GEOREFERENZIATA AREE STOCCAGGIO MATERIE E RIFIUTI					
AREE DI STOCCAGGIO RIFIUTI	COORDINATE GAUSS-BOAGA		COORDINATE WGS84		IDENTIFICAZIONE AREA
	EST	NORD	LATITUDINE	LONGITUDINE	
ST-RF1	1484273,924	5031090,434	45° 25' 58.7471"	8° 47' 54.9902"	Piazzola rifiuti solidi speciali (nuova)
ST-RF2	1484217,777	5031416,202	45° 26' 09.2987"	8° 47' 52.3685"	Serbatoio TK2524 (stoccaggio olii esausti)
ST-RF3	1483619,931	5032033,148	45° 26' 29.2406"	8° 47' 24.7781"	Parco rottami ferrosi
ST-RF4	1483760,620	5031645,705	45° 26' 16.7258"	8° 47' 31.1446"	Soli D-803
ST-RF5	1484215,391	5031373,507	45° 26' 07.9432"	8° 47' 52.1082"	Area cantiere Ecodeco
ST-RF6	1483539,493	5031947,366	45° 26' 26.4821"	8° 47' 20.9302"	Area laboratorio chimico