

Allegato B18

Relazione tecnica dei processi produttivi

INDICE

1	INTRODUZIONE	1
1.1	IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC	2
1.2	EVOLUZIONE NEL TEMPO DEL COMPLESSO	2
2	DESCRIZIONE DELLO STABILIMENTO	5
2.1	DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI E DEI PROCESSI PRODUTTIVI	7
2.1.1	Impianto 100 – Topping	7
2.1.1.1	Preriscaldamento e desalificazione del grezzo	8
2.1.1.2	Riscaldamento del grezzo e forno	8
2.1.1.3	Colonna di distillazione atmosferica e ricicli condizionati	8
2.1.1.4	Prelievi laterali	9
2.1.1.5	Prodotto di fondo colonna	9
2.1.1.6	Prodotto di testa colonna	9
2.1.2	Impianto 200 – Desolforazione e splitter nafta	9
2.1.3	Impianto 200A – Nuova desolforazione gasoli (NHDS)	10
2.1.4	Impianto 300 – Desolforazione kerosene	10
2.1.5	Impianto 400 – Desolforazione gasoli	11
2.1.6	Impianto 500 – Powerformer	12
2.1.6.1	Preriscaldamento della carica e circuito di reazione	12
2.1.6.2	Condensazione dell’effluente di reazione e separazione del gas	12
2.1.6.3	Stabilizzazione della benzina riformata e recupero GPL	13
2.1.6.4	Essiccamento e riciclo del gas	13
2.1.6.5	Lavaggio e compressione del gas prodotto	13
2.1.6.6	Circuito di rigenerazione dei reattori	13
2.1.6.7	Circuito di produzione del vapore	13
2.1.6.8	Sistema dell’acqua di raffreddamento delle macchine	14
2.1.7	Impianto 600 – Vacuum	14
2.1.7.1	Ricevimento della carica, preriscaldamento e forno	14
2.1.7.2	Colonna e sistema di vuoto	14
2.1.7.3	Produzione di gasoli da vuoto e ricicli	15
2.1.7.4	Overflash	16
2.1.7.5	Residuo fondo colonna vacuum e quenching	16
2.1.8	Impianto 700 – Gofiner	16
2.1.8.1	Preriscaldamento e circuito di reazione	17
2.1.8.2	Condensazione e separazione dell’idrogeno	17
2.1.8.3	Frazionamento e strippaggio del prodotto	17
2.1.8.4	Lavaggio e compressione dei gas	17
2.1.8.5	Generazione di vapore	18
2.1.9	Impianto 700A - Splitting gofinato	18
2.1.10	Impianto 900 – Frazionamento benzine leggere	18
2.1.10.1	Circuito di lavaggio del GPL e splitter C3/C4	19
2.1.10.2	Circuito della deisopentanizzatrice	19
2.1.10.3	Circuito di debenzolaggio	19
2.1.11	Impianto 1000 – Isomerizzazione	19
2.1.11.1	Circuito del gas di reintegro	20
2.1.11.2	Circuito della carica liquida ai reattori	20
2.1.11.3	Circuito di reazione	21

2.1.11.4	Circuito di stabilizzazione della benzina isomerizzata	21
2.1.11.5	Circuito della colonna deisoesanizzatrice	21
2.1.11.6	Circuito di rigenerazione degli essiccatori	22
2.1.11.7	Post-frazionatore (1000-T103)	22
2.1.12	<i>Impianto 1600 – Visbreaking</i>	22
2.1.12.1	Preriscaldamento della carica, forno e soaker	22
2.1.12.2	Colonna di preseparazione liquido/vapore (T301)	23
2.1.12.3	Colonne di frazionamento e strippaggio (T101-T102-T103-T311)	23
2.1.12.4	Generazione di vapore	23
2.1.13	<i>Impianto 1600A - Thermal cracking</i>	23
2.1.13.1	Area thermal cracking	24
2.1.13.2	Area di distillazione atmosferica	24
2.1.13.3	Area di distillazione sotto vuoto	25
2.1.14	<i>Impianto 1800 – Ultra desolforazione gasolio (UDS)</i>	25
2.1.15	<i>Impianto 3000 – Solvent deasphalting (SDA)</i>	26
2.1.15.1	Sezione di separazione	26
2.1.15.2	Sezione di strippaggio	27
2.1.15.3	Sezione di recupero del solvente	27
2.2	<i>DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI/SERVIZI DI SUPPORTO AL PROCESSO DI RAFFINAZIONE</i>	27
2.2.1	<i>Impianto 800 - Produzione idrogeno</i>	27
2.2.2	<i>Impianto 1900 - Tubazioni di collegamento</i>	28
2.2.3	<i>Impianto 2000 – CTE e Impianto 2000A - Turbogas</i>	29
2.2.3.1	Impianto 2000 -CTE	30
2.2.3.2	Impianto 2000/A – Turbogas	35
2.2.4	<i>Impianto 2100 – Gestione e distribuzione dell'energia elettrica</i>	37
2.2.4.1	Sezione dedicata alla CTE	37
2.2.4.2	Sezione Dedicata al Turbogas	38
2.2.5	<i>Impianto 2200 - Blow down e torcia</i>	39
2.2.6	<i>Impianto 2300 – Produzione di aria compressa</i>	41
2.2.7	<i>Impianto 2400 - Distribuzione olio e gas combustibile</i>	41
2.2.8	<i>Impianto 2500 - Distribuzione acqua di mare</i>	41
2.2.9	<i>Impianto 2600 – Pretrattamento e demineralizzazione delle acque</i>	42
2.2.9.1	Recupero condense	42
2.2.9.2	Pretrattamento	43
2.2.9.3	Demineralizzazione	44
2.2.9.4	Addolcimento	45
2.2.9.5	Potabilizzazione	45
2.2.9.6	Circuito di raffreddamento macchine	45
2.2.10	<i>Impianto 2700 - Sistema della Soda Caustica</i>	46
2.2.11	<i>Impianto 3020 – Flushing oil</i>	46
2.2.12	<i>Impianto 6000 - Filtri a sale</i>	46
2.2.13	<i>Interconnecting Raffineria ISAB Sud – ISAB Nord</i>	46
2.3	<i>DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI/SERVIZI A SALVAGUARDIA DELL'ATMOSFERA</i>	47
2.3.1	<i>Sistema centralizzato di camini</i>	48
2.3.2	<i>Impianto 1100 – Lavaggio fuel gas e rigenerazione MDEA</i>	48
2.3.2.1	Sezione di lavaggio dell'off gas	49
2.3.2.2	Sistema di rigenerazione della MDEA	49

2.3.3	<i>Impianto 1200/1200A – Produzione zolfo e maxisulf</i>	50
2.3.4	<i>Impianto 1300 - Stoccaggio e solidificazione dello zolfo liquido</i>	51
2.3.5	<i>Impianto recupero vapori CVT</i>	52
2.4	<i>DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI/SERVIZI A SALVAGUARDIA DEL SISTEMA IDRICO</i>	53
2.4.1	<i>Sistema fognario</i>	53
2.4.1.1	<i>Rete acque bianche e meteoriche</i>	53
2.4.1.2	<i>Rete acque sanitarie</i>	54
2.4.1.3	<i>Rete acque semioleose</i>	54
2.4.1.4	<i>Rete acque oleose non etilate</i>	54
2.4.1.5	<i>Rete acque oleose etilate</i>	55
2.4.2	<i>Impianto 1400 - Strippaggio delle acque acide (SWS)</i>	55
2.4.3	<i>Trattamento slop</i>	56
2.4.4	<i>Impianto 2800 - Trattamento acque di scarico</i>	56
2.4.4.1	<i>Trattamento primario di separazione gravimetrica</i>	57
2.4.4.2	<i>Trattamento secondario di flocculazione e flottazione</i>	57
2.4.4.3	<i>Trattamento terziario biologico</i>	58
2.4.4.4	<i>Trattamento terziario di filtrazione</i>	59
2.4.4.5	<i>Sezione ispessimento fanghi</i>	59
2.4.5	<i>Canale di scarico</i>	59
3	<i>MATERIE PRIME E PRODOTTI</i>	61
3.1	<i>STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E PRODOTTI</i>	61
3.2	<i>MOVIMENTAZIONE DELLE MATERIE PRIME E DEI PRODOTTI</i>	67
3.3	<i>PRESENZA DI SOSTANZE PERICOLOSE</i>	70
4	<i>COMBUSTIBILI UTILIZZATI</i>	72
5	<i>CONSUMO DI RISORSE IDRICHE</i>	73
6	<i>BILANCIO ENERGETICO</i>	74
7	<i>EMISSIONI IN ACQUA</i>	75
8	<i>EMISSIONI IN ATMOSFERA</i>	76
8.1	<i>EMISSIONI CONVOGLIATE</i>	76
8.2	<i>EMISSIONI DIFFUSE E FUGGITIVE</i>	80
9	<i>PRODUZIONE E DEPOSITO DI RIFIUTI</i>	81
10	<i>GESTIONE DEL COMPLESSO</i>	83
10.1	<i>MANUTENZIONE PROGRAMMATA</i>	83
10.1.1	<i>Tempi di fermata per manutenzione</i>	84
10.2	<i>SALA CONTROLLO DEGLI IMPIANTI</i>	85
10.3	<i>IMPIANTI E SERVIZI ANTINCENDIO</i>	85

INTRODUZIONE

La presente relazione descrive in modo sintetico l'evoluzione nel tempo della Raffineria ISAB Impianti Sud di Priolo Gargallo (SR) di ISAB S.r.l. (ex ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A.), il suo ciclo produttivo e i flussi in ingresso ed in uscita dalla stessa.

In data 01/12/2008 ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A ha conferito a ISAB S.r.l. il Complesso Raffineria ISAB Impianti SUD, costituito dagli impianti di raffinazione petrolifera comprensivi delle centrali termoelettriche denominate "CTE" e "Turbogas".

In data 01/10/2008, ERG Nuove Centrali ha ceduto la proprietà degli impianti termoelettrici denominati "CTE" e "Turbogas", siti presso il Complesso Raffineria ISAB Impianti SUD, ad ERG Raffinerie Mediterranee; pertanto, dal 01/10/2008 al 31/11/2008, tutti gli impianti del "Complesso Raffineria ISAB Impianti SUD", che prima erano suddivisi in "ERG Nuove Centrali Impianti Sud" e "Raffineria ISAB Impianti SUD", sono stati afferenti all'unico proprietario e gestore ERG Raffinerie Mediterranee.

L'avvio dell'iter procedurale per il rilascio dell'AIA di ERG Nuove Centrali Impianti Sud è stato comunicato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) a ERG Nuove Centrali S.p.A. con prot. DSA-2007-0008681 del 22.03.2007.

Con Prot. DSA-2008-0005914 del 29.02.2008 (pratica n. DSA-RIS-AIA-00-[2006.0052]), il MATTM ha comunicato a ERG Nuove Centrali S.p.A. una richiesta di integrazioni e chiarimenti alla istanza di AIA presentata. La stessa società ha quindi dato seguito alle richieste trasmettendo tutti gli elaborati tecnici necessari con lettera Prot. ENC/2008/U/000122 del 15.05.2008.

L'avvio dell'iter procedurale per il rilascio dell'AIA della Raffineria ISAB Impianti SUD è stato comunicato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) a ERG Nuove Centrali S.p.A. con prot. DSA-2007-0029435 del 14.11.2007.

In seguito all'acquisizione di "ERG Nuove Centrali Impianti Sud", ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A ha richiesto al Ministero dell'Ambiente di accorpare gli iter istruttori per il rilascio delle Autorizzazioni Integrate Ambientali agli impianti "Raffineria ISAB Impianti SUD" e "ERG Nuove Centrali Impianti Sud" in un unico procedimento per il "Complesso Raffineria ISAB Impianti SUD" di ERG Raffinerie Mediterranee. Il Ministero dell'Ambiente, con Lettera Prot. DSA-2008-0031080 del 31/10/2008, ha disposto di dar luogo al richiesto accorpamento dei due iter procedurali.

La documentazione di AIA, di cui questa relazione costituisce l'Allegato B18, sostituisce integralmente la suddetta documentazione di AIA presentata da ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A., per la Raffineria ISAB Impianti SUD, e da ERG Nuove Centrali S.p.A., per l'impianto ERG Nuove Centrali Impianti Sud.

La presente documentazione di AIA è coerente con il nuovo assetto societario e impiantistico del Complesso Raffineria ISAB Impianti SUD e presenta i dati storici aggiornati all'anno 2008.

1.1 IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC

Ai sensi dell'allegato 1 del DLgs 59/05, Il "Complesso Raffineria ISAB Impianti SUD" (Complesso o Raffineria) ricade nella categoria 1.2 – Raffinerie di petrolio e di gas. Il Complesso ha una capacità lavorativa di 12.000.000 t/anno di petrolio grezzo autorizzata dall'Assessorato Industria della Regione Sicilia con D.A. n. 1094 del 12/08/97.

1.2 EVOLUZIONE NEL TEMPO DEL COMPLESSO

Il Complesso sorge su un'area di circa 400 ettari, nella parte sudorientale della Sicilia, nella baia di Santa Panagia, tra Augusta e Siracusa, a 3 km dal porto di Siracusa.

Il Complesso, la cui costruzione ebbe inizio nel 1972, operativo dal 1975, fu concepito quale raffineria a "contenuto ecologico totale" attraverso la costruzione di impianti in grado di soddisfare la crescente domanda di prodotti a basso impatto ambientale (in particolare gasolio a basso tenore di zolfo e benzina senza piombo), nel rispetto dell'ambiente circostante. Pertanto l'evoluzione tecnologica degli impianti di processo è stata sempre accompagnata da un adeguamento degli impianti di riduzione/abbattimento delle emissioni.

Di seguito si riportano le modifiche significative apportate al Complesso nel corso degli anni.

Modifiche apportate nel 1983:

- Impianto 2600: installazione dell'impianto di pretrattamento delle acque e modifica all'impianto di acqua demi (1983)

Modifiche apportate nel 1992:

- Impianto 2000: rilocalizzazione del quadro di controllo dei comandi per l'accensione dei generatori di vapore (1992)
- Impianto 2000: installazione del sistema di supervisione e controllo *Distributed Control System* (DCS) nella sala controllo

Modifiche apportate nel 1995:

- variazione destinazione d'uso del serbatoio TK 208 dell'impianto 2600 (ex TK103 dell'impianto 2400), da olio ad acqua demineralizzata

Modifiche apportate nel 1997:

- installazione del serbatoio TK 203 (impianto 2600), contenente acqua industriale pretrattata

Modifiche apportate nel 1998:

- adeguamento tecnologico dell'impianto Visbreaking (1600), consistente nell'inserimento di una nuova sezione di frazionamento sotto vuoto del prodotto residuo ottenuto dalla colonna di prefrazionamento e dalla colonna principale
- adeguamento tecnologico dell'impianto Isomerizzazione (1000), consistente nell'aggiunta di una pompa di riserva per l'invio del prodotto a stoccaggio e nel potenziamento del sistema di raffreddamento con l'aggiunta di un terzo scambiatore per permettere un maggiore recupero termico
- Adeguamento tecnologico dell'impianto 2000 consistente in:
 - realizzazione del progetto di tutto parallelo con inserimento dei trasformatori d'isolamento degli alternatori
 - installazione del terzo trasformatore 2100-TR 101/C da 20 MVA per il prelievo di energia elettrica dalla rete ENEL
 - installazione dei soffiatori EOLO nei generatori di vapore (operazione avvenuta anche nel 2000 e nel 2006)

Modifiche apportate nel 1999:

- dismissione dell'inceneritore
- adeguamento tecnologico dell'impianto Visbreaking (2° step), consistente nell'inserimento di una nuova sezione di frazionamento sotto vuoto del prodotto residuo ottenuto dalla colonna di prefrazionamento e dalla colonna principale
- realizzazione di nuove linee nell'area impianti per il collegamento della sezione Vuoto dell'impianto Visbreaking all'impianto Tubazioni di collegamento (1900)
- realizzazione dell'impianto Solvent Deasphalting (SDA - 3000)
- adeguamento tecnologico dell'impianto Gofiner (700), consistente nella realizzazione di una linea di polmonazione dell'accumulatore di carica
- modifiche in area impianti di processo per ottenere la stabilizzazione della benzina riformata leggera
- modifiche in area movimentazione prodotti per ricezione di olio deasfaltato (DAO) dall'impianto SDA (3000)
- modifiche in area movimentazione prodotti per ottimizzare il sistema di interconnessione tra il Complesso e l'impianto Integrato di Gassificazione a Ciclo Combinato (IGCC) di proprietà della società ISAB Energy S.r.l.
- modifiche in area movimentazione per la spedizione di GPL via terra
- modifiche in area movimentazione per migliorare l'operatività del caricamento GPL via terra
- sostituzione dell'oleodotto n.33 con un nuovo oleodotto per gasolio e zavorra (denominato ugualmente oleodotto 33), dalle piattaforme 1-2-7 fino alle piattaforme 5-6 del pontile di Santa Panagia
- adeguamento tecnologico dell'impianto Desolforazione gasoli (400)

Modifiche apportate nel 2000:

- realizzazione dell'area di stoccaggio e spedizione gasolio al 0,05% di zolfo.
- installazione dei bruciatori a bassa emissione di NOx nell'impianto 2000

Modifiche apportate nel 2003:

- adeguamento tecnologico dell'impianto 2000 consistente nell'installazione di un nuovo quadro elettrico da 15 kV in C401.

Modifiche apportate nel 2004:

- adeguamento tecnologico dell'impianto Nuova desoformazione gasoli (200A), consistente nella sostituzione del reattore 200-R-301 con due reattori gemelli (200-R-401 A/B) al fine di disporre del volume di catalizzatore necessario per ottenere una desoformazione a 10 ppm
- revamping dell'impianto Powerformer (500), consistente nella sostituzione degli interni della colonna stabilizzatrice riformata e potenziamento del sistema di raffreddamento del reintegro del gas di aspirazione dal compressore di riciclo. La portata di carica passa da 250 m³/h a 270 m³/h e la produzione di gas ricco di idrogeno da 59.000 Nm³/h a 61.000 Nm³/h. L'incremento di produzione di gas ricco di idrogeno (2.000 Nm³/h) sarà utilizzato dall'impianto 1800
- revamping dell'impianto Produzione zolfo e maxisulf (1200/1200A), consistente nell'incremento della capacità di produzione di zolfo da 360 t/g a 480 t/g mediante il funzionamento simultaneo delle quattro linee Claus esistenti del 1200 e di un terzo reattore nel 1200A.

Modifiche apportate nel 2006:

- messa in esercizio (20 ottobre 2006) del nuovo impianto di Ultra desoformazione gasoli (UDS – 1800).

Modifiche apportate nel 2007:

- messa in esercizio del nuovo turbogas (impianto 2000A).

DESCRIZIONE DELLO STABILIMENTO

Il Complesso svolge l'attività di trasformazione del petrolio grezzo a medio/alto tenore di zolfo in prodotti petroliferi commerciabili. Il petrolio grezzo è una miscela di differenti tipi di idrocarburi contenente piccole quantità di impurità (composti dello zolfo e dell'azoto) la cui composizione varia in maniera significativa a seconda della provenienza del grezzo.

Il ciclo produttivo può essere distinto in quattro fasi principali:

- approvvigionamento del grezzo;
- raffinazione del grezzo;
- immagazzinamento dei prodotti finiti;
- spedizione dei prodotti.

Il petrolio grezzo viene trasportato per nave fino al pontile dove bracci di carico collegano le navi agli oleodotti e mediante questi viene trasferito nei serbatoi di stoccaggio situati sull'area principale del Complesso, ad una distanza di circa 3 km dal pontile. Il grezzo viene quindi inviato dai serbatoi di stoccaggio agli impianti di raffinazione primaria da cui si ottengono prodotti che vengono inviati direttamente agli impianti di ulteriore raffinazione o stoccati in serbatoi in attesa di essere raffinati. La prima fase di raffinazione del grezzo prevede la dissalazione e la susseguente distillazione per ottenere i principali tagli petroliferi sotto forma di semilavorati (benzina, kerosene leggero e pesante, gasolio leggero medio e pesante, residuo). La seconda fase è costituita da un complesso di operazioni che trattano i semilavorati allo scopo di trasformarli in prodotti commerciabili e di elevare la resa dei prodotti più pregiati.

I principali processi sono i seguenti (in parentesi si riportano gli impianti di riferimento):

- distillazione atmosferica primaria (impianto 100);
- desolforazione dei tagli petroliferi più leggeri (impianti 200, 200A, 300,400);
- ultra desolforazione del gasolio (impianto 1800);
- reforming ed isomerizzazione delle benzine allo scopo di innalzarne il numero di ottano (impianti 500, 1000);
- distillazione sotto vuoto del residuo della distillazione primaria (impianto 600) da cui si ottengono gasolio e frazioni più pesanti da sottoporre a desolforazione (impianti 700, 700A) ed un fondo da sottoporre a cracking termico mediante visbreaking (impianto 1600);
- cracking termico delle frazioni più pesanti (ad eccezione del residuo) per ottenere benzina e gasolio leggero (impianto 1600A);
- solvent deasphalting (impianto 3000) per la produzione di asfalto dal residuo di visbreaking, allo scopo di alimentare l'impianto di gassificazione del complesso IGCC di ISAB Energy. Tale impianto, di proprietà ISAB, è gestito da ISAB Energy Service e pertanto ogni valutazione ambientale in merito è stata riportata all'interno della documentazione di AIA del complesso IGCC;

- frazionamento delle benzine leggere (impianto 900) per raggiungere le specifiche commerciali.

I principali prodotti finali della lavorazione del petrolio grezzo risultano essere:

- fuel gas;
- GPL;
- virgin nafta;
- benzina senza piombo;
- kerosene;
- gasoli per autotrazione e riscaldamento;
- oli combustibili;
- zolfo.

Concluso il processo di raffinazione i prodotti finiti sono convogliati, mediante linee di collegamento, al parco serbatoi avente capacità totale di stoccaggio di circa 2.260.000 m³. Infine i prodotti sono spediti via oleodotto (ai depositi e/o alle industrie limitrofe), via autobotte (per il mercato locale) o via mare (per il mercato nazionale e internazionale).

Vi sono inoltre i seguenti impianti/servizi di supporto al processo di raffinazione:

- impianto per la produzione di idrogeno per i desolforatori (impianto 800);
- tubazioni di collegamento (impianto 1900);
- impianto di recupero dei vapori dell'area di Carico Via Terra (CVT);
- centrale termoelettrica denominata CTE costituita da tre gruppi di generazione da 139,6 MWt (potenza di targa di ogni singolo gruppo) alimentati a olio combustibile/fuel gas e composti ciascuno da una caldaia, una turbina a vapore e un alternatore (impianto 2000);
- Centrale turbogas (turbina, generatore di vapore a recupero, degasatore) alimentata a metano da 286 MWt (impianto 2000/A);
- gestione e distribuzione dell'energia elettrica (impianto 2100);
- blow down e torcia (impianto 2200), comprendente tutti i sistemi di sicurezza necessari a scaricare i vapori ed i liquidi dalle valvole di sicurezza e di regolazione;
- produzione di aria compressa per servizi e per la strumentazione (impianto 2300);
- distribuzione di olio e gas combustibile (impianto 2400) ai forni degli impianti ed alla centrale termoelettrica (impianto 2000);
- distribuzione di acqua di mare (impianto 2500);
- pretrattamento e demineralizzazione delle acque (impianto 2600);
- soda caustica (impianto 2700);
- impianto di flushing oil (impianto 3020) a servizio dell'impianto 3000 e dell'impianto di gassificazione del complesso IGCC. Tale impianto, di proprietà ISAB S.r.l. è gestito da ISAB Energy e pertanto ogni valutazione ambientale in merito è stata riportata all'interno della documentazione di AIA del complesso IGCC;
- filtri a sale (impianto 6000).

Sono infine presenti i seguenti impianti/servizi a salvaguardia sia dell'atmosfera che del sistema idrico:

- lavaggio di fuel gas e rigenerazione della metildietanolamina (MDEA) (impianto 1100), per rimuovere l'idrogeno solforato dai gas acidi che si formano durante i processi di raffinazione del petrolio;
- impianto di produzione di zolfo e maxisulf (impianto 1200) che estrae lo zolfo dall'idrogeno solforato e lo immagazzina in fase liquida;
- stoccaggio e solidificazione dello zolfo liquido proveniente dall'impianto 1200 (impianto 1300);
- sistema centralizzato di camini, composto dal camino sud e dal camino nord, che raccoglie gli effluenti gassosi provenienti dagli impianti;
- sistema fognario, costituito da cinque reti distinte di canalizzazione di acque bianche e meteoriche, sanitarie, semioleose, oleose non etilate, oleose etilate;
- strippaggio delle acque acide (impianto 1400) che ha la funzione di rimuovere l'idrogeno solforato e l'ammoniaca dalle acque di processo;
- trattamento slop, avente la funzione di separare il liquido proveniente dal drenaggio dei serbatoi del petrolio grezzo e da altri processi/trattamenti nelle due frazioni oleosa ed acquosa;
- trattamento acque di scarico (impianto 2800), avente la funzione di depurare tutti gli scarichi idrici degli impianti e l'acqua di zavorra delle petroliere.

La Raffineria è funzionalmente connessa con il vicino impianto IGCC di ISAB Energy, che provvede alla gassificazione degli asfalti del Complesso.

2.1

DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI E DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Di seguito è riportata la descrizione dei singoli impianti e dei relativi processi produttivi. Nell'*Allegato A.25* sono riportati uno schema sintetico complessivo dei processi produttivi (A25.0) e gli schemi di flusso relativi ai singoli impianti. Sono di seguito descritti anche gli impianti di proprietà ISAB S.r.l. ma gestiti da altre società e pertanto inseriti nelle rispettive documentazioni di AIA (3000 e 3020).

2.1.1

Impianto 100 – Topping

L'impianto lavora petrolio grezzo di media densità ad una pressione di poco superiore a quella atmosferica, con una capacità lavorativa di circa 36.000 t/g (Allegati A25.0 e A25.1). Il grezzo, dopo un processo di desalinizzazione e riscaldamento, arriva nella colonna di distillazione dalla quale escono i seguenti sei tagli:

- distillato di testa (gas e virgin nafta);
- kerosene leggero;
- kerosene pesante;
- gasolio leggero;
- gasolio medio;
- gasolio pesante;
- residuo.

I tagli ottenuti possono costituire la carica per altre unità del Complesso oppure possono essere usati come componenti di prodotti finali.

Il ciclo dell'impianto, per renderlo più chiaro, è stato suddiviso nelle seguenti sottofasi:

- preriscaldamento e desalificazione del grezzo;
- riscaldamento del grezzo e forno;
- colonna di distillazione 100-T101 e ricicli condizionati;
- prelievi laterali;
- circuito prodotto di fondo colonna 100-T101;
- circuito del prodotto di testa della colonna 100-T101.

2.1.1.1 Preriscaldamento e desalificazione del grezzo

Il grezzo viene pompato in una serie di scambiatori di calore nei quali subisce un graduale aumento di temperatura a spese del calore dei prodotti caldi in uscita dalla colonna di distillazione atmosferica, dei ricicli condizionati e dei prodotti provenienti dagli impianti Powerformer, Thermal cracking e Vacuum.

Il grezzo viene quindi additivato con acqua proveniente dall'impianto di strippaggio delle acque acide (1400) e dall'impianto di thermal cracking ed entra in due desalificatori nei quali, sfruttando energia elettrica ad alto voltaggio, viene eliminato quasi integralmente il contenuto acquoso e salino.

2.1.1.2 Riscaldamento del grezzo e forno

Il grezzo prelevato dai desalificatori è inviato, mediante pompe di rilancio, in una seconda serie di scambiatori nei quali si riscalda assorbendo calore dai prodotti e dai ricicli condizionati via via più caldi e provenienti sia dalla colonna di distillazione degli impianti Topping (100) e Vacuum (600) che dall'effluente del reattore dell'impianto di Nuova desolfurazione dei gasoli (200A).

Dopo aver recuperato calore nel treno di scambio, il grezzo desalificato va al forno F101, avente una potenza termica di targa pari a 234,8 MW, che fornisce il calore per scaldare e vaporizzare parzialmente il grezzo: la temperatura del grezzo in uscita dal forno indica il grado di vaporizzazione del grezzo e la quantità di calore fornita alla colonna di distillazione.

Nella sezione convettiva del forno è installato un surriscaldatore di vapore che viene usato per lo strippaggio dei tagli laterali e del residuo.

2.1.1.3 Colonna di distillazione atmosferica e ricicli condizionati

La carica parzialmente vaporizzata viene introdotta nella colonna di distillazione atmosferica. Nella parte al di sopra dell'alimentazione si realizza il frazionamento del grezzo in sei tagli: un prodotto di testa e cinque tagli laterali, mentre nella parte al di sotto dell'alimentazione si realizza lo strippaggio del residuo di distillazione. Il carico di liquido e di vapore sui piatti della colonna, il bilancio termico e l'efficienza del frazionamento sono realizzati mediante un flusso di testa e tre ricicli laterali che ritornano in colonna dopo opportuno raffreddamento.

2.1.1.4 Prelievi laterali

La colonna di distillazione atmosferica ha cinque punti di estrazione laterale. I prodotti prelevati vengono strippati con vapore nei punti di prelievo laterali, i prodotti più volatili ritornano alla colonna di distillazione mentre i fondi, previo raffreddamento con il grezzo di carica e con refrigeranti ad aria ed acqua, vengono mandati agli ulteriori trattamenti oppure allo stoccaggio. Il gasolio medio (GOM) viene inviato agli impianti 400 o 1800, il kerosene leggero (KEL) e pesante (KEP) all'impianto 300 ed il gasolio leggero (GOL), dopo lo strippaggio, viene inviato caldo in carica all'impianto Nuova desolfurazione gasoli (200A) o dopo raffreddamento all'impianto di desolfurazione (400). Infine il gasolio pesante (GOP) è inviato in carica all'impianto 600.

2.1.1.5 Prodotto di fondo colonna

Dal fondo della colonna di distillazione si estrae la frazione più pesante del grezzo che viene pompata in una serie di scambiatori ed inviata a stoccaggio oppure, in caso di assetto integrato, cede calore al ribollitore della deetanizzatrice dell'impianto 200 e viene inviata all'impianto Vacuum (600).

2.1.1.6 Prodotto di testa colonna

Dalla testa della colonna di distillazione atmosferica si estrae la frazione più leggera del petrolio grezzo di carica. I vapori provenienti dalla testa della colonna sono condensati parzialmente preriscaldando la carica ed il condensato, raccolto in un accumulatore, viene utilizzato come riflusso di testa della colonna. I vapori sono poi ulteriormente condensati mediante refrigeranti ad aria e ad acqua di mare e raccolti in un secondo accumulatore. Gli idrocarburi più volatili sono recuperati mediante compressore, recontacting e refrigerante con il condensato del secondo accumulatore.

Il distillato di testa (virgin nafta) è raccolto in un terzo accumulatore che costituisce il polmone di carica all'impianto di desolfurazione e frazionamento della benzina (200). L'effluente gassoso dal recipiente di ricontatto viene inviato all'impianto di lavaggio e rigenerazione dei gas (1100). L'acqua acida e basica che si separa nei tre accumulatori viene inviata all'impianto di strippaggio delle acque acide per il trattamento (1400).

2.1.2 *Impianto 200 – Desolfurazione e splitter nafta*

L'impianto ha una capacità lavorativa di 7.430 t/g del distillato di testa (virgin nafta, VN) proveniente dall'impianto 100 ed è adibito alla desolfurazione con annesso impianto di stabilizzazione e frazionamento della benzina prodotta (Allegati A25.0 e A25.2).

Questo impianto è in cascata con l'impianto di distillazione: il prodotto di distillazione di testa (virgin nafta), miscelato ad idrogeno, passa in un forno per il riscaldamento, quindi in due reattori dove, in presenza di un catalizzatore, si ha la trasformazione dello zolfo combinato in idrogeno solforato che viene avviato

all'impianto 1100. L'effluente passa poi nella torre deetanizzatrice, costituita da una colonna a piatti, viene prelevato dal fondo colonna ed inviato nella debutanizzatrice (colonna a piatti) dove si separano in testa i GPL e in fondo la benzina stabilizzata.

I GPL vengono lavati in una colonna di assorbimento a piatti con una soluzione in controcorrente di metildietanolamina (MDEA) per l'assorbimento dell'idrogeno solforato ed inviati all'impianto di frazionamento 900 (T101).

La benzina stabilizzata entra nel circuito di splitter nafta costituito da una colonna a piatti (T104) da cui esce un taglio laterale costituente la virgin nafta leggera (LVN), inviata all'impianto 900 (T103) ed uno di fondo, costituente la virgin nafta pesante (HVN), inviata all'impianto 500 e a stoccaggio.

2.1.3 *Impianto 200A – Nuova desolforazione gasoli (NHDS)*

L'impianto di desolforazione del gasolio ha una capacità di 6.120 t/g (Allegati A25.0 e A25.3). Il gasolio, proveniente dagli impianti Topping (100), Thermal cracking (1600A) e Visbreaking (1600), viene preriscaldato in due scambiatori insieme al treat gas, ricco di idrogeno, proveniente dall'impianto 500 e poi inviato al forno. In uscita dal forno le correnti di gasolio e treat gas si uniscono ed entrano nel reattore dove avvengono le reazioni con formazione di idrogeno solforato e gasolio leggero desolforato. L'effluente dal reattore passa in un primo separatore e poi in un secondo al fine di separare la fase liquida da quella gassosa per condensazione.

La fase liquida (gasolio leggero desolforato) viene inviata ad una colonna di strippaggio per eliminare l'acido solfidrico presente. Dalla colonna sono recuperati un prodotto di testa che comprende gas incondensabili (off gas) ed idrocarburi leggeri (wild nafta) ed il prodotto di fondo, costituito dal gasolio desolforato, che viene inviato allo stoccaggio previo raffreddamento.

La fase gassosa viene inviata ad una colonna di lavaggio con MDEA, che assorbe l'idrogeno solforato contenuto nel gas. Il gas lavato viene quindi recuperato per essere utilizzato come treat gas negli impianti 300 e 400. La MDEA, ricca di idrogeno solforato, viene inviata all'impianto di rigenerazione MDEA (1100).

2.1.4 *Impianto 300 – Desolforazione kerosene*

L'impianto per la desolforazione del kerosene leggero o pesante ha una capacità lavorativa di 4.416 t/g (Allegati A25.0 e A25.4).

La carica di kerosene, proveniente direttamente dal 1° e dal 2° taglio laterale della colonna di distillazione atmosferica o dallo stoccaggio, viene pompata attraverso un treno di scambio dove si preriscalda a spese del kerosene desolforato e strippato e dell'effluente di reazione.

La temperatura di reazione viene raggiunta nel forno che serve anche a riscaldare il gas ricco di idrogeno proveniente dagli impianti 200 e 200A ed il vapore necessario allo strippaggio: successivamente la carica viene miscelata con idrogeno ed inviata al reattore di desolforazione. L'effluente dal reattore, cedendo calore alla carica, viene parzialmente condensato ed il liquido è raccolto

in un primo separatore: i vapori sono ulteriormente condensati e separati dall'idrogeno solforato in un secondo separatore a temperatura più bassa.

Il gas contenente idrogeno (treat gas) uscente dai due separatori è inviato agli impianti di Desolforazione gasoli (400) ed al Powerformer (500).

La fase liquida (kerosene desolforato) viene inviata ad una colonna di strippaggio. Dalla colonna sono recuperati un prodotto di testa che comprende gas incondensabili (off gas), inviati all'impianto 1100, ed idrocarburi leggeri (wild nafta, inviata all'impianto topping), ed il prodotto di fondo, costituito dal kerosene desolforato, che viene inviato allo stoccaggio, previo raffreddamento.

2.1.5 *Impianto 400 – Desolforazione gasoli*

L'impianto per la desolforazione del gasolio può trattare gasolio medio proveniente dalla colonna di distillazione atmosferica dell'impianto 100, gasolio "testa vacuum" proveniente dall'impianto 600 o mix di gasolio proveniente dallo stoccaggio. L'impianto ha una capacità lavorativa di 3.870 t/g (Allegati A25.0 e A25.5).

Il gas ricco in idrogeno proveniente dagli impianti 200, 200A e 300 viene lavato con MDEA per eliminare l'acido solfidrico in esso contenuto: tale operazione impedisce l'inibizione del catalizzatore del reattore di desolforazione da parte dell'idrogeno solfidrico e contemporaneamente permette una pressione parziale dell'idrogeno più elevata.

La carica viene pompata attraverso un treno di scambio dove si preriscalda a spese del gasolio desolforato e strippato e dell'effluente di reazione.

La temperatura di reazione viene raggiunta nel forno che serve anche a riscaldare il gas ricco di idrogeno ed il vapore necessario allo strippaggio: successivamente la carica viene miscelata con idrogeno ed inviata al reattore di desolforazione. L'effluente dal reattore, cedendo calore alla carica, viene parzialmente condensato ed il liquido è raccolto in un primo separatore: i vapori sono ulteriormente condensati e separati dall'idrogeno solforato in un secondo separatore a temperatura più bassa.

Il liquido raccolto nei due separatori viene inviato in carica al circuito di strippaggio ed il prodotto desolforato viene quindi inviato a stoccaggio, previo raffreddamento.

Il gas proveniente dal separatore a bassa temperatura viene inviato ad una colonna di lavaggio con MDEA che assorbe l'idrogeno solforato contenuto nel gas. Il gas è quindi compresso e recuperato per essere utilizzato come treat gas nell'impianto 700 in miscela con l'idrogeno prodotto dall'impianto 800.

Fa parte dell'impianto anche una colonna di stabilizzazione della benzina (T152) in grado di processare sia la nafta proveniente dall'impianto Thermal cracking (1600A), sia la Virgin Nafta proveniente dal Topping, sia la benzina leggera proveniente dalla testa della colonna di frazionamento T103 dell'impianto di Isomerizzazione (1000): la benzina prodotta, a bassa tensione di vapore e alto

numero di ottano viene inviata direttamente al pool delle benzine; il GPL viene inviato all'impianto 200.

2.1.6 *Impianto 500 – Powerformer*

Tale impianto ha la finalità di innalzare il numero di ottano della virgin nafta desolforata pesante e stabilizzata (HVN) proveniente dall'impianto 200 o dal serbatoio di stoccaggio ed ha una capacità lavorativa di 4.860 t/g (Allegati A25.0 e A25.6). La virgin nafta è trattata su un catalizzatore al platino-renio in presenza di un gas ricco di idrogeno proveniente dall'impianto 300 ed in determinate condizioni di temperatura e pressione.

Per renderlo più chiaro, il ciclo dell'impianto è stato suddiviso nelle seguenti sottofasi:

- preriscaldamento della carica e circuito di reazione
- condensazione dell'effluente di reazione e separazione del gas
- stabilizzazione della benzina riformata e recupero di GPL
- essiccamento e riciclo del gas
- lavaggio e compressione del gas prodotto
- circuito di rigenerazione dei reattori
- circuito di produzione del vapore
- sistema dell'acqua di raffreddamento delle macchine.

2.1.6.1 **Preriscaldamento della carica e circuito di reazione**

La virgin nafta è pompata attraverso un treno di scambio dove si preriscalda a spese dell'effluente uscente dall'ultimo reattore per poi essere portata alla temperatura di reazione in un primo forno. Da qui entra nel circuito di reazione costituito da quattro reattori in serie operanti e da un quinto in fase di rigenerazione. Essendo il reforming catalitico un processo endotermico, al fine di portare la carica alla temperatura ottimale di reazione fra un reattore ed il successivo la carica è riportata in un forno.

2.1.6.2 **Condensazione dell'effluente di reazione e separazione del gas**

L'effluente uscente dall'ultimo reattore è raffreddato cedendo calore alla carica, ai ribollitori delle colonne della sezione di stabilizzazione ed al sistema di rigenerazione del dryer del gas di riciclo.

L'effluente raffreddato, previa condensazione in refrigeranti ad aria e ad acqua di mare, fluisce poi in un ricevitore al fine di separare la fase gassosa ricca in idrogeno dalla benzina riformata.

Dal separatore la benzina è pompata alla sezione di stabilizzazione per il recupero dei GPL mentre il gas ricco in idrogeno è inviato in parte alla sezione di riciclo, in parte a quella di lavaggio e compressione ed in parte all'impianto 1000.

2.1.6.3 Stabilizzazione della benzina riformata e recupero GPL

La benzina riformata è pompata dal separatore ad alimentare la deetanizzatrice al fine di liberarla dall'etano e dai componenti più leggeri dell'etano (idrogeno e metano): lo sfioro è inviato alla rete del gas combustibile del Complesso (impianto 2400).

La benzina uscente dalla deetanizzatrice alimenta la debutanizzatrice per la separazione dei GPL (propano e butano) che sono successivamente inviati allo stoccaggio e allo spitter C3/C4 (T101) dell'impianto 900.

La benzina riformata e stabilizzata è inviata, previo raffreddamento, a stoccaggio e ad un postfrazionatore dell'impianto 1000 (T103) per l'estrazione di uno stream ricco in benzene e destinato all'impianto 900 (colonna T102) per un ulteriore frazionamento.

2.1.6.4 Essiccamento e riciclo del gas

Il gas ricco in idrogeno una volta separato dalla benzina riformata, dopo essiccamento, è aspirato da un turbocompressore ed il gas compresso (gas di riciclo) è inviato a miscelarsi con la virgin nafta di carica. L'eccedenza, come sopra detto, è inviata all'impianto di Isomerizzazione (1000) e alla sezione di lavaggio e compressione.

2.1.6.5 Lavaggio e compressione del gas prodotto

L'eccedenza di gas ricco di idrogeno è raffreddata e lavata con una soluzione sodica in una apposita colonna; dopo ulteriore raffreddamento e separazione del liquido condensato il gas viene compresso ed inviato agli impianti di desolforazione 200 e 200A.

2.1.6.6 Circuito di rigenerazione dei reattori

La rigenerazione del catalizzatore è effettuata con azoto e aria. Il compressore di ricircolo posto in tale circuito invia la miscela gassosa a scaldarsi prima a spese dell'effluente dall'ultimo reattore e dopo in un forno. I gas della rigenerazione uscenti dal reattore cedono calore a quello entrante e, previo ulteriore raffreddamento, sono immessi in circolazione dal compressore di ricircolo.

2.1.6.7 Circuito di produzione del vapore

Il calore dei fumi dei forni di reazione è recuperato nelle zone convettive per produrre vapore ad alta pressione. L'acqua demineralizzata e degasata è preriscaldata nella zona convettiva del forno cosiddetto combinato ed inviata ad un accumulatore di vapore: il vapore liberato dall'accumulatore è surriscaldato nella zona convettiva del forno e poi è inviato alla rete di vapore ad alta pressione.

2.1.6.8 Sistema dell'acqua di raffreddamento delle macchine

Il sistema consiste in una circolazione chiusa di acqua opportunamente trattata e raffreddata al fine di asportare calore dalle varie macchine dell'impianto (compressori e pompe). Tale sistema è complementare al sistema centralizzato del Complesso.

2.1.7 *Impianto 600 – Vacuum*

L'impianto ha la funzione di frazionare il fondo colonna proveniente dall'impianto di distillazione atmosferica mediante una distillazione sotto vuoto ed ha una capacità lavorativa pari a 18.200 t/g (Allegati A25.0 e A25.7).

Per renderlo più chiaro, il ciclo dell'impianto è stato suddiviso nelle seguenti sottofasi:

- ricevimento della carica, preriscaldamento e forno;
- colonna e sistema di vuoto;
- produzione gasoli da vuoto e ricicli;
- overflash;
- residuo di fondo colonna vacuum e quenching.

2.1.7.1 Ricevimento della carica, preriscaldamento e forno

L'impianto riceve normalmente il residuo proveniente per via diretta dal fondo colonna dell'impianto 100 a cui può essere aggiunta una quota di residuo, a più bassa temperatura, proveniente dallo stoccaggio. Il residuo proveniente dalla distillazione atmosferica entra direttamente in un polmone di equalizzazione (polmone di carica), mentre quello proveniente dal serbatoio di stoccaggio è preriscaldato mediante la cessione di calore dal prodotto di fondo colonna di distillazione.

Il residuo proveniente dal polmone di carica, rilanciato dalle pompe, è inviato al forno per ricevere il calore necessario alla distillazione. Nella sezione convettiva del forno sono installati un serpentino per riscaldare la carica ed altri due adibiti al surriscaldamento del vapore d'acqua: uno surriscalda il vapore a media pressione, l'altro vapore a bassa pressione, utilizzato sia per lo strippaggio del fondo colonna vacuum sia come vapore di accompagnamento sulle due linee di trasferimento del forno.

2.1.7.2 Colonna e sistema di vuoto

La distillazione del residuo è condotta sotto vuoto ai minimi valori possibili per ottenere, con un valore prefissato della temperatura nella zona di separazione liquido/vapore (circa 400 °C), la massima vaporizzazione.

La fase liquida discendente (residuo da vuoto) viene strippata con vapore ed inviata all'impianto 1600, o al 3000, a stoccaggio e all'impianto di gassificazione (3100) del complesso IGCC.

I vapori provenienti dalla zona di separazione liquido/vapore sono frazionati nella zona di lavaggio in cui si ottiene la condensazione degli idrocarburi più pesanti che, ricadendo nella zona di separazione liquido/vapore, la lavano e ne asportano le eventuali tracce residue di coke e che sono prelevati in fase liquida. Il profilo termico della colonna è regolato attraverso il riciclo superiore, quello inferiore, il riflusso interno e l'olio di lavaggio (la parte di riciclo inferiore che è inviata al di sopra della zona di lavaggio).

Dalla colonna si ottengono i seguenti prodotti:

- distillato dalla testa della colonna
- gasolio leggero prelevato dal riciclo superiore (LVGO) (prima estrazione laterale)
- gasolio pesante prelevato dal riciclo inferiore (HVGO) (seconda estrazione laterale)
- overflash prelevato dal piatto a camino posto sopra la zona di separazione liquido/vapore (terza estrazione laterale)
- residuo dal fondo colonna.

I vapori che fuoriescono dalla testa della colonna, costituiti da vapore acqueo e da idrocarburi condensabili (frazioni leggere presenti nel residuo per imperfetta separazione o strippaggio nella colonna dell'impianto di distillazione atmosferica) ed incondensabili (frazioni leggere che si ottengono nel forno per cracking), attraversano dei precondensatori ad acqua di mare nei quali vengono abbattuti i vapori condensabili.

In colonna la depressione è realizzata mediante l'estrazione dei vapori non condensati, effettuata mediante una serie di eiettori a vapore intervallata da condensatori barometrici ed accumulatore delle condense in cui condensano gli idrocarburi ed il vapore d'acqua e ne avviene la separazione. L'acqua di condensa, acida, è inviata all'impianto di trattamento delle acque acide (1400) mentre gli idrocarburi (gasolio "testa vacuum") sono inviati allo stoccaggio e all'impianto 400. La fase gassosa (vent gas) del polmone di raccolta barometrico è inviata ad una sezione di lavaggio con MDEA e poi al sistema di brucio del forno (denominato vent gas recovery) o, in caso di emergenza, all'impianto di servizio blow down (2200).

2.1.7.3 Produzione di gasoli da vuoto e ricicli

Le prime due estrazioni laterali della colonna di distillazione rappresentano sia le produzioni di gasolio da vuoto (pesante e leggero) sia i due ricicli che, convenientemente raffreddati, ritornano in colonna per mantenere il corretto carico liquido/vapore, il bilancio termico e l'efficienza del frazionamento.

Il riciclo superiore viene raffreddato prima cedendo buona parte della sua entalpia per produrre vapore a media pressione, successivamente mediante l'utilizzo di refrigeranti ad aria e ad acqua di mare.

La produzione di gasolio leggero da vuoto (LVGO) è inviata alla temperatura di estrazione direttamente all'impianto di desolfurazione 700 e all'impianto 1600A, mentre l'eventuale eccedenza è inviata, previo raffreddamento ad aria, allo stoccaggio.

La seconda estrazione laterale è quella del gasolio pesante da vuoto (HVGO) il cui prelievo viene diviso in tre parti: la prima è riciclata in colonna come gasolio di lavaggio della griglia posizionata al di sotto del piatto di prelievo, la seconda costituisce la produzione di gasolio da vuoto pesante e viene inviata direttamente all'impianto di desolforazione 700 e all'impianto 1600A o, dopo refrigerazione ad aria, inviata a stoccaggio. La terza rappresenta il riciclo inferiore che viene raffreddato cedendo calore per la produzione di vapore a media pressione e in un refrigerante ad acqua, per poi rientrare nella colonna di distillazione.

2.1.7.4 Overflash

Dal piatto a camini inferiore della colonna, posizionato al di sopra della zona di separazione liquido/vapore, è prelevato il liquido di overflash che viene reimpresso nel fondo colonna.

2.1.7.5 Residuo fondo colonna vacuum e quenching

Il residuo di carica che rimane allo stato liquido nella zona di separazione liquido/vapore scende verso il fondo della colonna e da qui viene strappato (la zona è costituita da 4 piatti) con vapore surriscaldato a bassa pressione così da togliere i componenti leggeri ancora presenti.

La temperatura di fondo colonna viene mantenuta al valore desiderato riciclando residuo a più bassa temperatura (liquido di tempra) avendo ceduto calore alla carica proveniente dallo stoccaggio. In seguito, dopo raffreddamento in una serie di refrigeranti ad acqua temperata, il prodotto di fondo colonna è inviato in carica all'impianto Visbreaking (1600). In alternativa può essere inviato a cedere calore al grezzo di carica dell'impianto di distillazione atmosferica (100) e alla debutanizzatrice dell'impianto di Desolforazione e splitter nafta (200) e poi a stoccaggio, in carica all'impianto 3000 o all'impianto 3100 dell'impianto IGCC.

2.1.8 *Impianto 700 – Gofiner*

L'impianto ha la funzione di ridurre il contenuto di zolfo dei gasoli pesante e leggero da vuoto provenienti dalla colonna di distillazione sotto vuoto (impianto 600 o 1600). L'impianto ha una capacità lavorativa di 9.792 t/g (Allegati A25.0 e A25.8).

Il ciclo dell'impianto è stato suddiviso nelle seguenti sottofasi:

- preriscaldamento e circuito di reazione
- condensazione e separazione dell'idrogeno
- frazionamento e strippaggio del prodotto
- lavaggio e compressione dei gas
- generazione di vapore.

2.1.8.1 Preriscaldamento e circuito di reazione

Il gasolio pesante, proveniente direttamente dagli impianti Vacuum e Visbreaking, va direttamente all'accumulatore di carica mentre il gasolio leggero viene prima preriscaldato a spese sia del prodotto desolfurato e strippato che dei vapori in uscita dal primo separatore a caldo. La carica proveniente dall'accumulatore viene quindi preriscaldata a spese dell'effluente di reazione, poi si unisce al treat gas proveniente dall'impianto 400 e all'idrogeno proveniente dall'impianto 800 per entrare nel forno che li porta alla temperatura di reazione. Dal forno passano alla zona di reazione costituita da tre reattori in serie.

2.1.8.2 Condensazione e separazione dell'idrogeno

L'effluente dal terzo reattore, dopo aver ceduto calore alla carica, subisce una prima separazione a caldo: i vapori uscenti, dopo aver ceduto calore alla carica, al gasolio leggero ed al treat gas, sono inviati ad un secondo separatore caldo.

I vapori in uscita dal secondo separatore, dopo aver ceduto calore al treat gas, sono inviati ad un separatore freddo ed il liquido qui separato viene inviato ad un separatore a bassa pressione. In questa sezione dell'impianto è stato previsto, inoltre, l'inserimento di un sistema di recontacting alla carica del separatore freddo in modo da aumentare il contenuto di idrogeno nella corrente gassosa che dal separatore freddo viene inviata alla sezione di lavaggio del gas.

Il liquido in uscita dal separatore a bassa pressione rappresenta la wild nafta che viene inviata all'impianto topping (100). Il liquido proveniente dai separatori a caldo è inviato alla colonna di frazionamento e di strippaggio.

2.1.8.3 Frazionamento e strippaggio del prodotto

Il frazionatore e lo stripper hanno la funzione di eliminare gli idrocarburi leggeri (benzina), l'idrogeno solforato e l'ammoniaca dal liquido proveniente dai due separatori a caldo. Lo strippaggio è effettuato con vapore ed il prodotto desolfurato e a specifica viene inviato a stoccaggio (GOL). Il vapore proveniente dalla testa del frazionatore viene condensato ed il gas in uscita viene raffreddato ed inviato all'impianto di servizio di lavaggio gas con MDEA (1100). Il liquido uscente dalla condensazione (benzina) viene inviato all'accumulatore della frazione di testa della colonna di distillazione dell'impianto di topping (100). Il fondo colonna, rappresentato dal gofinato non stabilizzato, viene inviato in carica all'impianto 700A.

2.1.8.4 Lavaggio e compressione dei gas

Il gas proveniente dal separatore a freddo viene inviato prima ad una colonna di lavaggio con acqua di processo per eliminare l'ammoniaca, poi ad una colonna di lavaggio con MDEA che assorbe l'idrogeno solforato contenuto nel gas. Il gas lavato in parte si unisce all'idrogeno di reintegro per costituire il treat gas

dell'impianto, in parte costituisce il purge gas che alimenta l'impianto di produzione di idrogeno (800).

2.1.8.5 Generazione di vapore

Il prodotto proveniente dalle sezioni di reazione, frazionamento e strippaggio, prima di essere inviato allo stoccaggio, viene raffreddato con produzione di vapore a media pressione che viene immesso nella relativa rete di vapore del Complesso. Una ulteriore quota di vapore a media pressione è prodotta dal riciclo del frazionatore.

2.1.9 *Impianto 700A - Splitting gofinato*

L'impianto ha la funzione di separare dal gofinato non stabilizzato, proveniente dall'impianto 700, il gasolio ancora presente. L'impianto ha una capacità lavorativa di 7.776 t/g (Allegati A25.0 e A25.8).

La carica di gofinato non stabilizzato che arriva direttamente dall'impianto 700 viene riscaldata in un forno cilindrico verticale, alimentato da gas combustibile. Il gasolio uscente dal forno passa in carica alla colonna di distillazione operante sotto vuoto e con stripping di vapore.

Il prodotto di fondo è pompato ai limiti di batteria ed inviato in carica all'impianto 1600A o a stoccaggio mentre il condensato pesante viene prelevato da una pompa ed in parte costituisce il riciclo alla colonna, in parte il riflusso. Il gasolio di riciclo, prima di essere inviato in colonna, viene raffreddato con produzione di vapore a bassa pressione che in parte viene inviato al forno per surriscaldarsi ed essere utilizzato in colonna, in parte viene immesso nella rete di vapore a bassa pressione del Complesso.

I vapori di testa della colonna sono condensati con acqua di mare in due corpi in parallelo e gli incondensabili uscenti dal secondo separatore/precondensatore entrano in carica al gruppo da vuoto. Gli incondensabili uscenti dal gruppo da vuoto confluiscono in un ricevitore e sono inviati a due bruciatori predisposti alla loro combustione.

Il liquido derivante dal separatore/precondensatore e dal ricevitore del sistema a vuoto si separano per decantazione in acqua ed idrocarburi: l'acqua viene pompata ed inviata all'impianto di trattamento delle acque acide (1400), gli idrocarburi, costituenti il gofinato leggero da vuoto (LVGO), sono inviati a stoccaggio.

2.1.10 *Impianto 900 – Frazionamento benzine leggere*

L'impianto ha lo scopo di frazionare le benzine leggere nei tagli richiesti per il raggiungimento delle specifiche commerciali ed ha una capacità lavorativa di 1.600 t/g (Allegati A25.0 e A25.10).

Per renderlo più chiaro, il ciclo dell'impianto è stato suddiviso nelle seguenti sottofasi:

- circuito di lavaggio del GPL e splitter C3/C4 (T101);

- circuito della deisopentanizzatrice (T103);
- circuito di debenzolaggio (T102).

2.1.10.1 Circuito di lavaggio del GPL e splitter C3/C4

La carica è rappresentata dal GPL proveniente dal prodotto di testa delle debutanizzatrici degli impianti 200 e 500. Il GPL viene prima inviato ad un recipiente per il lavaggio con soda e successivamente ad un secondo recipiente per il lavaggio con acqua. L'acqua di lavaggio è inviata all'impianto di trattamento delle acque acide (1400). Il GPL uscente dal secondo lavaggio è inviato ad una colonna di distillazione a piatti il cui calore è fornito da uno scambiatore/ribollitore di fondo. Dal fondo colonna esce la frazione C4 (butano) che, previo passaggio attraverso un refrigeratore ad acqua, viene inviata a stoccaggio; i vapori di testa costituiscono la frazione C3 (propano) che in parte passa attraverso due refrigeratori ad acqua, poi in due essiccatori ed infine è inviata a stoccaggio o inserita nella rete del fuel gas del Complesso.

2.1.10.2 Circuito della deisopentanizzatrice

La carica al circuito è rappresentata dal prodotto di testa dello splitter nafta dell'impianto 200. La carica (LVN) entra nella colonna di distillazione a piatti il cui calore è fornito da uno scambiatore/ribollitore di fondo. Dal fondo colonna sono prelevate, mediante pompa, le frazioni n-C5/n-C6 (n-paraffine) che passano in un refrigeratore ad acqua e poi sono inviate in carica all'impianto di isomerizzazione (1000) e/o in parte a stoccaggio. I vapori di testa della colonna costituiscono la frazione i-C5 che viene condensata, refrigerata ed inviata a stoccaggio.

2.1.10.3 Circuito di debenzolaggio

La colonna di debenzolaggio ha la funzione di processare un taglio di benzina proveniente dal prelievo laterale della colonna T103 dell'impianto 1000, concentrandone ulteriormente il contenuto in benzene.

Il circuito comprende una colonna a piatti (T102), un condensatore ad aria, un accumulatore di riflusso, pompe di riflusso e di estrazione dal fondo. Il calore è fornito da due ribollitori. Lo scopo della lavorazione è quello di ottenere, sul fondo colonna, uno stream benzenico inviato a stoccaggio.

Dalla testa della colonna viene estratta benzina (C5 + C6) che viene inviata alla colonna splitter nafta (T104) dell'impianto 200.

2.1.11 *Impianto 1000 – Isomerizzazione*

L'impianto ha lo scopo di trasformare il n-C5/n-C6 ottenuto dall'impianto 900 (n-paraffine) in i-C5/i-C6 a più elevato numero di ottano ed ha una capacità lavorativa pari a 1.320 t/g (Allegati A25.0 e A25.11).

Il ciclo dell'impianto è suddiviso nelle seguenti sottofasi:

- circuito del gas di reintegro;
- circuito della carica liquida ai reattori;
- circuito di reazione;
- circuito di stabilizzazione della benzina isomerizzata;
- circuito della colonna deisoesanizzatrice;
- circuito di rigenerazione degli essiccatori;
- postfrazionatore.

2.1.11.1 Circuito del gas di reintegro

Il gas è costituito dal gas di reintegro proveniente dall'impianto 500 o dall'idrogeno proveniente dall'impianto 800. Nel caso di utilizzo del gas proveniente dall'impianto 500, prima di essere utilizzato nel processo, esso deve essere trattato per eliminare l'anidride carbonica, il monossido di carbonio e l'acqua eventualmente presenti perché danneggerebbero in maniera irreversibile il catalizzatore. Il gas attraversa, pertanto, una colonna di lavaggio a soda per l'eliminazione dell'anidride carbonica, una colonna di lavaggio ad acqua per l'eliminazione dei trascinamenti di soluzione alcalina ed infine un reattore di metanizzazione, previo riscaldamento mediante cessione di calore dell'effluente stesso del metanizzatore e mediante due scambiatori a resistenza elettrica. La funzione del reattore di metanizzazione è quella di convertire, in presenza di un catalizzatore a base di nichel, monossido e biossido di carbonio in metano.

Il gas uscente dal reattore, raffreddato dal flusso di alimentazione e da uno scambiatore ad acqua di mare, è fatto passare prima in un separatore e poi in due essiccatori a setacci molecolari in parallelo ed escludibili singolarmente per le operazioni di rigenerazione. Il gas in uscita dagli essiccatori è aspirato assieme al gas in uscita dal separatore a bassa pressione (vedi dopo) ed è compresso ad una pressione sufficiente per essere immesso nella carica di alimentazione.

2.1.11.2 Circuito della carica liquida ai reattori

Le n-paraffine sono inviate all'accumulatore di carica attraverso due essiccatori a setacci molecolari per il trattenimento dell'acqua presente, dannosa per il supporto del catalizzatore (allumina): gli essiccatori sono in grado di lavorare in serie o singolarmente se l'altro è in fase di rigenerazione.

La carica dell'accumulatore è pompata verso i reattori, previa miscelazione con gas di reintegro (H₂), attraverso un treno di scambiatori, dove si preriscalda a spese dell'effluente di reazione e viene portata alla temperatura ottimale in uno scambiatore a vapore. Una quantità dosata di percloroetilene è iniettata con una pompa insieme alla carica per mantenere alta l'attività del catalizzatore al platino supportato su allumina.

2.1.11.3 Circuito di reazione

E' costituito da due reattori in serie e comunicanti attraverso uno scambiatore: le loro posizioni possono essere invertite e, per esigenze diverse, i reattori possono essere esclusi singolarmente o totalmente.

Nel primo reattore, che lavora ad una temperatura maggiore rispetto al secondo, avvengono la maggior parte delle reazioni di isomerizzazione (reazioni esotermiche) nonché reazioni di idrogenazione del benzolo, trasformazione del cicloesano e del metilciclopentano in esani, hydrocracking dei C7 in C3 e C4. Le reazioni di isomerizzazione vengono completate nel secondo reattore.

L'effluente dal secondo reattore, costituito da una miscela di idrogeno ed idrocarburi, è raffreddato per cessione di calore alla carica e, previo ulteriore raffreddamento in scambiatori ad aria e ad acqua di mare, fluisce verso due separatori in serie ad alta e a bassa pressione.

I gas dei due separatori costituiscono il gas di riciclo del processo: dal separatore ad alta pressione il gas, più ricco in idrogeno, è riciclato direttamente in carica al primo reattore mentre il gas uscente dal separatore a bassa pressione prima si unisce al gas di reintegro, poi è inviato alla carica.

La fase liquida uscente dal separatore a bassa pressione (benzina) alimenta, per salto di pressione, la colonna di stabilizzazione.

2.1.11.4 Circuito di stabilizzazione della benzina isomerizzata

La benzina proveniente dal separatore a bassa pressione è inviata, preriscaldata dal flusso di fondo, alla colonna di stabilizzazione per la separazione degli incondensabili e dei GPL formati per reazioni di hydrocracking.

Il calore necessario per stabilizzare la benzina è fornito da un forno ribollitore a circolazione forzata.

Gli incondensabili sono lavati con una soluzione di soda per neutralizzare l'acido cloridrico strippato ai catalizzatori e poi sono inviati alla rete del fuel gas del Complesso.

Il prodotto di fondo è inviato alla colonna deisoesanizzatrice o, previo raffreddamento, a stoccaggio.

2.1.11.5 Circuito della colonna deisoesanizzatrice

La colonna deisoesanizzatrice è alimentata dal prodotto di fondo della stabilizzatrice ed un ribollitore a vapore fornisce il calore necessario alla distillazione.

Il prodotto di fondo (spurgo), costituito prevalentemente da composti pesanti, dopo raffreddamento è inviato allo stoccaggio di virgin nafta pesante.

Il prodotto di testa, rappresentante la benzina isomerizzata, è inviato, previo raffreddamento, allo stoccaggio.

La colonna è predisposta anche ad un prelievo laterale: tale taglio intermedio, ricco di composti convertibili in isomeri pregiati, è inviato, previo raffreddamento, agli essiccatori a setacci molecolari e poi all'accumulatore della carica del circuito di reazione.

2.1.11.6 Circuito di rigenerazione degli essiccatori

Per la rigenerazione degli essiccatori della carica liquida ai reattori e del gas di reintegro è impiegato isoetano. Una parte della produzione di isoetano, dopo essere stata riscaldata in un forno, è fatta passare attraverso l'essiccatore da rigenerare: in seguito è raffreddata, degasata, separata dall'acqua ed inviata a stoccaggio insieme all'altra quota di isoetano prodotto.

2.1.11.7 Post-frazionatore (1000-T103)

La benzina riformata e stabilizzata proveniente dall'impianto 500 è inviata ad una colonna frazionatrice per l'estrazione di uno stream ricco in benzene. La colonna ha una capacità lavorativa pari a circa 173 t/h. La benzina riformata leggera viene inviata in carica alla colonna di stabilizzazione della benzina (T152) dell'impianto 400 ed in parte a stoccaggio con la benzina del taglio di fondo. Il taglio laterale costituito da benzina C5 e C7 è inviato in carica alla colonna di debenzolaggio (T102) dell'impianto 900.

2.1.12 Impianto 1600 – Visbreaking

L'impianto è stato realizzato per ottenere, mediante il cracking termico, la distillazione e la diminuzione della viscosità della carica, rappresentata dal fondo colonna dell'impianto Vacuum (600) o del residuo del Topping (100). L'impianto ha una capacità lavorativa di 7.640 t/g (Allegati A25.0 e A25.16).

Il ciclo dell'impianto è suddiviso nelle seguenti sottofasi:

- preriscaldamento della carica, forno e soaker
- colonna di preseparazione liquido/vapore
- colonna di frazionamento e strippaggio
- generazione di vapore.

2.1.12.1 Preriscaldamento della carica, forno e soaker

La carica arriva all'accumulatore dal quale viene prelevata ed inviata a preriscaldarsi a spese dei gasoli prodotti; quindi si preriscalda nella zona convettiva del forno ed in quella di riscaldamento e poi passa nella cella di soaking dove si completano/incrementano le reazioni di cracking, risparmiando fuel gas di alimentazione del forno.

2.1.12.2 Colonna di preseparazione liquido/vapore (T301)

L'effluente di reazione proveniente dal soaker, rapidamente raffreddato con olio di quench per bloccare le reazioni di cracking, entra nella colonna di preseparazione liquido/vapore, avente la funzione di separare i vapori non condensati dall'operazione di quench.

I vapori sono inviati in alimentazione alla colonna di frazionamento principale mentre il prodotto di fondo si unisce al residuo della colonna di frazionamento (visbroken tar) e ne segue il ciclo.

2.1.12.3 Colonne di frazionamento e strippaggio (T101-T102-T103-T311)

I vapori provenienti dalla colonna di preseparazione liquido/vapore arrivano nella colonna di frazionamento dove vengono separati in:

- gas, inviato a rete di Raffineria, previo lavaggio con soluzione amminica;
- benzina, inviata in carica all'impianto 200;
- gasolio leggero, inviato a stoccaggio o all'impianto di desolforazione 200A, previo strippaggio nella colonna T102;
- gasolio pesante, inviato a stoccaggio previo strippaggio nella colonna T103;
- residuo.

Il residuo si unisce con il fondo della colonna di preseparazione e va in carica alla sezione di vuoto (colonna T311). La colonna vuoto separa i seguenti prodotti:

- gasolio leggero da vuoto (LVGO), inviato in carica all'impianto 700 o a stoccaggio
- gasolio pesante da vuoto (HVGO), anch'esso inviato in carica al 700 o a stoccaggio
- taglio "slop-wax", inviato, insieme al residuo, in carica all'impianto di Solvent deasphalting (SDA) (3000), all'impianto di gassificazione di IGCC (3100) o a stoccaggio
- residuo.

2.1.12.4 Generazione di vapore

L'acqua di alimento della caldaia si preriscalda a spese del gasolio leggero e del gasolio pesante prodotti. Il vapore così prodotto in parte si surriscalda nella zona convettiva del forno, in uscita da questo si ricongiunge con la parte rimanente e si immette nella rete del vapore a media pressione dell'impianto.

2.1.13 *Impianto 1600A - Thermal cracking*

L'impianto è stato realizzato per ottenere il cracking termico della carica, rappresentata dal gofinato proveniente dall'impianto 700A e dal gasolio da vuoto dell'impianto 600, mediante piroschissione di molecole pesanti del gasolio da vuoto in molecole più leggere ed ulteriore loro frazionamento atmosferico e sotto

vuoto, ottenendo complessivamente gas, benzina, gasolio e tar. L'impianto ha una capacità lavorativa di 6.180 t/g (Allegati A25.0 e A25.17).

Per renderlo più chiaro, il ciclo dell'impianto è stato suddiviso nelle seguenti sottofasi:

- area thermal cracking (due linee in parallelo)
- area di distillazione atmosferica (due linee in parallelo)
- area di distillazione sotto vuoto.

2.1.13.1 Area thermal cracking

La carica, costituita dal gofinate e dal gasolio da vuoto proveniente dal Vacuum, dopo essersi preriscaldata a spese del riciclo della colonna a vuoto, del fondo di una delle due colonne di strippaggio e dei fondi delle due colonne di distillazione, arriva agli accumulatori. Qui la carica si unisce al riciclo proveniente dai due frazionatori atmosferici e a quello della colonna da vuoto, viene prelevata da pompe ed inviata ai forni delle due sezioni di thermal cracking. Nei forni la carica si preriscalda nella zona convettiva del forno e poi nella cella di riscaldamento dove iniziano le reazioni di cracking, reazioni che proseguono nella camera successiva di soaking.

La carica, in uscita dal soaker, viene raffreddata mediante un flusso con gasolio leggero e viene inviata in carica alla colonna principale di frazionamento dove avviene la distillazione atmosferica.

2.1.13.2 Area di distillazione atmosferica

La carica arriva nella zona di separazione liquido/vapore della colonna di frazionamento: i vapori vengono lavati con gasolio e salgono verso la parte alta della colonna mentre i prodotti rimasti liquidi si dirigono verso il basso dove subiscono, prima di arrivare sul fondo del frazionatore, uno strippaggio con vapore ed un raffreddamento con prodotto di fondo colonna.

Il prodotto di fondo colonna viene estratto mediante pompa ed inviato in carica al forno dell'area di distillazione sotto vuoto.

Per effetto della sottrazione di calore in colonna realizzato mediante il riflusso di testa ed un riciclo di gasolio leggero, sui vari piatti della colonna si forma del liquido che ha la funzione di realizzare il frazionamento dei prodotti mediante scambio di materiale con i vapori che salgono e che viene prelevato da due piatti come gasolio leggero e pesante.

Il gasolio pesante viene riciclato nell'accumulatore di carica a meno di una piccola quota rappresentata dallo spurgo di aromatici che viene inviata sul tar nella colonna di distillazione sotto vuoto.

Il gasolio leggero che non subisce strippaggio in parte ritorna direttamente in colonna, in parte si raffredda negli impianti 100 e 200: di questa quota una parte torna in colonna mentre il resto va in due accumulatori dal quale viene prelevato per realizzare il raffreddamento della carica in uscita dai forni.

Il gasolio leggero che subisce lo stripping in una colonna con vapore viene inviato, previo raffreddamento in un generatore di vapore e in un refrigerante ad acqua di mare, a stoccaggio o all'impianto 200A, tranne una quota utilizzata per fluire il tar prodotto dalla colonna a vuoto. I vapori uscenti dalla colonna di stripping tornano in ingresso alla colonna di frazionamento.

I vapori che si estraggono dalle teste dei due frazionatori atmosferici si uniscono a monte dell'accumulatore di riflusso e, dopo raffreddamento e condensazione in uno scambiatore ad aria e in uno ad acqua, entrano nell'accumulatore. Qui avviene la separazione dell'acqua acida, che viene inviata all'impianto di trattamento 1400, della benzina, che è in parte riflissata alle colonne e in parte inviata al recontacting, e del gas che, compresso, viene inviato al recontacting per il recupero delle frazioni di GPL e di eventuali pentani. Nel ricevitore di recontacting si separano la benzina, inviata all'impianto 200 o all'impianto 400 (colonna T152), ed il gas, inviato all'impianto Topping (100).

2.1.13.3 Area di distillazione sotto vuoto

La carica, rappresentata dal fondo dei due frazionatori, viene inviata al forno dove viene preriscaldata nella zona convettiva e poi portata alla temperatura desiderata nella zona radiante. L'effluente dal forno entra nella colonna di distillazione sotto vuoto. Da questa esce un gasolio di testa che viene inviato a stoccaggio insieme al gasolio leggero estratto dalle colonne di distillazione atmosferica, un taglio di gasolio pesante da vuoto (HVGO), riciclato in carica, ed un taglio slop wax che viene inviato sul fondo colonna, dove subisce uno stripping con vapore ed un raffreddamento con il prodotto di fondo colonna. La condensa acida prodotta dal sistema di vuoto viene inviata all'impianto di trattamento (1400) e l'olio separato viene inviato al serbatoio di slop.

Il tar (residuo della distillazione sotto vuoto) estratto dal fondo della colonna, dopo aver preriscaldato la carica all'area thermal cracking, viene inviato a raffreddarsi in un generatore di vapore e, previo ulteriore raffreddamento con acqua temperata, è inviato a stoccaggio segregato o a stoccaggio insieme al tar proveniente dall'impianto Visbreaking (1600). Il vapore prodotto si surriscalda nella zona convettiva del forno dell'area di distillazione sotto vuoto e all'uscita viene in parte esportato ed in parte utilizzato per l'accompagnamento della carica al forno medesimo.

2.1.14 *Impianto 1800 – Ultra desolfurazione gasolio (UDS)*

Il nuovo impianto di desolfurazione del gasolio, proveniente direttamente dalla colonna di distillazione atmosferica del Topping, dal Thermal cracking, dal Gofiner o dallo stoccaggio, ha una capacità lavorativa di 4.644 t/g (Allegati A25.0 e A25.18).

La carica di gasolio viene pompata attraverso un treno di scambio dove si preriscalda a spese del gasolio desolfurato e strippato e dell'effluente di reazione.

La temperatura di reazione viene raggiunta nel forno che serve a riscaldare i flussi di idrogeno di riciclo e quello proveniente dall'impianto 800 ed il vapore necessario allo stripping: successivamente la carica viene miscelata con

idrogeno ed inviata al reattore di desolforazione. L'effluente dal reattore, cedendo calore alla carica, viene parzialmente condensato ed il liquido è raccolto in un primo separatore: i vapori sono ulteriormente condensati e separati dall'idrogeno solforato in un secondo separatore a temperatura più bassa.

Il liquido raccolto nei due separatori viene inviato in carica al circuito di strippaggio (dove viene effettuata l'eliminazione delle frazioni leggere che si formano durante la reazione di desolforazione) ed il prodotto desolforato (gasolio leggero desolforato – GOL) viene quindi inviato a stoccaggio, previo raffreddamento.

Il gas proveniente dal separatore a bassa temperatura viene inviato ad una colonna di lavaggio con MDEA che assorbe l'idrogeno solforato contenuto nel gas. Il gas è quindi recuperato e rinviato in carica.

2.1.15 *Impianto 3000 – Solvent deasphalting (SDA)*

L'impianto è stato realizzato per produrre la carica destinata all'impianto di gassificazione a servizio del complesso IGCC di ISAB. Pertanto l'impianto 3000, pur essendo di proprietà di ISAB s.r.l., è localizzato all'interno del complesso IGCC ed è gestito da ISAB.

L'impianto estrae dal visbroken tar, prodotto nell'impianto 1600, un olio deasfaltato (DAO) mediante contatto a stadi con solvente a base di idrocarburi leggeri (butano commerciale).

Il residuo, asfalto, viene alimentato in carica all'impianto di gassificazione (3100) di IGCC. L'impianto ha una capacità lavorativa di 5.640 t/g (Allegati A25.0 e A25.25).

L'impianto può essere suddiviso nelle seguenti sezioni:

- sezione di separazione
- sezione di strippaggio
- sezione di recupero del solvente.

2.1.15.1 **Sezione di separazione**

La carica di visbroken tar proveniente dall'impianto 1600 o da stoccaggio è inizialmente inviata ad un serbatoio di regolazione della pressione. La carica in uscita dal serbatoio viene prima raffreddata mediante scambio di calore con la soluzione di asfalto e solvente che lascia il fondo del separatore di asfalto e poi miscelata con il solvente, rappresentato da una miscela di normal-butano e isobutano.

Infine la miscela viene inviata in ingresso al separatore di asfalto.

Il separatore di asfalto effettua la separazione degli asfalteni dalla frazione olio della carica (DAO) e dalla maggior parte del solvente.

La frazione di asfaltene pesante si separa dalla soluzione e viene rimandata con il solvente disciolto dal fondo del separatore, previo riscaldamento, alla sezione di strippaggio (stripper di asfalto).

Il flusso superiore uscente dal separatore è costituito dal DAO e dalla gran parte del solvente e, previo riscaldamento al di sopra della temperatura critica del

solvente ottenuto a scapito del solvente (butani) in uscita come flusso di testa dal separatore di DAO, viene inviato nel separatore di DAO.

Alle condizioni di temperatura e di pressione supercritiche del separatore di DAO, la frazione DAO è virtualmente insolubile nel solvente. Pertanto avviene una separazione di fase e il solvente lascia il separatore dall'alto della torre mentre il DAO, unitamente al solvente disciolto, lascia il separatore dal fondo dirigendosi verso la sezione di strippaggio (stripper di DAO).

2.1.15.2 Sezione di strippaggio

Il flusso di asfalto/solvente in ingresso allo stripper di asfalto viene preventivamente riscaldato, provocando la vaporizzazione del solvente così che soltanto una piccola parte dei butani deve essere sottoposta all'operazione convenzionale di strippaggio.

L'asfalto prodotto ed uscente dal fondo dello stripper viene pompato all'impianto di gassificazione di IGCC (3100). La miscela di solvente/vapore uscente dalla testa dello stripper è inviata alla sezione di recupero.

Il flusso DAO/solvente proveniente dal separatore DAO è preriscaldato ed inviato allo stripper di DAO dove avviene la separazione tra il DAO e il solvente.

La corrente di solvente/vapore uscente dalla testa dello stripper è mandata alla sezione di recupero di solvente. Il prodotto di fondo costituente il DAO viene inviato, previo raffreddamento con acqua temperata, allo stoccaggio.

2.1.15.3 Sezione di recupero del solvente

La quantità di solvente che lascia la sezione di separazione dal fondo dei separatori di asfalto e di DAO sotto forma di solvente disciolto nei prodotti, in seguito recuperata negli stripper, è condensata e raccolta in un serbatoio, dove avviene la separazione tra acqua e butani. L'acqua acida uscente è filtrata per rimuovere le particelle di asfalto trattenute ed inviata all'impianto trattamento acque acide del complesso IGCC. L'incondensato è inviato alla torcia (4200) del complesso IGCC. Il solvente recuperato è inviato come riciclo in carica al separatore di asfalto o inviato a stoccaggio, previo raffreddamento con acqua di mare.

2.2 DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI/SERVIZI DI SUPPORTO AL PROCESSO DI RAFFINAZIONE

2.2.1 Impianto 800 - Produzione idrogeno

L'impianto ha lo scopo di produrre l'idrogeno necessario alla desolfurazione dei gasoli da vuoto (impianto 700), all'isomerizzazione delle paraffine (1000) ed agli impianti 200, 300, 400 e 1800, utilizzando come materia prima n-pentano e/o butano vaporizzato e gas di riciclo proveniente dall'impianto 700. L'idrogeno viene prodotto utilizzando la reazione degli idrocarburi contenuti nella carica con vapore d'acqua (steam-reforming) e successiva purificazione dei gas dal vapore d'acqua e dagli ossidi di carbonio. L'impianto ha una capacità massima di

produzione di idrogeno di 41,8 t/g (468.000 Nm³/g) ed una capacità massima lavorativa di 84 m³/g (Allegati A25.0 e A25.09).

Entrando nel dettaglio dell'impianto la carica, costituita da iso-pentano o butano vaporizzato e gas di riciclo dell'impianto 700, viene preriscaldata e desolforata in un reattore con catalizzatore al cobalto-molibdeno. L'idrogeno solforato formatosi viene assorbito da due guardie ad ossido di zinco e la carica desolforata viene miscelata con vapor d'acqua ed inviata al forno di steamreforming.

Il forno è costituito da tubi contenenti un catalizzatore ad ossidi di nichel nei quali avviene la reazione tra gli idrocarburi contenuti nella carica ed il vapor d'acqua: la reazione è fortemente endotermica e porta alla formazione di idrogeno, monossido e biossido di carbonio e metano. Il calore dei fumi del forno e dei gas da questo effluente viene recuperato mediante la produzione di vapore ad alta pressione.

I prodotti di reazione (contenenti vapor d'acqua in eccesso) subiscono un primo raffreddamento cedendo calore all'acqua di caldaia e poi sono inviati ai reattori di conversione del monossido di carbonio ad anidride carbonica.

Tale conversione esotermica è realizzata in due reattori: nel primo, ad alta temperatura e contenente un catalizzatore all'ossido di ferro, avviene una prima grossolana conversione. Il gas effluente è raffreddato mediante il preriscaldamento della carica e dell'acqua di alimentazione della caldaia. Nel secondo reattore, a bassa temperatura e contenente un catalizzatore agli ossidi di rame e di zinco, si completa la reazione di conversione.

L'effluente dalla sezione di conversione, dopo ulteriore raffreddamento ad aria che consente l'eliminazione per condensazione del vapor d'acqua in eccesso, viene inviato alla colonna di assorbimento di anidride carbonica. Qui il gas contenente biossido di carbonio è lavato in controcorrente con la soluzione Catacarb ed inviato in carica al metanatore: la soluzione Catacarb ricca di anidride carbonica viene inviata ad una colonna di rigenerazione dove l'anidride carbonica viene strippata utilizzando il calore dell'effluente dal reattore a bassa temperatura e la soluzione rigenerata viene riciclata in testa alla colonna di assorbimento.

Nel metanatore è presente un catalizzatore al nichel e il contenuto residuo di ossidi di carbonio dei gas viene eliminato mediante la reazione esotermica con idrogeno e formazione di acqua e metano: l'effluente, dopo aver preriscaldato la carica al metanatore, è ulteriormente raffreddato con acqua di mare e inviato ad un separatore. Dal separatore il gas viene aspirato ed alimentato agli impianti 700 e 1000 ed alla rete.

2.2.2

Impianto 1900 - Tubazioni di collegamento

L'impianto è costituito da tutte le tubazioni che fungono da collettamento tra stoccaggi e impianti e dalle linee di processo che permettono il collegamento tra gli impianti che lavorano in cascata o che sono termicamente integrati.

Nel Complesso sono presenti le seguenti reti di distribuzione ausiliarie:

- distribuzione del fuel gas e del gas di riciclo: il sistema di distribuzione è costituito da un collettore in uscita da un separatore che alimenta i circuiti di alimentazione dei bruciatori dei forni e delle torce. Il collettore è completato da

una linea di scarico in torcia, regolarmente chiuso, che interviene solo nel caso di squilibrio del bilanciamento di materia del sistema gas combustibile, ovvero quando le quantità di gas in condensabile prodotto dagli impianti di processo superano il consumo di gas dai bruciatori dei forni

- distribuzione del vapore e recupero condense: il vapore ad alta pressione viene prodotto dagli impianti 2000 (CTE) e 2000A (Turbogas), e dagli impianti 500 e 800, quello a media pressione è prodotto dagli impianti 2000 (CTE), 2000A, 600, 700, 1600 e 1600A, mentre quello a bassa pressione dagli impianti 2000 (CTE), 2000A, 200, 700, 1200 e 1600A. Il sistema di recupero delle condense fa capo all'impianto 2600, dove vengono convogliate le condense di alta, media e bassa pressione;
- distribuzione dell'olio combustibile: la rete di distribuzione per i forni del Complesso è un anello mantenuto alla pressione di 12 kg/cm² che alimenta i forni degli impianti 100, 600 e della CTE;
- distribuzione dell'aria strumenti e dell'aria servizi: l'aria prodotta dall'impianto 2300 (aria strumenti e servizi) è inviata a tutti gli impianti ed all'impianto di trattamento biologico delle acque (2800);
- distribuzione delle acque dolci e salate: le acque dolci derivano dall'impianto di potabilizzazione e trattamento (2600), fatta eccezione per le acque di servizio. La rete acque di servizio (UW) alimenta tutti gli impianti, quella di processo (PW) alimenta gli impianti in cui avviene la preparazione di additivi, il dissalatore del Topping ed integra le reti di raffreddamento delle macchine (RW) e di acqua temperata (TW), quella per la formazione del vapore (BW) alimenta gli impianti di produzione vapore 500, 600, 700, 1200, 1600 e 1600A. La rete di distribuzione di acqua demineralizzata (DMW) alimenta gli impianti 800 e 2700, la rete di acqua potabile (DW) alimenta tutti i servizi igienici, la mensa e tutti i beverini installati nei reparti. La rete di circolazione dell'acqua di raffreddamento delle macchine (RW) alimenta tutti gli impianti, quella di circolazione di acqua temperata per il raffreddamento dei combustibili (TW) alimenta gli impianti 100, 600 e 2400. Infine esiste una rete di acqua salata (acqua di mare) (CW) utilizzata dagli impianti per il raffreddamento dei prodotti, dai condensatori degli impianti 500, 700, 2300 e dalla CTE;
- distribuzione della soda: la soda diluita viene preparata nell'impianto 2700 e distribuita agli impianti 100, 500, 600, 900, 1000, 2800 e 1100 per utilizzi interni (lavaggio gas, etc.);
- distribuzione dell'azoto: la rete di distribuzione dell'azoto, con portata variabile da 1000 a 4000 Nm³/h e con una pressione di 7 kg/cm², è a servizio di tutti gli impianti del Complesso.

2.2.3

Impianto 2000 – CTE e Impianto 2000A - Turbogas

L'energia termica ed elettrica necessaria al fabbisogno della raffineria sono prodotti dalla centrale termoelettrica denominata CTE (impianto 2000) e da un turbogas entrato in esercizio commerciale nei primi mesi del 2007 (impianto 2000A).

L'assetto di marcia con il quale vengono eserciti gli impianti 2000 e 2000A è il seguente:



- impianto 2000 – Centrale termoelettrica (CTE): messa in conservazione a rotazione di una delle tre caldaie esistenti e esercizio dei due gruppi rimanenti (con valore di targa pari a 139,6 MWt ciascuno ovvero circa 280 MWt complessivi) nelle condizioni medie di circa 115,0 MWt per ciascun gruppo, ovvero 230 MWt complessivi.
- impianto 2000/A: esercizio del turbogas (turbina, generatore di vapore a recupero, degasatore) alla potenza termica di 286 MWt (226 MWt generati nella camera di combustione del turbogas e 60 MWt generati nel post combustore). L'impianto 2000A sviluppa una potenza elettrica pari a 80 MWe a 1 °C e a 75 MWe alla temperatura di 20 °C.

Allo scopo di garantire le richieste di vapore ed energia interne al sito e quindi complessivamente assicurare una maggiore affidabilità del sistema in tutte le condizioni operative ed in assetti di marcia che possono essere differenti dall'assetto medio sopra indicato (fermata del turbogas per necessità operative, ad es. manutenzione, controlli, ecc. e/o per upset di sistema) è prevista la marcia contemporanea delle tre caldaie della CTE alla potenza complessiva di circa 420 MWt. Tutto ciò anche in considerazione del fatto che la CTE è asservita a un sito soggetto alla Direttiva Seveso (art. 8, D.Lgs. 344/99) e comunque nel rispetto dei limiti di emissione già autorizzati.

Nella Tabella successiva si riporta un quadro sinottico dei suddetti assetti di marcia.

Tabella 2.2.3a *Assetti di Marcia degli Impianti 2000 e 2000A*

Prodotto	Capacità di produzione			
	Energia Elettrica e Termica	Assetto con marcia del Turbogas (Impianto 2000A) + 2 Gruppi Centrale Termoelettrica (Impianto 2000A) ⁽¹⁾	Turbogas	Camino 3
2 Gruppi Centrale Termoelettrica			Camino B	230 MWt
Assetto con marcia della sola Centrale Termoelettrica (Impianto 2000) ⁽²⁾		3 Gruppi Centrale Termoelettrica	Camino B	418,8 MWt
(1) Assetto di marcia ordinario (si veda allegato A20 Comunicazione Assessorato all' Industria della Regione Siciliana rif. 245/RISR/GC/AC), che prevede: (2) Assetto di marcia relativo alla condizione di fuori servizio turbogas (per manutenzione, controlli, ecc..) con marcia contemporanea delle tre caldaie della Centrale Termoelettrica, con potenza termica nominale di 139,6 MWt ciascuna				

Nei Paragrafi successivi si riporta una descrizione degli impianti 2000 e 2000A.

2.2.3.1 Impianto 2000 -CTE

La centrale termoelettrica è composta da tre gruppi, di cui 2 in esercizio e uno in conservazione, ognuno costituito dalle seguenti unità:

- generatore di vapore (caldaia)
- turbina a vapore a condensazione e relativo alternatore
- ciclo termico.

Le tre caldaie (SG101-102-103) hanno ciascuna una potenza termica al focolare pari a 139,6 MW ed una capacità di produzione di 181 t/h di vapore a 83 bar e 485° C. I cicli termici sono costituiti da tre degasatori (DH101-102-103), sei scambiatori di preriscaldamento e sei pompe di alimento. Le tre turbine (STG 101-102-103) hanno, ciascuna, una potenza elettrica nominale di 24 MW e sono a contropressione ed a condensazione con tre derivazioni di vapore (13,5 – 4,5 e 0,17 bar): alle tre turbine sono accoppiati tre alternatori (TG101-102-103) ciascuno da 24 MW (paria 30 MVA) e con fattore di potenza pari a 0,8.

Come già anticipato, i due gruppi in esercizio marceranno alle condizioni medie di circa 230 MWt e le relative turbine produrranno circa 48 MWe grazie all'integrazione del vapore ad alta pressione prodotto dal generatore di vapore a recupero del turbogas.

Principio di funzionamento della CTE

Seguendo il flusso dell'acqua e quindi del vapore, il funzionamento della centrale può essere descritto come sotto.

L'acqua demineralizzata di reintegro proveniente dall'impianto di demineralizzazione (acqua demi) viene immessa nei condensatori delle turbine dove sono raccolte anche le condense provenienti dai medesimi condensatori, dagli eiettori, dai preriscaldatori a bassa pressione ed il vapore condensato proveniente dalla sezione di bassa pressione delle turbine.

Dai condensatori le pompe aspirano l'acqua demi e la inviano prima agli scambiatori di bassa pressione, poi, tramite un collettore comune, ai degasatori.

Prima di arrivare agli scambiatori di bassa pressione l'acqua viene preriscaldata negli scambiatori E102-107-112 (eiettori dal condensatore) fino alla temperatura di circa 34° C, variabile in funzione del grado di condensazione e poi nello scambiatore di bassa pressione che riceve vapore dalla terza estrazione non controllata (spillamento libero), fino alla temperatura di 99° C, variabile in funzione del grado di condensazione. Nel degasatore, alimentato con vapore a 4,5 bar, l'acqua raggiunge la temperatura di saturazione di 154,7° C.

Al degasatore arriva anche l'acqua proveniente dai ricicli e dai dischi di equilibrio delle pompe di alimento, nonché le condense degli scambiatori ad alta pressione.

Ciascun degasatore è collegato a due pompe di alimento delle caldaie, una in normale funzionamento ed azionata da un motore elettrico, l'altra di riserva ed azionata da una turbina a vapore. L'acqua inviata alle pompe di alimento passa negli scambiatori di alta pressione dove viene riscaldata fino alla temperatura di 186,8° C, con vapore a 13,5 bar: dagli scambiatori ad alta pressione l'acqua passa in un collettore comune da cui vengono alimentate le caldaie.

Dalle pompe di alimento si estrae uno spillamento di acqua ad alta pressione (50 bar) utilizzato per alimentare le seguenti stazioni di riduzione e desurriscaldamento del vapore che permettono di far fronte ai fabbisogni di vapore della Raffineria in situazioni di basso carico elettrico e/o di fermata delle turbine:

- E116 A/B, 83-36,5 bar (30 t/h di vapore per stazione)
- E117 A/B/C, 83-13,5 bar (100 t/h di vapore per stazione)
- E118 A/B, 13,5-4,5 bar (90 t/h di vapore per stazione).

Le stazioni di desurriscaldamento del vapore poste sui collettori a 13,5 bar ed a 4,5 bar uscenti dalla CTE verso la Raffineria ricevono la condensa dalla mandata delle pompe di estrazione dei condensatori delle turbine.

Sulla linea di mandata delle pompe di alimento che va in caldaia viene prelevata, a valle degli scambiatori ad alta pressione, l'acqua di desurriscaldamento per la regolazione della temperatura del vapore in uscita dalla caldaia che viene iniettata dopo il primo surriscaldatore.

Le caldaie producono vapore a 83 bar ed alla temperatura di 485° C che viene immesso in un collettore comune che alimenta le turbine, le stazioni di laminazione e le turbopompe di alimento.

Ogni turbina è formata da tre corpi: alta, media e bassa pressione.

Considerando l'assetto tipico a 24 MWe di un turboalternatore, il corpo di alta pressione riceve vapore (181 t/h) a 83 bar e 485° C e lo scarica a 13,5 bar e 273° C: una parte di questo vapore (prima estrazione controllata di 85 t/h) va alla Raffineria (80 t/h) ed allo scambiatore ad alta pressione (5 t/h), un'altra arriva al corpo di media pressione (96 t/h). Se la richiesta di vapore da parte della Raffineria è superiore alla quantità massima disponibile dall'estrazione, dalla rete di vapore in ingresso alla turbina viene prelevato del vapore ed inviato alle stazioni di riduzione e desurriscaldamento (E 117 A/B/C) e poi inviato alla Raffineria.

Il corpo di media pressione scarica vapore a 4,5 bar e 190° C: una parte di questo vapore (seconda estrazione controllata di 64 t/h) va alla Raffineria (50 t/h) ed al degasatore (14 t/h), un'altra arriva al corpo di bassa pressione (32 t/h). Se la richiesta di vapore da parte della Raffineria è superiore alla quantità massima disponibile dall'estrazione, dalla rete di vapore a 13,5 bar viene prelevato del vapore ed inviato alle stazioni di riduzione e desurriscaldamento (E 118 A/B) e poi inviato alla Raffineria.

Il corpo di bassa pressione scarica vapore al condensatore alla pressione assoluta di 0,07 ata (15 t/h): sul corpo di bassa pressione è ricavata la terza estrazione non controllata di vapore (17 t/h a 0,17 bar), inviata allo scambiatore di bassa pressione.

Nella CTE sono inoltre presenti i seguenti sistemi ausiliari: sistema di espansione e raccolta degli spurghi continui e discontinui dalle caldaie, sistema di dosaggio ed iniezione di reagenti chimici (fosfato, deossigenante e alcalinizzante), sistema di lavaggio dei preriscaldatori ad aria delle caldaie.

Gli spurghi continui e discontinui provenienti dalle caldaie sono inviati ad un serbatoio di espansione (D101) bilanciato con la rete di vapore a 4,5 bar, per recuperare il vapore prodotto nell'espansione e condensato. La condensa viene inviata al serbatoio di raccolta degli spurghi (D102) e da qui inviata mediante pompa al serbatoio TK103 dell'impianto 2600. Dal serbatoio D102 può essere prelevata acqua, integrata con acqua derivante dalla rete servizi, per l'operazione di lavaggio dei preriscaldatori ad aria delle caldaie (tipo Ljungstrom): sulla mandata dell'acqua di lavaggio ai preriscaldatori è prevista la possibilità di un dosaggio in linea di soda.

Nei corpi cilindrici delle caldaie, mediante pompe, viene iniettata una soluzione di fosfato proveniente da due serbatoi di capacità 2 m³ (D103 A/B). Il deossigenante, proveniente da due serbatoi di accumulo di 1 m³ (D104 A/B), viene inviato mediante pompe sulla aspirazione delle pompe di alimento acqua delle caldaie.

Funzionamento delle caldaie

Le caldaie sono a circolazione naturale con corpo cilindrico superiore ed inferiore collegati tra di loro dai tubi di caduta e dai tubi vaporizzatori. La circolazione dell'acqua avviene per effetto della differenza di densità tra la miscela di acqua e vapore (70% acqua, 30% vapore) che si trova nei tubi vaporizzatori e l'acqua che si trova nei tubi di caduta ed avente densità maggiore.

Il corpo cilindrico superiore ha la funzione di separare il vapore prodotto nei tubi vaporizzatori dall'acqua di circolazione, alimenta, tramite i tubi di caduta, i tubi vaporizzatori e costituisce un polmone di acqua per i momenti di squilibrio che si possono verificare tra l'acqua di alimento ed il vapore prelevato.

Un livello di acqua troppo basso nel corpo cilindrico manda in blocco la caldaia così come un alto livello genera un segnale di allarme.

Il vapore saturo uscente dal corpo cilindrico viene inviato al surriscaldatore di bassa temperatura a convezione e da questo al surriscaldatore di alta temperatura ad irraggiamento. Il surriscaldatore ad irraggiamento presenta la caratteristica di aumentare la temperatura di uscita del vapore al diminuire del carico (la quantità di calore assorbita dal vapore varia poco al variare del carico e pertanto, a basso carico, la sua temperatura aumenta), mentre nel surriscaldatore a convezione la temperatura del vapore in uscita aumenta all'aumentare del carico: mediante tale configurazione impiantistica le temperatura del vapore surriscaldato in uscita dalla caldaia resta pressoché costante al variare del carico.

La temperatura del vapore surriscaldato in uscita dalla caldaia viene regolata dal desurriscaldatore ad iniezione sistemato all'uscita del surriscaldatore di bassa temperatura, la cui acqua di iniezione viene prelevata dalla mandata delle pompe di alimento a valle dello scambiatore di alta pressione ed a monte della valvola regolatrice il livello di acqua della caldaia. Una valvola regola in automatico la portata di acqua al desurriscaldatore in funzione della temperatura del vapore in uscita dalla caldaia.

La camera di combustione è pressurizzata ed un ventilatore fornisce l'aria per la combustione: l'aria, prima di entrare nella camera, viene preventivamente riscaldata in un preriscaldatore di tipo Ljungstrom.

L'impianto di combustione è formato da sei bruciatori misti per caldaia a bassa emissione di NOx: su ogni bruciatore è sistemata una torcia pilota a gas che serve per l'accensione, i registri dell'aria comburente e due fotocellule per il controllo della fiamma che mandano in blocco il bruciatore quando entrambe non vedono fiamma.

A seconda delle esigenze le caldaia può utilizzare solo olio combustibile, solo gas di raffineria (fuel gas) o un misto olio/gas.

Funzionamento delle turbine

Le turbine sono del tipo a due derivazioni e condensazioni ad azione e reazione. Una turbina si definisce ad azione quando la trasformazione dell'energia derivante dalla pressione del vapore in energia cinetica avviene negli organi fissi (ugelli), mentre negli organi mobili (palette) si ha la trasformazione dell'energia cinetica in energia motoria dell'albero. Differentemente, in una turbina a reazione la trasformazione di energia potenziale in energia cinetica avviene nelle palette (in parte fisse ed in parte mobili). Pertanto nelle turbine ad azione in ogni ruota mobile si ottiene un salto di velocità a pressione costante, in quelle a reazione in ogni ruota mobile e fissa un salto di pressione ed un salto di velocità.

Attraverso le valvole di presa e di parzializzazione, il vapore proveniente dalla caldaia entra nella palettatura di alta pressione (AP) costituita da una ruota ad azione, in grado di regolare la potenza, e da più stadi di palette a reazione, a più alto rendimento. Allo scarico della parte di AP una parte del vapore viene derivata, la restante passa attraverso valvole parzializzatrici nella parte di media pressione (MP).

La parte di MP è costituita da una ruota ad azione ed il vapore di scarico in parte viene derivato, in parte viene inviato, mediante valvole parzializzatrici, alla palettatura di bassa pressione (BP), costruita da una ruota ad azione e da più stadi a reazione. A valle della ruota ad azione è praticato lo spillamento di vapore non regolato che va allo scambiatore di bassa pressione ed il vapore restante di scarico della sezione a BP viene infine convogliato al condensatore a superficie.

La turbina è provvista di un apparecchio (viratore) atto a mantenere in lenta rotazione (circa 3 giri/min) l'albero del complesso turbina-alternatore prima dell'avviamento e durante gli arresti della CTE, al fine di ridurre al minimo le deformazioni dovute ad un raffreddamento irregolare del rotore medesimo ed è alimentato da un motore elettrico in corrente continua.

Sulla turbina sono previsti dispositivi di protezione che provocano l'arresto istantaneo della macchina a seguito dei seguenti eventi:

- sopravvelocità della turbina (oltre 3.300 giri/min)
- eccessiva usura del cuscinetto di spinta
- bassa pressione dell'olio di lubrificazione
- basso vuoto al condensatore
- elevate vibrazioni (superiori a 110 micron).

Funzionamento del ciclo termico

Il ciclo termico ha la funzione di aumentare la temperatura dell'acqua di alimento della caldaia mediante utilizzo di vapore spillato dalla turbina. Il ciclo è costituito dai seguenti elementi:

- degasatore
- scambiatore/preriscaldatore di bassa pressione (BP)
- scambiatore/preriscaldatore di alta pressione (AP).

Il degasatore ha la funzione di eliminare l'ossigeno e l'anidride carbonica presenti nell'acqua di alimento delle caldaie mediante riscaldamento della medesima e conseguente diminuzione di solubilità dei gas disciolti in essa. Il contenuto di ossigeno massimo consentito per caldaie operanti a 83 bar è pari a 0,005 mg/l.

Il degasatore è costituito da una torre degassante a spruzzi ed a piatti e da un serbatoio di raccolta dell'acqua degassata posto verticalmente sotto la torre. Il vapore usato per il suo funzionamento è fornito dal secondo spillamento controllato della turbina.

Il preriscaldatore di BP è sistemato a monte della pompa di alimento della caldaia mentre quello di AP è ubicato a valle della pompa.

2.2.3.2 Impianto 2000/A – Turbogas

Descrizione dell'impianto

La principale apparecchiatura per la produzione di energia elettrica è il turbogas (turbina a gas/generatore elettrico e generatore di vapore a recupero), avente potenza elettrica nominale di 75 MWe a 20 °C (corrispondenti a 80 MWe a 1 °C) e potenza termica al focolare pari a 286 MWt e completamente interconnesso, per la parte elettrica, alla preesistente CTE ed alla rete di distribuzione di energia elettrica di Isab Energy. La turbina a gas (GTG201) è alimentata a metano, proveniente dalla rete SNAM, via stazione di misura fiscale e riduzione di pressione. Il metano ridotto a 32 bar, prima di essere inviato alla turbina, viene preriscaldato in un riscaldatore (ne esistono due, uno è di riserva) che utilizza parte del vapore a bassa pressione (4,5 bar) prodotto dalla caldaia a recupero (SG201).

Il turbogas è posto all'interno di un fabbricato dotato di carro ponte per il sollevamento, in caso di manutenzione, dei principali elementi del turbogas. Il fabbricato è tale da garantire un livello di rumore pari a 65 db(A) ad 1 m dal fabbricato. Il turbogas è dotato di un circuito di lubrificazione degli organi in movimento (in particolare dell'albero motore della turbina e dei vari giunti meccanici) costituito da 2 pompe di circolazione, filtri olio, sistemi di controllo e di un serbatoio di accumulo dell'olio freddo. La turbina dispone di un sistema di contenimento interno atto a recuperare eventuali trafilamenti di olio freddo dal circuito di distribuzione e gli eventuali rilasci sono convogliati, tramite canalizzazione, al sistema di fognatura oleosa della Raffineria.

A valle della turbina è posta la caldaia a recupero che sfrutta il calore sensibile del gas esausto della turbina a gas per produrre vapore a 84,5 bar.

La caldaia a recupero è dotata di bruciatori per la post-combustione al fine di raggiungere la massima produzione di vapore (179,5 t/h di vapore a 485 °C e 84,5 bar e 13 t/h di vapore a 155,5 °C e 5,5 bar), indipendentemente dalle condizioni di marcia del turbogas. Tale vapore è immesso nel collettore ad altissima pressione che lo convoglia alle caldaie esistenti dell'impianto 2000.

A monte della caldaia a recupero è posto un serbatoio di accumulo (D210) che serve da polmone per smorzare le fluttuazioni di pressione sulla linea di alimentazione della caldaia e dove viene immesso, a pressione controllata, il fuel gas di Raffineria utilizzato come combustibile preferenziale: in caso di mancanza/insufficienza di fuel gas, al serbatoio viene convogliato un flusso di metano proveniente dalla stazione di riduzione ed ulteriormente ridotto a 2 bar.

Al fine di massimizzare il recupero termico, la caldaia produce 13 t/h di vapore a 5,5 bar in condizioni di saturazione che alimenta il degasatore.

I sistemi di combustione previsti sono del tipo a bassa emissione di NOx e permettono di garantire concentrazioni inferiori a 50 mg/Nm³ nei fumi prodotti dal turbogas ed emessi al camino 3.

Nei corpi cilindrici della caldaia a recupero viene iniettata una soluzione di fosfato trisodico (13,6 l/h) al fine di controllare il pH dell'acqua di caldaia ed evitare la precipitazione del carbonato di calcio. L'iniezione viene effettuata mediante un sistema di pompe dosatrici che aspirano da un serbatoio agitato (2000 – D103A/B) in cui l'additivo puro, proveniente da un recipiente portatile (bulk), viene diluito con acqua demineralizzata.

I fumi esausti della turbina a gas e della post-combustione (821.642 Nm³/h al 15% di O₂ ed a 98°C) sono convogliati al camino 3.

La caldaia a recupero viene alimentata (193,4 t/h) tramite un sistema degasatore/pompe di alimento della caldaia. L'acqua demi di reintegro al degasatore viene inviata dall'impianto 2600 (270,8 t/h) e preriscaldata in due scambiatori mediante scambio di calore con l'acqua uscente dal degasatore, mentre il vapore a bassa pressione spillato dal generatore di vapore (13,0 t/h) garantisce il necessario riscaldamento dell'acqua di alimento della caldaia ed il conseguente stripping dell'ossigeno e dell'anidride carbonica. Al degasatore viene inoltre inviato un flusso di deossigenante (0,5 l/h) dai serbatoi dell'impianto 2000 (D104A/B), al fine di controllare il contenuto di ossigeno residuo dell'acqua degasata. Il troppo pieno del degasatore è inviato al serbatoio D201 insieme agli scarichi discontinui provenienti dagli evaporatori di alta e bassa pressione della caldaia. Il flusso in uscita dal serbatoio è atemperato con acqua servizi ed inviato alla rete delle acque meteoriche di Raffineria.

Una parte di acqua degasata viene inviata, previo raffreddamento con il reintegro di acqua demi al degasatore, alla caldaia (193,4 t/h), un'altra viene inviata come acqua di reintegro ai condensatori delle turbine a vapore dell'impianto 2000 (90,9 t/h). Il vapore ad altissima pressione (83 bar) generato nella caldaia a recupero è distribuito alle turbine a vapore della preesistente CTE tramite una linea di collegamento all'attuale collettore ad altissima pressione: tale collegamento è realizzato in modo da poter segregare qualsiasi gruppo caldaia/turbogeneratore esistente, garantendo la massima flessibilità d'assetto.

Gli scarichi continui di condense ad alta pressione (0,9 t/h) ed a bassa pressione (0,06 t/h) provenienti dalla caldaia a recupero sono inviati al serbatoio di espansione delle condense D101 dell'impianto 2000.

Il raffreddamento delle macchine è effettuato mediante acqua mare prelevata dal circuito di raffreddamento della raffineria. Il circuito di raffreddamento delle macchine dell'impianto 2000A è costituito fondamentalmente da due pompe per la circolazione dell'acqua mare (P207 A/B), due scambiatori (E203 A/B) ed un serbatoio (D204) necessario per consentire l'espansione termica dell'acqua di raffreddamento delle macchine.

Descrizione delle apparecchiature ausiliarie

Il turbogas è alimentato con gas metano prelevato dalla rete SNAM mediante un punto di consegna a valle del quale si trova la stazione di misura fiscale e di riduzione di pressione, ubicata nell'area della Raffineria, ad Est dell'impianto 2000/A.

Il metano arriva alla stazione di misura a 50 bar e a temperatura ambiente.

La nuova stazione di misura fiscale e di riduzione di pressione è costituita dai seguenti elementi:

- filtri per metano: ubicati immediatamente a valle dello stacco della rete SNAM, aventi funzione di separare e trattenere eventuali condense della rete
- misuratore fiscale del metano: posto a valle dei filtri, costituito da uno strumento di misura dotato di un display dedicato, il cui segnale è inviato anche alla sala controllo della CTE
- sistema di riscaldamento del metano: costituito dai due scambiatori E210 A/B (uno di riserva) operanti con vapore a bassa pressione (5,5 bar) prodotto dalla caldaia a recupero. Il metano viene riscaldato per compensare le perdite di calore connesse alla riduzione di pressione
- sistemi di riduzione della pressione della rete SNAM: la riduzione della pressione dal valore di rete (50 bar) a quella operativa (32 bar) avviene attraverso un sistema con due linee in parallelo, su ciascuna delle quali è installata una valvola pneumatica con doppio sistema di regolazione (monitor e regolatore), al quale è collegata l'azione di blocco indipendente per alta pressione. Tale configurazione consente la marcia con una linea in stand-by e fornisce un doppio livello di sicurezza nel caso di fallimento di uno dei due sistemi di regolazione di ciascuna valvola. A valle di ciascuna linea di riduzione della pressione è presente una valvola di sicurezza che fornisce una protezione aggiuntiva nel caso di mancata riduzione della pressione, scaricando tale eccesso ad una candela.

2.2.4 *Impianto 2100 – Gestione e distribuzione dell'energia elettrica*

2.2.4.1 **Sezione dedicata alla CTE**

L'impianto è costituito dalle seguenti unità:

- sottostazione SS150 kV
- quadro da 15 kV, posizionato nella cabina C401, e rete di distribuzione
- cabine di trasformazione

La sottostazione da 150 kV consente di collegare la rete elettrica dello stabilimento alla rete da 150 kV di Enel Distribuzione e comprende un arrivo da linea aerea e tre trasformatori 150/15 kV da 20 MVA, nonché interruttori e sezionatori: i secondari di ciascun trasformatore sono collegati al quadro da 15 kV mediante linee in cavo interrato (circa 1.650 m).

I tre alternatori della CTE (impianto 2000) sono collegati al quadro da 15 kV mediante trasformatori di isolamento. Il quadro rappresenta il nodo principale del sistema elettrico in quanto comprende interruttori e sezionatori per il collegamento delle fonti (trasformatori ed alternatori), i congiuntori per il loro collegamento in parallelo, le partenze (formate ciascuna da un interruttore e due sezionatori) per l'alimentazione delle cabine di trasformazione. Il quadro è costituito da un sistema di doppie sbarre selezionabili attraverso i sezionatori.

Le cabine di trasformazione sono posizionate in prossimità degli impianti utilizzatori e sono generalmente costituite da coppie di trasformatori 15/6 kV

oppure 15/0,4 kV, alimentanti i quadri di distribuzione. Ciascuna cabina di trasformazione è alimentata da due partenze in modo da realizzare un sistema di distribuzione doppio radiale.

La cabina C401 è ubicata all'interno della CTE, al piano terra della sala controllo: alimenta le utenze della CTE ed ospita il quadro principale a 15 kV a cui convergono le fonti di generazione dell'energia elettrica e da cui partono le alimentazioni per tutte le cabine di distribuzione della Raffineria. La cabina C405 distribuisce l'energia elettrica necessaria ai servizi del Complesso.

Il normale assetto di esercizio prevede la marcia di tutte le fonti in parallelo: tale assetto è realizzato sulla base dei risultati dello studio di stabilità della rete che ha verificato sia l'idoneità dei tempi di intervento delle protezioni in caso di fuori servizio di una delle fonti, sia la tenuta al corto circuito del quadro nell'ipotesi di un carico rotante complessivo inferiore a 73 MWe.

Le protezioni elettriche controllano il corretto funzionamento delle macchine e della rete mediante relè coordinati che comandano il fuori servizio delle sezioni interessate da guasti. Accanto a queste protezioni è in funzione un programma di distacco dei carichi (gestito dal sistema DCS, vedi 10.1), il cui compito, a seguito del blocco di una delle fonti, è di ridurre il carico elettrico mediante distacco dei singoli motori a 6 kV in modo da evitare il sovraccarico delle fonti rimaste in servizio.

2.2.4.2 Sezione Dedicata al Turbogas

L'alternatore della turbina a gas, avente tensione nominale pari a 11 kV, è collegato ad un trasformatore 11/150 kV che consente di immettere l'energia elettrica prodotta nella sottostazione SS 150 kV dedicata al turbogas, ubicata a fianco della sottostazione da 150 kV della CTE ed a questa interconnessa.

Le alimentazioni elettriche dell'impianto 2000/A e dei sistemi ausiliari sono garantite dalla nuova cabina C407, ubicata all'interno dell'area dell'impianto 2000/A. Per le alimentazioni elettriche è stata prevista la derivazione dalla cabina C401 a cui sono collegati i tre gruppi della CTE, in modo da mantenere l'elevata affidabilità derivante dallo schema a triplo radiale della distribuzione a 6kV della cabina C401.

La cabina C407 è suddivisa in due locali: la sala strumenti e la sala quadri. Nella prima sono collocati gli armadi di automazione del treno di potenza e del sistema di controllo e protezione dell'impianto 2000/A ed un PC direttamente collegato al centro di controllo della turbina per le attività di riavvio che normalmente non sono gestite in remoto dalla sala controllo della CTE.

Nella seconda è presente il quadro da 15 kV che consente l'esercizio della rete con tutte le fonti di generazione in parallelo con la possibilità di incrementare la potenza dei carichi alimentati fino a 120 MW.

2.2.5

Impianto 2200 - Blow down e torcia

L'impianto comprende tutti i sistemi di sicurezza richiesti per scaricare vapori e liquidi provenienti dalle valvole di sicurezza e dalla valvole di regolazione disposte nei vari impianti; tali sistemi sono progettati per trattare tutti i flussi di liquidi o di vapori che sono scaricati in caso di emergenza (mancanza di servizi generali, fermata di emergenza dei singoli impianti, presenza di fuoco nei singoli impianti etc.).

Questo sistema prevede che gli scarichi delle valvole di sicurezza esistenti sugli impianti e sui serbatoi in pressione dello stoccaggio GPL siano convogliati in un unico collettore (dimensionato per convogliare uno scarico pari a 320.000 kg/h di vapore) che scarica a sua volta ai polmoni di blow down.

Su ciascuno dei serbatoi a pressione sono installate due valvole di sicurezza, una con sfiato in atmosfera e l'altra convogliata a blow down. Tale assetto consente di controllare il funzionamento delle valvole anche durante il normale esercizio dei serbatoi senza comprometterne la sicurezza, poiché una valvola può essere smontata e controllata in officina mentre l'altra resta a protezione dell'impianto.

Sui collettori dei vari prodotti, in area stoccaggio e movimentazione, sono installate valvole di espansione termica le cui tubazioni di scarico sono fra loro collegate in un unico sistema di convogliamento e di raccolta che confluisce in un serbatoio interrato per gli idrocarburi liquidi.

Agli stessi polmoni di blow-down viene inoltre convogliato un collettore che raccoglie tutti gli scarichi liquidi per lo svuotamento di emergenza degli impianti del Complesso, dovuto alla mancanza di servizi generali, alla fermata di emergenza o alla presenza di fuoco nelle singole unità di processo, in grado di ricevere la massima portata pari a circa 460 m³/h. Il blow-down complessivamente ha una portata massima di progetto pari a 564 m³/h.

Il liquido separato dai polmoni viene pompato a slop (impianto 2800), mentre la fase gassosa viene inviata, tramite collettore di circa 1550 m, al sistema delle torce.

Il sistema delle torce è stato studiato e realizzato per diminuire non solo le emissioni in aria ma anche l'effetto visivo dei gas di scarico bruciati.

Il sistema è costituito dalle seguenti torce:

- torcia principale, dimensionata per bruciare una quantità massima di 50.000 kg/h di gas di idrocarburi provenienti dal sistema di scarico delle valvole di sicurezza e da altri sfiati delle reti blow down, durante le normali operazioni di funzionamento, messa in marcia e fermata delle singole unità di processo
- torcia secondaria, dimensionata per bruciare circa 270.000 kg/h di gas e destinata ad entrare in funzione solo in situazioni di emergenza;
- torcia acida, dimensionata per una portata massima di 16.000 kg/h e destinata a bruciare idrogeno solforato e idrocarburi provenienti, in condizioni di emergenza, da una rete di blow down separata che raccoglie lo scarico delle valvole di sicurezza dei circuiti di processo in cui può essere presente l'idrogeno solforato (impianto di desolforazione e rigenerazione MDEA, quando gli impianti zolfo sono fuori servizio).

Le tre torce indipendenti sono unite da una comune struttura portante ed hanno un'altezza di 106 m dal piano campagna.

Le tre torce sono smokeless, cioè senza fumo: alla torcia primaria e a quella acida il vapore è gestito direttamente dalla sala controllo impianti (SCI) mentre per quella secondaria è gestito in remoto. Inoltre le torce sono monitorate anche con telecamera presidiata 24 ore su 24. Ciò si ottiene mediante iniezione di vapore a bassa pressione, avente anche la funzione di rendere la fiamma meno luminosa possibile. I bruciatori, inoltre, sono muniti di un dispositivo che riduce al minimo la rumorosità.

Il sistema delle torce è costituito da un ulteriore serbatoio di abbattimento della condensa, dal quale si dipartono due linee che, tramite due serbatoi di guardia idraulica, portano alle torce primaria e secondaria. I serbatoi di guardia idraulica sono dimensionati in modo tale che gli scarichi di normale emergenza sono convogliati alla prima torcia per una combustione senza fumo mentre, per gli scarichi eccezionali, entra in funzione la seconda torcia.

Gli scarichi contenenti idrogeno solforato vengono convogliati in un sistema segregato avente polmone di blow down connesso alla torcia acida.

Sulle tre torce, per ragioni di sicurezza, sono installate termocoppie che segnalano l'eventuale spegnimento del bruciatore. L'allarme viene segnalato in sala controllo impianti, dove è anche installato un monitor con telecamera a circuito chiuso che permette di tenere la torcia sotto costante controllo visivo.

Esiste, infine, un compressore ad anello liquido che permette il recupero delle frazioni di gas che sono rilasciate dalle valvole di sicurezza e dai sistemi di regolazione della pressione di apparecchiature che operano a pressione più bassa delle rete gas; il gas recuperato, potendo contenere idrogeno solforato, viene riciclato a monte dell'impianto 1100 per sottoporlo a lavaggio con MDEA e poi viene integrato con il gas che viene bruciato ai forni.

La torcia principale e la torcia acida sono dotate di strumenti dedicati per la misura degli idrocarburi ad esse convogliati.

La quantità di gas inviato alle suddette torce viene rilevata attraverso la strumentazione del Sistema M&R compensando i dati monitorati in termini di temperatura, pressione e in alcuni casi di densità per tener conto delle reali condizioni operative degli impianti. Inoltre, viene eseguita una verifica di consistenza dei dati da strumentazione sulla base di bilanci di materia ed energia che consente di valutare a consuntivo e su base periodica eventuali malfunzionamenti degli strumenti censiti e di apportare, laddove necessario, le relative compensazioni.

La composizione chimica del Gas viene determinata attraverso analisi gascromatografica.

Nel 2008 la raffineria ha comunicato all'esterno, come ordinanze sindacali, 16 eventi di sfiaccolamento.

2.2.6 *Impianto 2300 – Produzione di aria compressa*

L'impianto ha lo scopo di fornire aria compressa per gli usi di fabbrica (circa 3.000 Nm³/h) ed aria compressa essiccata e filtrata per gli strumenti (circa 4.900 Nm³/h).

L'aria è aspirata da due compressori direttamente dall'atmosfera e convogliata in due polmoni separatori: per l'aria strumenti è previsto, inoltre, un sistema di essiccamento con rigenerazione automatica e filtrazione.

2.2.7 *Impianto 2400 - Distribuzione olio e gas combustibile*

L'impianto ha lo scopo di fornire i combustibili principali agli impianti del Complesso.

L'olio combustibile, proveniente o dall'impianto 100 o dal parco serbatoi, viene stoccato in tre serbatoi coibentati (S291, S292 e S294) e l'alimentazione agli impianti di Raffineria ed alla centrale termoelettrica avviene mediante due pompe.

Il gas combustibile (fuel gas con concentrazione di H₂S < 100 ppm) direttamente prodotto da alcuni impianti o proveniente dall'impianto 1100 viene convogliato in un unico collettore ed inviato ad un polmone con la funzione di miscelatore e di separatore di condense. Da questo recipiente viene prelevato il fuel gas per le utenze mediante tre collettori separati: ai bruciatori degli impianti 500 e 800, ai bruciatori degli altri impianti di processo e alla CTE e ai bruciatori pilota.

2.2.8 *Impianto 2500 - Distribuzione acqua di mare*

La maggior parte del raffreddamento e condensazione dei vari impianti del Complesso avviene mediante utilizzo di acqua di mare in ricircolo. Una parte di acqua di mare di ricircolo (circa 20%) è utilizzata dalla CTE, la restante quota (80%) dal Complesso (Allegato A25.21).

Per mantenere costante la salinità dell'acqua di raffreddamento e reintegrare la quantità di acqua eliminata per evaporazione nelle torri di raffreddamento (3,5 Mm³/anno), una parte dell'acqua di raffreddamento di ritorno dagli impianti è scaricata al canale Alpina e reintegrata con acqua di mare.

L'acqua di mare di reintegro (circa 1/10 del circuito) è prelevata mediante 2 pompe della portata massima di 1250 m³/h ciascuna poste nella stazione di pompaggio del pontile ed è inviata ad una vasca di dissabbiamento ubicata all'interno del Complesso, avente una griglia all'ingresso ed un filtro a cestelli in uscita. Tale vasca è fornita di un sistema di troppo pieno che scarica l'esubero prelevato nel canale Alpina e quindi in mare. Dalla vasca di dissabbiamento l'acqua mare di reintegro è prelevata mediante pompe ed inviata al circuito di circolazione degli impianti, costituito da 27.500 m³/h di acqua di raffreddamento.

Una volta impiegata nei vari impianti, l'acqua giunge calda (circa 28°C nel periodo invernale e 33°C in quello estivo) alle torri di raffreddamento dove viene raffreddata facendola cadere dall'alto. Sulla sommità di ciascuna torre è montato

un ventilatore che aspira l'aria dal basso in controcorrente con l'acqua e ne abbassa la temperatura per il successivo utilizzo. L'acqua così raffreddata in uscita dalle torri (21°C in inverno e 26°C in estate) si accumula nel bacino di aspirazione.

Per prevenire la formazione di alghe e di batteri, è previsto un sistema di iniezione di cloro al pontile.

Nel caso di inquinamento accidentale dell'acqua in circolazione è previsto un collegamento al sistema di trattamento delle acque di zavorra (impianto 2800, API/B).

2.2.9 *Impianto 2600 – Pretrattamento e demineralizzazione delle acque*

L'impianto 2600 esegue principalmente il trattamento di una parte delle acque prelevate dai pozzi di proprietà della Raffineria ed è costituito dalle seguenti unità:

- recupero condense
- pretrattamento acque di pozzo
- demineralizzazione
- addolcimento
- potabilizzazione di acque di pozzo
- circuito di raffreddamento macchine.

In pratica, l'acqua prelevata dai pozzi viene in parte inviata a potabilizzazione, per ottenere acqua per il consumo umano, ed in parte inviata a pretrattamento.

A seguito del pretrattamento, l'acqua viene in parte inviata all'unità di demineralizzazione, per ottenere acqua demineralizzata che viene utilizzata per integrare sia il circuito dell'acqua di alimento delle caldaie degli impianti 2000 e 2000A, che l'impianto recupero condense (2600) ed alimentare gli impianti della soda caustica (2700) e di produzione dell'idrogeno. La restante parte viene inviata all'unità di addolcimento per ottenere acqua di processo, di raffreddamento macchine ed acqua temperata da inviare agli impianti di processo.

2.2.9.1 **Recupero condense**

Lo scopo dell'unità è di recuperare tutte le condense provenienti dalla CTE, dagli impianti e dal parco serbatoi della Raffineria. La quota eccedente rispetto a quella restituita agli impianti viene inviata al serbatoio TK103 dell'unità di pretrattamento (vedi § 2.2.9.2).

Sono presenti le seguenti quattro reti di recupero condense:

- condensa calda non inquinabile ad alta pressione (30 ate)
- condensa calda non inquinabile a media pressione (7 ate)
- condensa fredda non inquinabile a bassa pressione (4,5 ate)
- condensa calda inquinabile a bassa pressione.

Le condense calde a media e ad alta pressione vengono inviate ad espansione in due stadi in serie: in principio sono inviate ad un primo serbatoio (D101) polmonato sulla rete del vapore a bassa pressione (4,5 bar). La condensa derivante viene fatta espandere a pressione atmosferica in un secondo serbatoio (D102) ed il vapore prodotto viene condensato a ricadere in uno scambiatore ad aria (E101).

Le condense inquinabili (perchè provenienti da apparecchiature dove la pressione del vapore è inferiore alla pressione lato processo) provenienti dall'impianto di frazionamento delle benzine leggere della Raffineria sono alimentate direttamente al secondo serbatoio.

Dal secondo serbatoio la condensa viene prelevata mediante pompe ed inviata ad un degastore (2600-DH101).

Le condense fredde non inquinabili ed a bassa pressione sono inviate direttamente al degasatore.

La condensa degasata può essere inviata al serbatoio TK 103 dell'unità di pretrattamento ma normalmente viene inviata agli impianti di Raffineria tramite due sistemi separati (condensa a media e condensa ad alta pressione), previa iniezione di deossigenante.

In caso la quantità di condensa recuperata e da inviare agli impianti di Raffineria sia insufficiente, l'acqua viene integrata con acqua demineralizzata; in caso di eccesso, la quota eccedente viene inviata a stoccaggio nel serbatoio TK 103 di acqua chiarificata dal pretrattamento.

2.2.9.2

Pretrattamento

Lo scopo dell'unità è di ridurre la durezza dell'acqua prelevata dai pozzi ed inviata in carica agli impianti di demineralizzazione e di addolcimento. Le parti fondamentali dell'impianto sono:

- chiariflocculazione
- filtri a sabbia
- ispessitore
- filtri a tamburo.

La chiariflocculazione è un trattamento chimico-fisico che consente di ridurre la durezza ed il contenuto di solidi sospesi dell'acqua attraverso aggiunta di solfato di alluminio (coagulazione) ed idrossido di calcio (flocculazione) e successiva precipitazione dei fanghi.

Un effetto secondario della chiariflocculazione è la precipitazione dei materiali colloidali.

Il pretrattamento avviene all'interno del chiariflocculatore S-201, a geometria conica. Una parte dei fanghi viene prelevata dal fondo del S-201 e ricircolata per favorire la flocculazione ed accelerare la precipitazione.

La soluzione di idrossido di calcio ("latte di calce") e di polielettrolita sono preparati in sito (rispettivamente nelle vasche D-204 e D-207). La quantità di idrossido di calcio da aggiungere viene determinata a seguito dell'analisi di alcalinità dell'effluente del chiarificatore.

L'acqua chiarificata viene inviata ai filtri a gravità S-203 A÷E, ciascuno contenente tre strati di sabbia a diversa granulometria. Quando la capacità

filtrante raggiunge un minimo (il filtro si intasa e il livello dell'acqua in S-201 raggiunge un livello massimo), l'interruttore di livello aziona una valvola che scarica l'acqua chiarificata. Contestualmente viene intrapresa la pulizia dei filtri attraverso controlavaggio.

L'acqua pretrattata viene stoccata in due serbatoi di accumulo (TK 103 e 203, rispettivamente di 2.000 m³ e 1.550 m³) e da qui inviata in parte alla demineralizzazione, in parte all'addolcimento. Nel serbatoio TK 103 viene convogliato anche l'eventuale esubero del recupero delle condense.

I fanghi prelevati in maniera discontinua dal fondo di S-201 hanno una concentrazione del 2% in volume e vengono inviati all'ispessitore S-204 dal quale, per gravità, si separano fanghi al 10-15% che vengono filtrati sotto vuoto (filtri a tamburo F-201 A/B).

L'acqua separata nell'ispessitore e l'acqua filtrata sono riciclate al chiariflocculatore S-201, i fanghi ispessiti vengono accumulati in una camera e da qui caricati su camion per essere conferiti a smaltimento.

2.2.9.3 Demineralizzazione

La demineralizzazione produce acqua demi che alimenta la CTE, il turbogas e gli impianti di Raffineria e che, eventualmente, integra l'unità di recupero condense dell'impianto 2600, attraverso tre linee (di cui due in esercizio ed una in rigenerazione) costituite ciascuna dalle seguenti unità:

- resine a scambio cationico (2 stadi) che trattengono i cationi dei Sali disciolti convertendoli in acidi
- resine a scambio anionico (2 stadi) che trattengono carbonati, solfati e cloruri
- affinamento finale, in una sezione a letti misti.

Le tre linee sono complete di due decarbonatori atmosferici (DH-102/103), in cui si separa, per degassaggio, il biossido di carbonio dall'acido carbonico.

Dal serbatoio TK203 l'acqua chiarificata viene inviata alle resine a scambio cationico e l'acqua in uscita viene inviata ai due decarbonatori e da questi alla vasca di raccolta TK113 (120 m³). Dalla vasca, mediante pompe, l'acqua è inviata alle resine a scambio anionico e da queste ai letti misti per una ulteriore affinazione.

L'acqua in uscita dai letti misti ha un valore di conducibilità inferiore a 0,4 µS/cm e viene convogliata ai serbatoi TK108/109 (480 m³ ciascuno) e TK208 (1500 m³). Al serbatoio TK108 è convogliato un possibile flusso integrativo di acqua demi proveniente dal complesso IGCC di Isab Energy S.r.l.

La rigenerazione delle resine avviene con due soluzioni (al 2% ed al 4% rispettivamente) di acido solforico (resine cationiche), e con una soluzione di idrossido di sodio al 3% (resine anioniche). Entrambe le soluzioni di lavaggio sono scaricate, previa neutralizzazione all'interno di due vasche (TK 114 A/B), nella fognatura delle acque meteoriche della Raffineria.

L'acido solforico al 98%, da cui vengono preparate per diluizione le soluzioni di lavaggio, è stoccato all'interno dei serbatoi TK110/111 (capacità complessiva di 50 m³). Per ciascun metro cubo di acqua prodotta vengono consumati circa 10 g di acido (al 100%).

La soda caustica al 30 % è stoccata nel serbatoio TK112 da 100 m³: per ciascun metro cubo di acqua prodotta vengono consumati circa 8 g di soda (al 100%).

Parte dell'acqua demineralizzata prodotta viene utilizzata per il lavaggio di entrambe le resine a seguito dei cicli di rigenerazione.

Ciascuna linea di demineralizzazione è in grado di trattare una portata massima di 180 m³/h per un periodo di circa 38 ore fra due rigenerazioni.

Ogni letto misto è in grado di trattare 180 m³/h per un periodo 250 ore (corrispondente al tempo che intercorre tra due rigenerazioni successive).

Oltre all'analisi della durezza totale, l'acqua demineralizzata viene analizzata per determinare l'acidità minerale libera ("FMA") ed i cloruri.

2.2.9.4 Addolcimento

L'addolcimento è costituito da due linee con resine a scambio cationico (R105 A/B) per produrre acqua di processo, di raffreddamento macchine ed acqua temperata.

L'unità è alimentata con acqua pretrattata o, in alternativa, con acqua direttamente prelevata dai pozzi della Raffineria.

La portata massima di progetto di ciascuna linea è di 47 m³/h, per un periodo di funzionamento compreso tra due cicli di rigenerazione che è di 32 h.

Per la rigenerazione delle resine è utilizzata una soluzione di cloruro di sodio in concentrazione e portata variabile a seconda del tipo di rigenerazione. Il cloruro di sodio è stoccato in soluzione al 26% all'interno del serbatoio TK115 da 7 m³. La sciacquatura finale delle resine avviene con 500 l/min di acqua.

L'acqua addolcita alimenta il serbatoio TK104 e da qui viene prelevata come acqua di processo da inviare sia agli impianti 2000 e 2600 del Complesso che agli impianti di Raffineria. In caso di necessità il circuito può essere integrato con acqua pozzo o con acqua servizi.

2.2.9.5 Potabilizzazione

Questa unità ha una capacità massima di potabilizzazione di 120 m³/h di acqua prelevata dai pozzi della Raffineria, entrante con una pressione di 1,5 kg/cm².

Il trattamento prevede 2 filtri a gravità (da 60 m³/h ciascuno), seguiti da un sistema di clorazione attraverso dosaggio di ipoclorito sodico (0,4 ppm di cloro), un filtro ed un analizzatore finale del cloro residuo libero. L'acqua potabile prodotta è immessa nella rete della Raffineria.

2.2.9.6 Circuito di raffreddamento macchine

Una parte di acqua addolcita stoccata nel serbatoio TK104 viene inviata a stoccaggio nel serbatoio TK107 e da cui prelevata con pompe di mandata, addizionata di inibitore di corrosione ed inviata all'impianto 2000 e ai vari impianti di Raffineria come acqua di raffreddamento delle macchine e come acqua temperata.

L'acqua di ritorno viene raffreddata all'interno degli scambiatori E-104 A/B, a loro volta raffreddati con acqua mare.

2.2.10 *Impianto 2700 - Sistema della Soda Caustica*

L'impianto provvede alla diluizione della soda caustica concentrata mediante aggiunta di acqua demineralizzata.

La soda necessaria alla preparazione delle soluzioni diluite viene ricevuta nel Complesso tramite autobotti e ad una concentrazione in peso del 30% e stoccata in un serbatoio da 100 m³ ubicato all'interno dell'impianto 2600 (TK112). La soda concentrata è utilizzata sia per la rigenerazione delle resine dell'unità di demineralizzazione dell'impianto 2600 (max 15 m³/h) che per preparare la soluzione diluita per le utenze della Raffineria. La soda concentrata viene prelevata dal TK 112 mediante pompe ed inviata ad un serbatoio di 50 m³ (TK101) dove viene diluita con acqua demineralizzata all'11% in peso. Da questo serbatoio, mediante pompa, la soda diluita viene inviata agli impianti di Raffineria (max 15 m³/h).

2.2.11 *Impianto 3020 – Flushing oil*

L'impianto ha lo scopo di fornire l'olio di flussaggio all'impianto 3000 e all'impianto 3100 (gassificatore) del complesso IGCC.

L'alimentazione è costituita da olio di flussaggio (LCO), prodotto saltuario dell'impianto 3000 quando la carica è rappresentata da olio combustibile ATZ, costituito da una miscela di asfalto/DAO.

L'impianto è costituito da due serbatoi di stoccaggio dell'olio di flussaggio e di servizi per il pompaggio del medesimo agli impianti.

2.2.12 *Impianto 6000 - Filtri a sale*

L'impianto ha lo scopo di rimuovere l'acqua contenuta nel gasolio finito stoccato. Il gasolio proveniente dalla sala di mescolamento dei gasoli passa attraverso dei filtri a sale per abbattere il tenore di acqua contenuta (da 700 ppm si passa a 200 ppm). Il gasolio così trattato viene inviato ai serbatoi di stoccaggio e da questi, mediante linee, viene trasferito al caricamento.

2.2.13 *Interconnecting Raffineria ISAB Sud – ISAB Nord*

Le raffinerie ISAB Sud e ISAB Nord scambiano tra di loro materie prime, semilavorati e prodotti finiti mediante le seguenti tubazioni:

- Una tubazione da 16" che viene utilizzata per movimentare da ISAB Sud a ISAB Nord benzine semilavorate e da ISAB Nord a ISAB Sud benzina e MTBE;
- Una tubazione da 12", coibentata e riscaldata elettricamente, che viene utilizzata per movimentare da ISAB Sud a ISAB Nord il mix di carica per l'impianto FCC e gasolio pesante (GOP) e da ISAB Nord a ISAB Sud benzina e MTBE;

- Una tubazione da 12" che viene utilizzata per movimentare da ISAB Sud a ISAB Nord e viceversa gasolio;
- Una tubazione da 20", coibentata e riscaldata, che viene utilizzata per movimentare da ISAB Sud a ISAB Nord grezzo ed olio combustibile e da ISAB Nord a ISAB Sud olio combustibile;
- Una tubazione da 8" che viene utilizzata per movimentare da ISAB Sud a ISAB Nord e viceversa GPL.

Le tubazioni di cui sopra corrono parallele ed il loro tracciato segue di massima la ex SS 114 Siracusa - Catania e la rete viaria principale dell'asse di sviluppo industriale di Siracusa discostandosi da esse laddove le condizioni geologiche del terreno e di fabbricati esistenti consigliano una sede diversa.

Il tracciato delle tubazioni interessa i corsi d'acqua del Canniolo e Valloncello.

Le tubazioni sono posate interrate nel percorso esterno alle recinzioni (da un lato Raffineria ISAB Sud e stabilimento ISAB Energy, dall'altro lato Raffineria ISAB Nord) per una lunghezza di circa 9 km mentre corrono fuori terra all'interno dei suddetti stabilimenti.

Il sistema di interconnecting comprende, oltre alle tubazioni, anche stazioni di pompaggio, stazioni di regolazione e misura e i collegamenti in partenza ed in arrivo ai serbatoi di stoccaggio.

Il complesso di linee di trasferimento è dotato di un idoneo sistema di telecontrollo ed automazione, nonché di adeguati sistemi di controllo perdite, antincendio e sicurezza.

Tutte le linee sono dotate, in corrispondenza dei terminali, di idonei sistemi di misurazione, approvati dall'Agenzia delle Dogane, con valenza fiscale.

2.3

DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI/SERVIZI A SALVAGUARDIA DELL'ATMOSFERA

Tutte le possibili fonti di emissione nell'atmosfera di idrocarburi o composti nocivi e/o maleodoranti sono state valutate e sono stati previsti tutti i mezzi occorrenti a garantire che la concentrazione dei contaminanti sia sempre contenuta entro valori inferiori a quelli previsti dalle norme di legge vigenti.

I principali accorgimenti adottati per ridurre le quantità e/o le concentrazioni di inquinanti emessi dal Complesso si possono sintetizzare come segue:

- centralizzazione e dimensionamento dei camini
- lavaggio del gas del Complesso
- impianti di recupero dello zolfo
- sistemi di contenimento delle emissioni diffuse.

Si elencano gli impianti relativi e gli interventi effettuati:

- sistema centralizzato di camini
- impianto 1100 - Lavaggio fuel gas e rigenerazione MDEA;

- impianto 1200 - Produzione zolfo e maxisulf;
- impianto 1300 - Stoccaggio e solidificazione dello zolfo liquido;
- impianto 2200 – Blow down e torcia (vd. paragrafo 2.2.3);
- adozione di doppie tenute sui serbatoi contenenti benzine (vd. Paragrafo 8.2);
- impianto recupero vapori dell'area CVT.

2.3.1 *Sistema centralizzato di camini*

Le singole utenze sono state collegate ai camini tramite condotte realizzate con lamiere spesse 6 mm e rivestite internamente da uno strato di 6 cm di materiale refrattario.

Le condotte dei fumi confluiscono a quattro camini A, B, 3 e 4.

Al camino A (camino sud) convergono gli scarichi dei seguenti impianti:

- Topping (100)
- Desolforazione nafta (200)
- Nuova desolforazione gasoli (200A)
- Desolforazione kerosene (300)
- Desolforazione gasoli (400)
- Powerformer (500)
- Isomerizzazione (1000)
- Inceneritore fanghi (dismesso dal 1999)
- Thermal cracking (1600A).

Al camino B (camino nord) convergono gli scarichi dei seguenti impianti:

- CTE
- Vacuum (600)
- Gofiner (700)
- Splitting gofinato (700A)
- Produzione idrogeno (800)
- Produzione zolfo e maxisulf (1200 e 1200A)
- Visbreaking (1600).

Al camino 3 convergono gli scarichi del Turbogas (impianto 2000A)

Al camino 4 convergono gli scarichi dell'impianto Ultra desolforazione gasolio (1800).

2.3.2 *Impianto 1100 – Lavaggio fuel gas e rigenerazione MDEA*

Durante i processi di raffinazione dei prodotti semilavorati e finiti (quali gasolio, kerosene, virgin nafta, ecc.) si sviluppano notevoli quantità di gas (off gas) per la massima parte costituiti da idrocarburi, ma, data la presenza di zolfo nel grezzo, si ha anche la formazione di gas solforosi, come l'idrogeno solforato (H₂S).

Questi gas, anziché essere bruciati nei forni o in torcia con effetti nocivi per l'ambiente e gli impianti, vengono inviati all'impianto 1100 in cui l'H₂S viene rimosso ed i gas residui, ormai depurati, possono essere immessi nella rete del

fuel gas del Complesso. L'impianto ha una massima capacità lavorativa di off gas pari a 629 t/g e di MDEA povera pari a 9.864 t/g (Allegati A25.0 e A25.12).

L'idrogeno solforato concentrato, che così si ottiene, subisce un ulteriore processo di lavorazione nell'impianto zolfo.

L'impianto è principalmente costituito da due sezioni:

- sezione di lavaggio dell'off gas
- sezione di rigenerazione della MDEA.

2.3.2.1 Sezione di lavaggio dell'off gas

Le correnti di gas incondensabili prodotti nei vari impianti (100, 200, 200A, 300, 400, 700, 1600A e 1800) e contenenti H₂S (7,6-39,0% in volume) sono convogliati in carica a due colonne di assorbimento. Il mezzo assorbente è una soluzione acquosa al 30-35% in peso di metildietanolammina (MDEA) + metiletanolammina (MEA).

La corrente gassosa da lavare entra dal basso ed incontra in controcorrente la soluzione di MDEA che assorbe selettivamente l'H₂S contenuto nel gas.

Il gas lavato contiene meno di 100 ppm di H₂S; esso costituisce la principale corrente di gas combustibile del Complesso, insieme ad una corrente di metano e, se necessario, ad una corrente di propano vaporizzato (fuel gas).

La soluzione di MDEA che ha assorbito l'H₂S viene inviata al sistema di rigenerazione.

2.3.2.2 Sistema di rigenerazione della MDEA

Esso è costituito da due sezioni parallele (per garantire maggiore affidabilità e sicurezza operativa).

Le correnti di MDEA con H₂S (0,44 moli di H₂S/mole di MDEA) provenienti sia dalle colonne di lavaggio dell'off gas sopra citate sia dalle altre colonne assorbenti con MDEA operanti negli impianti di processo 200, 200A, 400, 700 1600 e 1800 alimentano due recipienti in parallelo aventi la funzione di separare eventuali trascinalamenti di idrocarburi e da qui due colonne di rigenerazione a piatti forati, previo riscaldamento in scambiatori.

Il prodotto di testa delle colonne, condensato e raffreddato con scambiatori ad aria, viene inviato in un separatore di testa da dove si separa una fase gassosa costituita da idrogeno solforato ed una fase liquida che costituisce il riflusso delle colonne di rigenerazione.

La fase gassosa (contenente circa il 98% in volume di H₂S) costituisce, in cascata diretta, l'alimentazione all'impianto di produzione dello zolfo (1200/1200A).

Il prodotto di fondo delle colonne, raffreddato in scambiatori, costituisce la soluzione di MDEA rigenerata (0,07 moli di H₂S/mole di MDEA) che viene inviata in un serbatoio volano, a tetto fisso, polmonato con N₂. Da qui la soluzione MDEA viene rimandata alle colonne assorbenti dei vari impianti.

2.3.3

Impianto 1200/1200A – Produzione zolfo e maxisulf

L'impianto, avente il compito di trasformare un gas inquinante in un prodotto commerciabile, è costituito da quattro linee operanti in parallelo costituenti l'impianto 1200 e da una linea costituente l'impianto maxisulf (1200A). L'impianto ha una massima capacità lavorativa di H₂S pari a 480 t/g (Allegati A25.0, A25.13 e A25.14).

Esso è alimentato da due correnti di gas ricchi in H₂S ed anche in NH₃, provenienti una dal sistema di rigenerazione della MDEA ed un'altra dal sistema dello stripper delle acque acide (impianto 1400). Le due correnti vengono immesse, singolarmente, in due separatori dove, tramite un serpentino a vapore, sono vaporizzate le fasi liquide.

Il gas passa nella camera di combustione di un forno operante a bassa pressione e ad alta temperatura (1300° C) in cui, miscelato con aria proveniente da una soffiante, reagisce formando principalmente vapor d'acqua e zolfo (processo Claus).

I prodotti della combustione del forno, allo stato gassoso, si immettono in un primo scambiatore ad acqua demineralizzata che, assorbendo il calore ceduto dai fumi, passa allo stato di vapore.

Nello scambiatore si ha la formazione di zolfo liquido che viene scaricato in una vasca di raccolta, mentre la frazione gassosa passa in un convertitore catalitico dove continua la reazione con ulteriore formazione di vapor d'acqua e zolfo.

I gas in uscita dal convertitore passano in un secondo condensatore, dove si ha ancora separazione tra vapori e zolfo liquido, raccolto nella vasca.

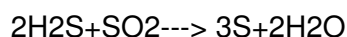
L'effluente del convertitore viene inviato in un terzo ed ultimo condensatore dello zolfo, da cui si ha la raccolta di zolfo liquido nella vasca. Lo zolfo, mantenuto liquido tramite serpentini a vapore nelle vasche di raccolta, viene inviato a mezzo di pompe ai serbatoi di stoccaggio. Da qui lo zolfo liquido viene inviato all'impianto di solidificazione dello zolfo (1300).

La frazione gassosa in uscita dal terzo condensatore viene inviata a all'impianto di trattamento maxisulf nel seguito descritto e, in caso di fermata di quest'ultimo, ad un forno in linea (inceneritore).

L'impianto maxisulf ha consentito di incrementare il rendimento del recupero dello zolfo dal 95% al 98%, con un abbattimento delle emissioni di circa il 40% rispetto alla precedente situazione.

Il processo maxisulf è basato sul principio di adsorbimento e desorbimento in 3 reattori provvisti di un opportuno catalizzatore. I reattori funzionano contemporaneamente in fasi opposte (2 in adsorbimento, 1 in desorbimento).

Una corrente di gas freddo attraversa il primo di essi realizzando la seguente reazione nel letto catalitico che assorbe lo zolfo prodotto:



Lo zolfo successivamente viene desorbito da una corrente di gas caldi.

Il gas entra in impianto tramite una linea che raccoglie le correnti delle tre linee di recupero zolfo, viene raffreddato nel condensatore e in un coalescer si libera una prima quantità di zolfo che viene raccolta ed inviata a stoccaggio.

Successivamente la corrente si divide in due:

- il 40% è inviato al reattore di adsorbimento
- il 60% viene preventivamente scaldato in un fornello e quindi attraversa il secondo reattore di desorbimento ed il flusso prosegue verso un condensatore dove, raffreddandosi, libera lo zolfo nel coalescer.

Lo zolfo prodotto viene convogliato ad una vasca di raccolta e da qui spedito a stoccaggio.

Il gas in uscita dai reattori viene convogliato in un collettore e da qui viene inviato a bruciare con fuel gas ed aria nei forni in linea (inceneritori) dell'impianto 1200.

2.3.4 *Impianto 1300 - Stoccaggio e solidificazione dello zolfo liquido*

Nell'impianto sono eseguite le seguenti attività:

- produzione di zolfo solido in pastiglie, mediante nastri di pastigliamento
- stoccaggio dello zolfo prodotto dall'impianto di solidificazione in silos adiacenti ad esso
- trasporto su camion dello zolfo prodotto nell'area di stoccaggio in appositi silos esterni al Complesso dai quali si effettua il caricamento delle navi, per il trasporto via mare.

L'impianto ha una massima capacità lavorativa pari a 300 t/g.

Schematicamente l'impianto consta delle seguenti parti:

- vasca di accumulo dello zolfo fuso proveniente dallo stoccaggio di zolfo liquido di Raffineria; da tale vasca, tramite pompe, lo zolfo viene alimentato all'impianto di solidificazione e formazione di pastiglie
- sistema di scambio termico per il condizionamento della temperatura dello zolfo in ingresso all'impianto di solidificazione
- impianto di solidificazione e pastigliamento dello zolfo, costituito da cinque nastri di pastigliamento, uno dei quali funge da riserva agli altri quattro
- circuito di raffreddamento ad acqua dei nastri di pastigliamento che si avvale di un ciclo frigorifero e di una vasca di accumulo del mezzo refrigerante, tenuto in circolazione da apposita pompa
- sistema di trasporto dello zolfo solido ai silos di stoccaggio mediante nastri trasportatori
- due silos di stoccaggio dello zolfo solido, aperti superiormente e protetti da tettoia.

L'impianto opera con lavorazione a ciclo continuo. Lo zolfo liquido proveniente dai serbatoi di stoccaggio viene inviato ad una vasca di accumulo. Successivamente, mediante apposita pompa, lo zolfo viene prelevato dalla vasca ed inviato al sistema di condizionamento termico per assicurare la temperatura dello zolfo richiesta nella successiva fase del processo.

Dopo il condizionamento lo zolfo viene alimentato a distributori rotanti di forma cilindrica e provvisti di fori sottili attraverso i quali lo zolfo fuoriesce in forma di gocce, andandosi a depositare su un nastro in acciaio rotante raffreddato per mezzo di spruzzi di acqua. L'acqua utilizzata per raffreddare lo zolfo ritorna in ciclo, previo raffreddamento in apposito ciclo frigorifero.

Le pastiglie solide di zolfo così prodotte sono convogliate, mediante nastri trasportatori, in due silos di stoccaggio verticali caricati dall'alto attraverso un sistema di nastri elevatori/ trasportatori.

Dai silos di stoccaggio interni al Complesso, lo zolfo solido viene poi caricato su autocarri mediante scaricatori telescopici e inviato ai silos di stoccaggio esterni al Complesso per il trasporto via mare.

Per evitare l'emissione di polveri all'esterno, l'impianto dispone dei seguenti cinque sistemi indipendenti di aspirazione/abbattimento delle polveri di zolfo:

- sistema di aspirazione/abbattimento polveri installato sui bracci di carico telescopici, collegato a filtro a calze
- sistema di aspirazione/abbattimento polveri installato sui nastri trasportatori, collegato a filtro a calze
- sistema di aspirazione/abbattimento polveri installato sui distributori rotanti, collegato a filtri a calze e a carboni attivi
- sistema ad ugelli per la nebulizzazione di acqua addolcita tramite aria compressa presso la corona circolare esterna a ciascun braccio telescopico di carico, per abbattere le polveri che si liberano durante le operazioni di carico
- sistema ad ugelli per la nebulizzazione di acqua addolcita, posto in posizione centrale all'interno del telescopio di carico, per bagnare lo zolfo prima del caricamento per caduta sull'autocarro.

2.3.5

Impianto recupero vapori CVT

I vapori delle sostanze organiche volatili prodotti durante le operazioni di caricamento delle autobotti con benzina presso l'area di Carico Via Terra (CVT) sono convogliati mediante tubazioni all'impianto di recupero vapori. L'impianto permette di recuperare i vapori tramite raffreddamento e condensazione e, mediante la successiva sezione a carboni attivi, abbattere i composti organici volatili residui. L'impianto ha una portata massima giornaliera (7 ore/giorno) pari a 5.040 m³.

I vapori provenienti dalle manichette del ciclo chiuso collegate alle autobotti confluiscono, tramite collettore, all'impianto. Nella prima sezione dell'impianto, mediante un normale ciclo frigorifero (compressore alternativo, serie di evaporatori e condensatori e scambiatore finale), avviene la condensazione dei vapori di idrocarburi in due sistemi separati ed in serie, contenuti in un cassone che, nella parte inferiore, raccoglie il condensato, mentre dalla parte superiore fuoriesce il residuo di vapore non condensato. Gli idrocarburi liquidi ottenuti sono recuperati mediante miscelazione con altre benzine. Il flusso di vapori ed aria residuo non condensato viene inviato alla successiva sezione di adsorbimento a carboni attivi, costituita da due letti a funzionamento alternato e la cui rigenerazione avviene periodicamente ed in automatico mediante una pompa a vuoto. Gli idrocarburi sono adsorbiti sul carbone attivo, desorbiti nella fase di rigenerazione ed inviati nuovamente alla sezione a condensazione dove sono

recuperati. L'aria in uscita dai letti a carbone attivo è scaricata in atmosfera tramite una candela fredda.

2.4

DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI/SERVIZI A SALVAGUARDIA DEL SISTEMA IDRICO

Per ottimizzare il trattamento delle acque reflue del Complesso, in fase di progettazione sono stati seguiti tre criteri fondamentali:

- ridurre la quantità degli scarichi
- ridurre la concentrazione di inquinanti negli scarichi
- avere un solo punto di scarico facilmente controllabile.

Gli interventi adottati per perseguire gli obiettivi di cui sopra sono di seguito elencati:

- sistema fognario;
- impianto 1400 - Strippaggio delle acque acide;
- impianto trattamento slop;
- impianto 2800 - Trattamento acque di scarico;
- canale di scarico.

2.4.1

Sistema fognario

Strettamente collegato all'impianto trattamento acque di scarico (2800) e all'impianto trattamento slop (vedi 2.4.3) è l'insieme delle reti fognarie che raccolgono le acque reflue e le inviano agli impianti di depurazione.

Il sistema prevede la segregazione e la canalizzazione separata dei vari flussi, in funzione delle possibilità di inquinamento, allo scopo di ottimizzare e rendere più sicuro il funzionamento degli impianti di depurazione. Pertanto sono state predisposte e costruite ben cinque reti di canalizzazione così denominate:

- rete acque meteoriche
- rete acque sanitarie
- rete acque semioleose
- rete acque oleose non etilate
- rete acque oleose etilate.

2.4.1.1

Rete acque bianche e meteoriche

La rete è costituita da due condotte in cemento: la prima raccoglie le acque piovane provenienti dalla zona alta del Complesso (parco serbatoi, zona blending, pipeway principale e secondaria), la seconda le acque meteoriche provenienti dalle strade e dai piazzali dell'area impianti. Le due condotte confluiscono in un'unica vasca rettangolare in cemento armato (TK 144), a cielo aperto, avente una capacità di circa 11.000 m³. Nel lato sud della vasca è presente, a scopo cautelativo, una paratia che consente di trattenere una accidentale presenza di oli e di solidi sospesi. I prodotti oleosi eventualmente presenti e trattenuti sono prelevati tramite pompa ed inviati al pozzetto di raccolta olio del sistema API.

La vasca è munita di un sistema di troppo pieno attraverso il quale scarica le acque nel canale Alpina (vedi paragrafo 2.4.5).

Infine le acque meteoriche provenienti dalla zona bassa del Complesso (dall'impianto di trattamento delle acque di scarico e dall'area CVT), mediante opportune canalette, ricadono in una rete di pozzetti tra loro collegati e lo scarico finale confluisce nel pozzetto TK 118 che raccoglie le acque di scarico della linea B e, occasionalmente, della linea A dell'impianto di trattamento delle acque di scarico (2800).

Si ricorda che le acque meteoriche provenienti dalla zona esterna della raffineria in prossimità del lato ovest, sono naturalmente recapitate al punto iniziale del Canale Alpina, in prossimità del recinto fiscale.

2.4.1.2 Rete acque sanitarie

Convoglia tutti gli scarichi provenienti da uffici, contenenti sostanze organiche, al pozzetto di distribuzione delle acque provenienti dal trattamento secondario ed inviate al trattamento biologico terziario (vedi paragrafo 2.4.4.2).

2.4.1.3 Rete acque semioleose

Raccoglie tutte le acque potenzialmente oleose provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi. Le acque sono inviate alla linea A dell'impianto 2800.

2.4.1.4 Rete acque oleose non etilate

La rete raccoglie i seguenti scarichi:

- scarico di acque oleose dal laboratorio chimico
- drenaggi di tutti i serbatoi dei prodotti non etilati, fatta eccezione per i serbatoi di grezzo, il cui drenaggio viene effettuato tramite una linea della rete slop descritta in seguito
- drenaggi delle sale pompe, comprese le acque meteoriche, che cadono nell'area delle suddette sale
- acque oleose dell'area impianti di processo costituite, oltre che dagli scarichi di processo, anche dalle acque meteoriche, che cadono nell'area degli impianti, in quanto queste ultime potrebbero trascinare residui oleosi.

Tutti gli scarichi arrivano alla linea A dell'impianto 2800. Le reti fognarie che convogliano i primi tre scarichi sono in acciaio al carbonio, principalmente poste fuori terra su slippers allo scopo di individuare facilmente eventuali perdite di prodotti. Le reti fognarie che convogliano lo scarico dell'area impianti sono anch'esse in acciaio al carbonio ma interrate.

Le reti sono completate da pozzetti, che si possono distinguere in:

- pozzetti di drenaggio e di raccolta
- pozzetti di pulizia di forma triangolare
- pozzetti di ispezione

- pozzetti tagliafiamma.

2.4.1.5 Rete acque oleose etilate

A questa rete sono convogliati i seguenti scarichi:

- drenaggio di fondo dei serbatoi di benzine finite etilate
- drenaggio delle pompe per i prodotti etilati
- drenaggio dell'impianto di etilazione
- drenaggio dei serbatoi di benzine dell'area CVT.

Tutti gli scarichi, convogliati in un'unica linea interrata, prima di confluire alla linea A dell'impianto 2800 vengono inviati in appositi serbatoi di decantazione per separare gli idrocarburi etilati.

2.4.2 *Impianto 1400 - Strippaggio delle acque acide (SWS)*

Questo impianto ha la funzione di rimuovere l'idrogeno solforato e l'ammoniaca eventualmente presenti nelle acque acide provenienti dagli impianti 100, 200, 200A, 300, 400, 600, 700, 1100, 1600, 1600A e 1800. L'impianto ha una massima capacità lavorativa pari a 4.300 t/g (Allegato A25.15). Inoltre l'impianto riceve le acque basiche provenienti dagli impianti 100, 500, 900 e 1000.

In questo impianto mediante strippaggio con vapore in apposite apparecchiature si raggiungono due scopi fondamentali:

- eliminare, allo stato gassoso, due inquinanti particolarmente sgradevoli e dannosi quali l'ammoniaca e l'idrogeno solforato, che resterebbero altrimenti disciolti nelle acque, liberandosi poi a valle del Complesso e provocando sgradevoli odori;
- ottenere acqua sufficientemente pulita da riutilizzare per il dissalaggio del grezzo (impianto 100).

L'ammoniaca (NH_3) e l'idrogeno solforato (H_2S) liberati allo stato gassoso vengono inviati all'impianto recupero zolfo (1200).

L'impianto è costituito da due colonne (a piatti forati) di strippaggio con riflusso, operanti in parallelo ma alimentate da due correnti di acque acide di provenienza diversa.

La prima colonna è alimentata dalle acque acide provenienti dagli impianti sopra citati, escluso il 700, e contenenti H_2S disciolto e scarse quantità di NH_3 .

La seconda colonna è alimentata da acque acide provenienti dall'impianto 700 e contenenti, oltre H_2S , anche discrete quantità di NH_3 .

Le correnti liquide, dopo preriscaldamento, alimentano le colonne di strippaggio.

I vapori di testa delle colonne, condensati e raffreddati in refrigeranti ad aria, vanno in un recipiente separatore da dove la fase gassosa, costituita prevalentemente da H_2S , NH_3 e vapore d'acqua è inviata ad alimentare l'impianto di produzione di zolfo (1200) mentre la fase liquida condensata acida è inviata in carica alla prima colonna.

Il prodotto di fondo della prima colonna è costituito da acqua strippata che è inviata in parte al dissalatore dell'impianto 100, in parte, insieme al fondo della seconda colonna ed alle acque basiche provenienti dagli impianti 100, 500, 900 e 1000, alla fognatura oleosa non etilata che confluisce alla linea A dell'impianto 2800.

2.4.3 *Trattamento slop*

Lo slop è costituito principalmente dall'acqua di drenaggio di fondo dei serbatoi di grezzo contenente una notevole percentuale di idrocarburi.

Oltre al drenaggio di tali serbatoi, nei serbatoi slop convergono anche le seguenti emulsioni di acque ed idrocarburi:

- slop da impianto trattamento acque di scarico (2800)
- slop da impianti di processo
- slop da impianto blow down (2200).

Il sistema è costituito, oltre che dalla rete di trasferimento, dalla sala pompe per l'aggiunta di disemulsionante e trasferimento dello slop ai serbatoi e da serbatoi con serpentine di riscaldamento alimentati da vapore a bassa pressione. Il prodotto in arrivo in questi serbatoi viene lasciato drenare per il tempo necessario a separarsi in tre frazioni distinte:

- una frazione superficiale oleosa che, tramite pompe, viene inviata ai serbatoi di grezzo per la successiva lavorazione o direttamente in carica all'impianto Topping
- una frazione inferiore, costituita da acque sufficientemente limpide, che viene drenata nella fognatura oleosa ed inviata alla linea A dell'impianto Trattamento acque di scarico (2800)
- una frazione intermedia costituita da acqua, idrocarburi e melme, che viene inviata in un serbatoio di slop vuoto dove avviene un ulteriore trattamento con disemulsionante (resine alchilfenoliche ossialchilate, glicoli polioossialchilenici in idrocarburi aromatici ed alcoli alifatici). L'acqua che si separa in questo serbatoio è inviata in fogna oleosa, gli idrocarburi superficiali nei serbatoi di grezzo, la parte melmosa, costituita da fanghi, è inviata allo smaltimento.

2.4.4 *Impianto 2800 - Trattamento acque di scarico*

L'impianto trattamento acque di scarico (TAS) è alimentato da due linee distinte: linea A e linea B (Allegato A25.24). Le due linee recepiscono i seguenti flussi:

- linea A: flussi di acque dolci delle acque sanitarie, delle fogne semioleose ed oleose, flussi in uscita dall'impianto 1400 e dal trattamento slop, acque di falda (autorizzato con DRS n.50 del 22/02/06).
- linea B: flusso dell'acqua di zavorra e di processo del pontile ((Autorizzazione della Provincia di Siracusa n. 03 del 16/01/2009 - si veda allegato D9 per dettagli).

Le acque della linea A subiscono un trattamento primario di separazione gravimetrica, un trattamento secondario di flocculazione e flottazione e un trattamento terziario biologico. Le acque in uscita dal trattamento biologico sono inviate ad una vasca e recuperate come acqua di servizio ed antincendio.

Le acque della linea B subiscono, su apparecchiature completamente autonome da quelle di trattamento della linea A, un trattamento primario di separazione gravimetrica, un trattamento secondario di flocculazione e flottazione e un trattamento terziario di filtrazione. Le acque in uscita dalla filtrazione sono inviate ad un pozzetto e da queste al canale di scarico in mare denominato Alpina (vedi paragrafo 2.4.7).

Di seguito sono descritte le quattro tipologie di trattamento sopra citate.

2.4.4.1 **Trattamento primario di separazione gravimetrica**

Il trattamento primario di separazione gravimetrica consente una prima separazione dei solidi grossolani ed un abbattimento del contenuto di idrocarburi.

A monte del trattamento primario della linea A è presente una vasca di raccolta delle acque oleose, semioleose e delle acque di falda (S109): le acque sono inviate a due serbatoi di accumulo insieme agli altri flussi (TK140 A e B con capacità di 18.000 m³), di cui uno solo allineato all'impianto, in cui avviene una prima separazione tra fase organica, fase emulsionata e fase acquosa.

L'acqua proveniente dal serbatoio allineato fluisce quindi, per gravità, al pozzetto di grigliatura S-101 dove sono rimossi i solidi di maggiori dimensioni accidentalmente presenti; da questo pozzetto le acque fluiscono al canale di alimentazione delle vasche di sedimentazione dinamica (separatori API) (TK101 A e B per linea A e TK109 A/B/C/D per linea B).

Nei separatori API avviene la sedimentazione dei solidi sospesi a granulometria più grossolana e la separazione per sfioratura superficiale della maggior parte dell'olio presente che viene recuperato ed inviato ai serbatoi di slop.

I fanghi di fondo delle vasche API sono periodicamente asportati attraverso autobotti.

L'acqua, frazione intermedia, mediante opportuni stramazzi, viene sfiorata in un pozzetto e convogliata, per caduta idraulica, alla successiva sezione.

2.4.4.2 **Trattamento secondario di flocculazione e flottazione**

All'uscita dalle vasche separatori API le acque fluiscono per gravità al trattamento secondario che ha il compito di completare l'abbattimento dei solidi sospesi e la precipitazione dei solfuri.

Prima dell'ingresso al bacino di flocculazione, le acque sono convogliate in un pozzetto di miscelazione dove sono alimentati solfato ferroso (per la precipitazione dei solfuri di ferro insolubili) e un polielettrolita (emulsione cationica di copolimeri di acrilammide ed un acrilato quaternario).

Nel bacino di flocculazione (TK102 per linea A e TK110 per linea B), attraverso la duplice azione dei prodotti di reazione del solfato ferroso (idrossido di ferro e

solfuri insolubili) e del polielettrolita, l'olio e le particelle sospese si aggregano in fiocchi. In detto bacino è installato anche un sistema di diffusione di aria che favorisce la precipitazione dei solfuri e viene immessa la soda caustica (idrossido di sodio al 48%) necessaria per la correzione del pH ai fini della flocculazione e della successiva ossidazione biologica.

Dal bacino di flocculazione le acque, ricche di fiocchi, passano per gravità al bacino di flottazione (TK103 per linea A e TK111 A/B per linea B). Nella linea di passaggio dal bacino di flocculazione al bacino di flottazione, l'acqua viene miscelata in un miscelatore statico con un'aliquota di acqua flottata preventivamente saturata con aria in pressione. Nel miscelatore statico, per effetto della caduta di pressione, l'aria disciolta si libera in finissime bolle che aderiscono ai fiocchi che, in tal modo, sono rapidamente trascinati alla superficie nel bacino di flottazione.

Il bacino di flottazione è dotato di raschiatore di fondo e di schiumatore di superficie: il raschiatore rimuove i fanghi depositati sul fondo, li avvia alla tramoggia di fondo dalla quale, per gravità, questi passano ad un pozzetto di raccolta schiume e da qui, tramite pompa, sono inviati all'ispessitore di fanghi chimici.

L'acqua trascinata dal flottatore passa ad un pozzetto di raccolta da cui viene prelevata, mediante pompa, la quota di acqua destinata a saturarsi con l'aria di flottazione. Da qui l'acqua passa, per la linea A, ad un pozzetto di distribuzione, dove confluiscono le acque sanitarie. Nel pozzetto di distribuzione, se è insufficiente l'apporto di fosforo con gli scarichi sanitari, viene aggiunto acido fosforico al fine di garantire una ottimale crescita batterica. Le acque entrano quindi al trattamento terziario biologico.

Per la linea B l'acqua, dal pozzetto di raccolta, arriva per gravità ad un pozzetto dotato di paratia che permette di inviare l'acqua direttamente al trattamento terziario di filtrazione.

2.4.4.3 **Tattamento terziario biologico**

Le acque provenienti dal pozzetto di distribuzione si ripartiscono nei bacini di aerazione TK104 A e B.

Nei bacini le coppie di aeratori meccanici superficiali assicurano l'apporto di ossigeno, indispensabile all'attività dei microrganismi, e producono un'agitazione sufficiente a mantenere in sospensione le particelle di fango biologico.

Da ogni bacino di aerazione i flussi d'acqua passano ai chiarificatori finali TK105 A e B; in questi bacini il tempo di ritenzione è sufficiente a far sedimentare sul fondo le particelle di fango attivo sospese nell'acqua. Nello stramazzo di uscita di ciascun bacino di aerazione, in caso di temporanee difficoltà operative dei chiarificatori, è prevista la possibilità di aggiungere il polielettrolita ed il solfato ferroso allo scopo di migliorare l'efficienza di chiarificazione.

Il raschiatore di fondo, di cui è dotato ciascun meccanismo chiarificatore, con lento moto circolare rimuove ed avvia i fanghi sedimentati verso un punto di raccolta centrale ad ogni bacino chiarificatore da dove gli stessi sono aspirati tramite le pompe di ricircolo biologico.

Il fango biologico sedimentato nei chiarificatori viene in parte riciclato nel pozzetto di distribuzione, a monte dei bacini di aerazione, in parte è trasferito all'ispessitore dei fanghi biologici.

L'acqua che tracima dai bacini di chiarificazione passa per gravità al bacino di accumulo finale TK108. Da questa vasca l'acqua ormai trattata viene riutilizzata come acqua servizi (max 75 m³/h) e acqua antincendio (max 175 m³/h). L'acqua non utilizzata uscente dai bacini di chiarificazione è inviata al pozzetto TK118 e scaricata, insieme alle acque reflue trattate della linea B, nel canale Alpina.

2.4.4.4 **Trattamento terziario di filtrazione**

L'acqua proveniente dal pozzetto dotato di paratia viene inviata ad una vasca di accumulo di 100 m³, la cui inclinazione del fondo nella parte terminale assicura il convogliamento degli eventuali depositi verso l'aspirazione delle pompe di sollevamento. Un misuratore di livello regola il funzionamento della catena di controllo della mandata della pompa di alimento ai quattro filtri a sabbia ed antracite (carbone); è presente inoltre un livello di troppo pieno che scarica nel canale Alpina ed un allarme di minimo livello che arresta le pompe di alimento.

I quattro filtri a battente d'acqua (tre in esercizio ed uno a rotazione in rigenerazione) contengono come materiale di riempimento sabbia e carbone, in grado di intercettare fisicamente gli oli e solidi sospesi presenti.

L'acqua in uscita dai filtri in esercizio viene raccolta in un bacino di accumulo della capacità di 200 m³ (volume d'acqua necessario per rigenerare un filtro), stramazza per gravità nel pozzetto TK118 ed è scaricata nel canale Alpina.

L'acqua necessaria alla rigenerazione viene inviata, insieme ad aria, al filtro e l'acqua di lavaggio, dopo essere stata raccolta in una vasca, è inviata in testa al separatore API della linea B.

2.4.4.5 **Sezione ispessimento fanghi**

Tutti i fanghi, provenienti dal trattamento secondario e terziario, vengono ispessiti mediante ulteriore separazione dell'acqua in essi contenuta.

Le sezioni di ispessimento sono due: una per i fanghi chimici ed una per quelli biologici. L'acqua che si separa, a seconda dei casi, viene riciclata o al trattamento secondario o al biologico.

I fanghi così disidratati vengono inviati allo smaltimento.

2.4.5 *Canale di scarico*

La raffineria scarica a mare le acque reflue attraverso un unico sbocco servito da un canalone detto *Canale Alpina*, nella prospiciente baia di S. Panagia a sud di Marina di Melilli. Il canale attraversa lo stabilimento da ovest ad est lungo la dorsale sud, uscendo dalla recinzione lato est e passando sotto la ex SS114 e la ferrovia.

Nel suddetto canale sono convogliati:

- stramazzo della vasca di raccolta delle acque di raffreddamento (scarico parziale EM/N-1);
- stramazzo delle vasche di dissabbiamento dell'acqua mare (scarico parziale EM/N-2);
- scarico dalla vasca di raccolta della rete acque bianche e meteoriche (TK144) (scarico parziale EM/N-3);
- scarico delle acque provenienti dall'Impianto TAS (scarico parziale EM/N-4).

La parte iniziale del Canale, prima dell' ingresso di raffineria, si presenta come un vaso in cemento armato ubicato in corrispondenza del recinto fiscale lato ovest ed è munito di griglia, per trattenere eventuali corpi estranei presenti: in questo punto avviene l'immissione "naturale" delle acque meteoriche esterne alla Raffineria e dello stramazzo delle acque di raffreddamento (quest'ultimo denominato scarico parziale EM/N-1) provenienti dalla vasca di osservazione (TK101) dell'impianto 2005 . Da qui in poi il canale scorre interrato dentro i confini dello stabilimento fino all'uscita dalla recinzione e raccoglie gli altri scarichi parziali precedentemente elencati (nell'ordine EM/N-2, EM/N-3 e EM/N-4).

Prima dell'uscita del canale alpina dalla recinzione della raffineria sono presenti un campionatore automatico in continuo ed un misuratore/registratore di temperatura ed a valle di questo l'innesto dello scarico delle acque reflue del vicino complesso IGCC di Isab Energy.

3

MATERIE PRIME E PRODOTTI

Nella tabella successiva si riportano le principali materie prime consumate e i prodotti dello stabilimento.

Tabella 3a

Materie Prime e Prodotti Principali dello stabilimento

Materie Prime	Prodotti
Grezzo	<i>Fuel gas</i>
Semilavorati	Propano
Additivi	Butano
Slop	GPL
	Benzine
	<i>Virgin nafta</i>
	Kerosene
	Gasolio
	Olio combustibile
	Zolfo

3.1

STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E PRODOTTI

Tutti i prodotti intermedi e finali ottenuti dagli impianti e le materie prime da lavorare sono contenuti in appositi serbatoi e convogliati mediante linee di collegamento (impianto 1900) sia tra i vari impianti che tra gli impianti e serbatoi.

Nella Tabella d sottostante si riporta l'elenco dei serbatoi presenti (vedi Allegato B.22 dell'AIA per ubicazione) e le relative caratteristiche. Oltre ai serbatoi di materie prime (P), materie recuperate (R), dei prodotti intermedi (I) e di quelli finiti (F) esistono serbatoi piccoli, aventi capacità inferiore a 150 m³, per additivi e coloranti da usarsi in miscelazione per la preparazione dei prodotti finiti (materie ausiliarie-A).

Tabella 3.1a

Materie Prime e Prodotti Principali dello stabilimento

N. SERBATOIO	TIPO SERBATOIO (1)	CONTENUTO-TIPOLOGIA DI MATERIA	CAPACITA' (m³)
S. 101	TG	GREZZO - P	100.000
S. 102	TG	GREZZO- P	100.000
S. 103	TG	GREZZO- P	100.000
S. 104	TG	GREZZO- P	100.000
S. 106	TG	RES. TOPPING- P	100.000
S. 107	TG	RES. TOPPING- P	100.000
S. 108	TG	GREZZO- P	100.000
S. 109	TG	GREZZO- P	100.000
S. 204	TG	GASOLIO-F	50.000
S. 205	TG	GOFINATO-F	50.000

N. SERBATOIO	TIPO SERBATOIO (1)	CONTENUTO-TIPOLOGIA DI MATERIA	CAPACITA' (m ³)
S. 206	TG	OLIO COMB. -F	50.000
S. 207	TG	OLIO COMB. -F	50.000
S. 208	TG	OLIO COMB. -F	50.000
S. 209	TG	OLIO COMB. -F	50.000
S. 210	TF	OLIO COMB. -F	25.000
S. 211	TF	OLIO COMB. -F	25.000
S. 212	TF	OLIO COMB. -F	25.000
S. 213	TF	OLIO COMB. -F	25.000
S. 214	TF	OLIO COMB. -F	10.000
S. 215	TF	OLIO COMB. -F	10.000
S. 216	TF	OLIO COMB.-I	15.000
S. 291	TG	OLIO COMB. -F	5.000
S. 292	TG	OLIO COMB. -F	5.000
S. 294	TG	OLIO COMB. -F	1.000
S. 301	TG	GASOLIO RISC. - F	50.000
S. 302	TG	GASOLIO AUTO-F	50.000
S. 303	TG	GASOLIO RISC. - F	50.000
S. 305	TG	GASOLIO SEMIL. -I	35.000
S. 306	TG	GASOLIO AUTO-F	35.000
S. 307	TG	GASOLIO RISC. -F	35.000
S. 309	TG	GASOLIO AUTO-F	10.000
S. 310	TG	GASOLIO AUTO-F	10.000
S. 311	TG	L.C.O.-A	10.000
S. 312	TG	L.C.O.-A	10.000
S. 313	TG	DAO-I	10.000
S. 314	TG	DAO-I	10.000
S. 315	TG	GASOLIO RISC. - F	10.000
S. 401	TG	GASOLIO RISC. - F	20.000
S. 402	TG	GASOLIO AUTO-F	20.000
S. 405	TG	KEROSENE-I/F	20.000
S. 415	TG	STREAM BENZOLICO-F	10.000
S. 416	TG	STREAM BENZOLICO-F	10.000
S. 417	TG	BENZINA SEMIL.-I	5.000
S. 508	TG	BENZINA POWERF.-I	15.000
S. 509	TG	BENZINA POWERF.-I	15.000
S. 515	TG	VIRGIN NAFTA-I	35.000
S. 516	TG	GASOL. SEMIL.- I	35.000
S. 517	TG	GASOL. SEMIL.- I	35.000
S. 518	TG	BENZ. UNLEAD. -F	35.000
S. 520	TG	BENZ. UNLEAD. -F	35.000
S. 522	TG	BENZ. VERDE-F	15.000
S. 523	TG	BENZ. VERDE-F	15.000
S. 524	TG	BENZ. VERDE-F	15.000

N. SERBATOIO	TIPO SERBATOIO (1)	CONTENUTO-TIPOLOGIA DI MATERIA	CAPACITA' (m ³)
S. 533	TG	BENZ. SEMIL-I	15.000
S. 534	TG	BENZ. SEMIL.-I	15.000
S. 535	TG	BENZ. SEMIL.-I	15.000
S. 537	TG	BENZ. VERDE-F	6.000
S. 538	TG	BENZ. VERDE-F	6.000
S. 539	TG	BENZ. VERDE-F	6.000
S. 540	TG	BENZ. VERDE-F	6.000
S. 541	TG	STREAM BENZOLICO-F	5.000
S. 542	TG	STREAM BENZOLICO-F	5.000
S. 601	SFERA	C4-F	5.000
S. 602	SFERA	C4-F	5.000
S. 606	SFERA	C4-F	2.000
S. 607	SFERA	C4-F	2.000
S. 608	SFERA	C4-F	2.000
S. 609	SFERA	GPL-C3-F	3.000
S. 610	SFERA	GPL-C3-F	3.000
S. 611	SFERA	GPL-C3-F	3.000
S. 613	SFERA	GPL-C3-F	1.000
S. 614	SFERA	GPL-C3-F	1.000
S. 615	TG	MTBE-A	5.000
S. 616	TG	MTBE-A	5.000
S. 617	HORTONSFE R A	PENTANI-I	2.000
S. 618	HORTONSFE R A	PENTANI-I	2.000
S. 619	CIL. ORIZZ.	C4-I	500
S. 620	CIL. ORIZZ.	C4-I	500
S. 621	CIL. ORIZZ.	GPL-I	500
S. 622	CIL. ORIZZ.	GPL-I	500
S. 623	CIL. ORIZZ.	GPL-I	500
S. 624	HORTONSFE R A	PENTANI-I	5.000
S. 625	HORTONSFE R A	PENTANI-I	5.000
S. 701	TG	GASOLIO SEMIL.-I	20.000
S. 702	TG	GASOLIO SEMIL.-I	20.000
S. 703	TG	GASOLIO SEMIL. -I	20.000
S. 704	TG	KEROSENE-I	15.000
S. 705	TG	GASOLIO SEMIL.-I.	15.000
S. 706	TG	GASOLIO SEMIL.-I	15.000
S. 707	TG	GREZZO E/O SLOP-P/I	35.000
S. 708	TG	GASOLIO SEMIL.-I	35.000
S. 709	TG	BENZINA SEMIL.-I	15.000
S. 710	TG	BENZINA SEMIL.-I	15.000
S. 711	TG	GASOLIO SEMIL.-I	15.000
S. 712	TG	VIRGIN NAFTA-I	15.000
S. 713	TG	BENZINA UNLEAD. -F	35.000
S. 801	TG	GASOLIO AUTO-F	500
S. 802	TG	BENZ. VERDE-F	500

N. SERBATOIO	TIPO SERBATOIO (1)	CONTENUTO-TIPOLOGIA DI MATERIA	CAPACITA' (m ³)
S. 806	TG	BENZ. VERDE-F	500
S. 901	TG	ZAVORRA	25.000
S. 902	TG	ZAVORRA	21.000
S. 903	TG	ZAVORRA	25.000
S. 904	TG	ZAVORRA	21.000
S. 905	TG	SLOP-R	3.000
S. 906	TG	SLOP-R	3.000
S. 907	TG	SLOP-R	1.000
S. 908	TG	SLOP-R	1.000
S. 909	TG	SLOP-R	5.000
S. 910	TG	SLOP-R	1.000
S. 981	TF	ZOLFO-I/F	1.000
S. 982	TF	ZOLFO-I/F	1.000
S. 983	TF	ZOLFO-I/F	1.000
D 591 (in corso smaltimento)	CIL. ORIZZ.	TEL -A	55,34
D 592 (in corso smaltimento)	CIL. ORIZZ.	TML-A	55,34
D 593 (in corso smaltimento)	CIL. ORIZZ.	TEL-A	55,34
D 281	TF	ADD. PRO CFPP-A	50,2
D 282	TF	ADD. PRO LUBRICITY-A	25
D 283	TF	ADD. PRO CFPP-A	141,3
D 391	TF	ADD. PRO LUBR.-A	40,7
D 492	TF	ADD. PER N° CETANO-A	121,5
D495	TF	ADD. PER N° CETANO-A	250
D 595	TF	ADD. PRO LUBR.-A	50,7
D 596	TF	ADD. PER OC GOF.-A	50,7
(1) TG = serbatoio cilindrico verticale a tetto galleggiante, TF = serbatoio cilindrico verticale a tetto fisso, CIL. ORIZZ.= serbatoio cilindrico orizzontale (sigari)			

Tutti i serbatoi, singolarmente o a gruppi, sono circondati da muri perimetrali a tenuta. La funzione di questi bacini è quella di contenere, in caso di eventuale rottura dei serbatoi, tutto il prodotto contenuto nel serbatoio stesso, evitando così la contaminazione di altre zone da parte del prodotto versatosi. Il sistema di drenaggio dei serbatoi è stato progettato in base alle norme di sicurezza antincendio, in modo da consentire un totale smaltimento del prodotto di fondo.

I serbatoi verticali contenenti prodotti con alti valori di punto di fusione o di viscosità sono provvisti di serpentini di riscaldamento a vapore.

I serbatoi contenenti prodotti finiti che devono essere perfettamente omogenei, a secondo della capacità, sono provvisti di uno o più agitatori meccanici atti ad omogeneizzare il prodotto.

Alcuni serbatoi, per ridurre le perdite di calorie o frigorifiche verso l'esterno, che potrebbero complicare le regolari operazioni di stoccaggio e movimentazione dei prodotti, sono provvisti di isolamento termico.

Ai fini della sicurezza del personale e delle apparecchiature è stato previsto un adeguato impianto centralizzato di messa a terra per tutti i serbatoi.

I serbatoi sono stoccati nelle seguenti aree: grezzo, olio combustibile, benzina, gasolio, kerosene, GPL.

Area grezzo: vi sono posizionati i serbatoi di stoccaggio del grezzo. Ogni serbatoio è dotato di tre miscelatori ad elica con comando locale e di un serpentino a vapore a bassa pressione per il riscaldamento. Ogni serbatoio ha un sistema automatico di lettura del livello e della temperatura, valori che vengono riportati in sala controllo insieme ai corrispondenti allarmi di alto e basso livello.

Le operazioni che si svolgono in questa area possono essere distinte come segue:

- trasporto di grezzo da pontile ad area stoccaggio
- carica dell'impianto Topping (100)
- ricircolazione
- drenaggio
- slop a serbatoi grezzo o in carica all'impianto Topping.

Area olio combustibile: vi sono posizionati i serbatoi di olio combustibile.

In questi serbatoi vengono preparati i vari tipi di oli combustibili selezionati in funzione della percentuale di zolfo (alto tenore o basso tenore di zolfo) e della viscosità (prodotti fluidi - semifluidi - densi).

Dai serbatoi, che vengono riforniti dai vari impianti, il prodotto viene inviato al caricamento via mare, alla linea di consumo interno ed all'ENEL via tubazione. Le operazioni che si svolgono in tale possono essere distinte in:

- colaggio da impianto
- carico di impianti
- miscelazione
- ricircolazione
- carico via mare e via tubazione
- additivazione.

Area benzina: vi sono posizionati i serbatoi di benzine ed in particolare:

- serbatoi di virgin nafta
- serbatoi di benzina finita non etilata (unleaded)
- serbatoi di benzina finita etilata (verde)
- serbatoi di benzina semilavorata
- hortonsfere di benzina semilavorata (C5).

Dai serbatoi, che vengono riforniti dall'area di miscelazione, il prodotto viene inviato al caricamento via mare o via terra.

Le operazioni che si svolgono in questa area possono essere distinte in:

- colaggio da impianto (solo per le virgin nafta)
- miscelazione
- ricircolazione

- carico via mare
- adulterazione (solo per le benzine)
- carico via terra (solo per le benzine di tipo nazionale).

Area gasolio: vi sono posizionati serbatoi adibiti allo stoccaggio dei gasoli finiti. In questi serbatoi vengono preparati i vari tipi di gasoli, selezionati in funzione delle specifiche commerciali.

Dai serbatoi, che vengono riforniti dall'area di miscelazione, il prodotto viene inviato al caricamento via mare o via terra.

Le operazioni che si svolgono in questa area possono essere distinte in:

- colaggio da impianto
- ritorno a impianto
- miscelazione
- ricircolazione
- carico via mare
- additivazione
- carico via terra.

Area kerosene: vi sono posizionati i serbatoi di kerosene JP1 e JP5.

In questi serbatoi vengono preparati i vari tipi di kerosene, selezionati in funzione della carica ASTM, del punto di infiammabilità e del punto di congelamento. Il prodotto dei serbatoi arriva direttamente dagli impianti.

Da questi serbatoi il prodotto finito prelevato è inviato al caricamento via mare.

Le operazioni che si svolgono in questa area possono essere distinte in:

- colaggio da impianto
- carico di impianti
- carico via mare
- additivazione.

Area GPL: vi sono posizionati i 15 serbatoi del GPL.

Da questi serbatoi si preleva il prodotto finito che può essere inviato al caricamento via mare o via terra.

Le operazioni che si svolgono in questa area possono essere distinte in:

- colaggio da impianto
- carico di impianto
- miscelazione
- carico via mare
- additivazione
- carico via terra per GPL e propano.

Infine è presente un'area dove sono localizzati i seguenti serbatoi di prodotti intermedi/finiti per il caricamento via terra:

- gasoli
- kerosene
- stoccaggio del residuo dell'impianto Topping.

In questi serbatoi il prodotto arriva direttamente dagli impianti e da qui può essere inviato ad altri impianti di rettifica oppure all'area di miscelazione per l'ottenimento dei prodotti finiti. Nell'area CVT sono posizionati i serbatoi per il caricamento via terra. In questi serbatoi il prodotto arriva dai serbatoi dei prodotti finiti e le eventuali denaturazioni vengono effettuate nei serbatoi di provenienza. In quest'area sono presenti anche i serbatoi adibiti ai servizi interni del Complesso quali:

- slop
- zavorra ed accumulo acque oleose
- antincendio
- olio combustibile per servizi interni del Complesso

Infine, lo zolfo solido prodotto dall'impianto 1300 è stoccato in due silos (SL301A e SL301B) della capacità di 500 m³/ciascuno. Il solfato ferroso, l'acido fosforico ed il polielettrolita, impiegati nell'impianto 2800, sono stoccati nel capannone dell'area di impianto: l'acido fosforico è stoccato in cisterna, mentre il solfato ferroso ed il polielettrolita in sacchi.

La MDEA pura è stoccata in un serbatoio della capacità di 30m³ (TK102), mentre la sua soluzione al 38%-40% è stoccata in un serbatoio da 746 m³ (TK101): entrambi i serbatoi sono ubicati all'interno dell'area di impianto 1100.

L'acido solforico, la soda caustica, il cloruro di sodio, l'idrossido di calcio dell'impianto 2600 sono stoccati in serbatoi d'acciaio.

3.2

MOVIMENTAZIONE DELLE MATERIE PRIME E DEI PRODOTTI

La movimentazione dei prodotti e del grezzo nell'ambito del Complesso ed esternamente ad esso avviene attraverso:

- 26 tubazioni costituenti il collegamento Raffineria-pontile (oleodotto)
- tubazioni che collegano la Raffineria ISAB Sud alla raffineria ISAB Nord (vedi § 2.2.13 per dettagli)
- tubazioni interne alla Raffineria che collegano serbatoi, sale di pompaggio e impianti (pipeway).

Il collegamento Raffineria-pontile avviene mediante tubazioni quasi interamente interrato ed un sovrappasso realizzato con struttura portante in calcestruzzo armato. La struttura è costituita da tre elementi portanti (setti) posti sul lato ovest della ex SS n. 114, tra la sede della ex SS n. 114 e la sede ferroviaria e sul lato est della sede ferroviaria: sui setti si appoggia la struttura del sovrappasso.

Il sovrappasso è costituito da due piani: nel primo sono alloggiati le tubazioni di maggiore diametro ed i cavi elettrici, nel secondo sono alloggiati le tubazioni di diametro più piccolo.

Le pareti longitudinali del sovrappasso sono realizzate in modo da consentire una buona ventilazione e riparare le tubazioni dall'irraggiamento solare; la base, per un'altezza di circa un metro, costituisce una vasca di contenimento delle tubazioni presenti (incamiciate con tubi di maggiore diametro). La lunghezza complessiva dell'oleodotto, tra la Raffineria e la radice del pontile, è di circa 3.000 m.

Il complesso fascio di tubazioni interne è concentrato in una pipeway o via delle tubazioni, larga circa 70 m e lunga quasi 2 km, che percorre il Complesso da sud a nord seguendo parallelamente la fascia occupata dagli impianti e attraversando due file di serbatoi di grezzo. Si tratta di una grande trincea attraversata dalle strade che collegano le due parti in cui resta diviso il Complesso.

La trincea è stata ripartita in settori mediante muri di cemento trasversali in modo da costituire una successione di bacini di contenimento di notevole importanza per evitare eventuali contaminazioni dovute a perdite accidentali.

Il pontile, fra la radice e gli accosti di testata, ha una lunghezza di circa 1.300 m e presenta 5 piattaforme di attracco per le navi (le piattaforme 1,2,5,6 misurano 20 m x 40 m, la 7 misura 20 m x 30m).

Alla radice del pontile si trovano i seguenti edifici:

- magazzino
- cabina elettrica
- portineria ed uffici
- sala controllo
- sala pompe antincendio.

Per la connessione degli oleodotti alle navi, sulle piattaforme vengono usati bracci di carico nel seguente numero:

- piattaforma n. 1: 6 bracci
- piattaforma n. 2: 5 bracci
- piattaforma n. 5: 6 bracci
- piattaforma n. 6: 6 bracci
- piattaforma n. 7: 3 bracci.

Ogni gruppo di bracci è comandato con un sistema oleodinamico sia da una cabina sistemata su ogni piattaforma sia da una consolle portatile che l'operatore può condurre a bordo della nave.

Ogni braccio è provvisto di attacco rapido per la flangia di bordo, comandato dal sopraccitato sistema oleodinamico. Su ogni piattaforma è previsto il sistema di sconnessione di emergenza, funzionante anche in mancanza di energia elettrica a mezzo di accumulatori di pressione che agiscono sul sistema oleodinamico.

Il sistema di svuotamento dei bracci avviene in sequenza con la valvola di arresto del prodotto, sistemata alla radice di ogni braccio di carico.

Il prodotto in essi contenuto viene raccolto in appositi serbatoi di slop da dove viene poi pompato in zavorra.

I bracci di carico per i prodotti bianchi sono separati da quelli dei prodotti neri ed ogni prodotto è mantenuto separato in linee singole in maniera da evitare contaminazioni che si verificherebbero nel caso di una linea adoperata per più prodotti.

Nelle Tabelle 3.2 a-b-c-d seguenti sono riportate le capacità di movimentazione dei principali prodotti e materie prime.

Tabella 3.2a Carico Via Terra delle Autobotti

PRODOTTO	N. CORSIE	N. BRACCI	MAX AUTOBOTTI/GIORNO	CONSUNTIVO 2005 (t)
GPL	2	4	40	69.614
ZOLFO LIQ.	2	2	10	6.118
ZOLFO SOL.	2	2 SILOS	15 (camion)	95.782
BENZINA	6	24	100	139.758
GASOLIO	6	8	110	324.636

Tabella 3.2b Movimentazione da Pontile

PRODOTTO	DESTINAZIONE PIATTAFORME	CAPACITA' MAX TOTALE DI CARICO (C) E DISCARICO (D) (t/h)	CONSUNTIVO ANNO 2005 (t) (carico o discarico)
GREZZO	1, 2, 5 e 6	29.800 (D)	12.408.000
GPL	1 e 7	2.520 (C)	151.744
VIRGIN NAFTA	1 e 2	2.800 (C)	1.992.292
BENZINE	1,2, 5, 6 e 7	5.600 (C)	
KEROSENE	1, 2 e 7	3.670 (C)	0
GASOLIO	1, 2, 5, 6 e 7	6.600 (C)	5.753.333
OLIO COMBUSTIBILE	1, 2, 5, 6 e 7	13.300 (C)	2.024.047
		29.800 (D)	

Tabella 3.2c Tonnellaggio delle navi

PRODOTTO	CAPACITA' DI CARICO DELLA NAVE (t)		N. NAVI/MESE
GREZZO	30.000-170.000		6
OLIO COMBUST.	5.000-50.000		11
BENZINA	15.000	Media 20.000	Media 40
KEROSENE	10.000		
OLIO COMBUST.	20.000		
GASOLIO	15.000		
GPL	400-3000		9

Tabella 3.2d Trasferimento Mediante Oleodotti a Industrie Limitrofe

PRODOTTO	DESTINAZIONE	CAPACITA' (m ³ /h)	CONSUNTIVO ANNO 2005 (t)
OLIO COMBUSTIBILE	Centrale termoelettrica ENEL - Melilli	1.200	213.764
BENZINA, OLIO COMBUSTIBILE, GREZZO, GPL E GASOLIO	Raffineria Isab Impianti Nord	500	164.552

3.3

PRESENZA DI SOSTANZE PERICOLOSE

Il Complesso è soggetto agli adempimenti del D. Lgs. 334/99 relativo al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose. Nella seguente Tabella 3.3A si riportano i quantitativi massimi di sostanze pericolose presenti all'interno del Complesso e le relative soglie previste dall'Allegato I- parte 1 e 2- del D.Lgs. 334/99.

Tabella 3.3a Trasferimento Mediante Oleodotti a Industrie Limitrofe

SOSTANZE PERICOLOSE PRESENTI	STATO FISICO	QUANTITÀ MASSIMA PRESENTE (t)	SOGLIA ART. 6/7 (t)	SOGLIA ART. 8 (t)
Allegato I Parte 1 GPL	Liquido/gas	12.043,04	50	200
Allegato I Parte 1 Idrogeno	Gas	8,95	5	50
Allegato I Parte 1 Benzina per autovetture	Liquido	176.000	500	50.000
Allegato I Parte 1 Alchili di piombo	Liquido	29	5	50
Allegato I Parte 2 1. Molto tossiche H ₂ S	Gas	5,66	5	20
Allegato I Parte 2 2. Tossiche Ammoniaca	Gas	0,005	50	200
Allegato I Parte 2 7a. Facilmente infiammabili Gasolio (impianto) Residuo Topping e Vacuum (impianto) Kerosene (impianto)	Liquido Liquido Liquido	1.540,85 1.557,46 161,26	50 50 50	200 200 200
Allegato I Parte 2 7b. Facilmente infiammabili MTBE (stoccaggio)	Liquido	7.400	5.000	50.000
Allegato I Parte 2 8. Estremamente infiammabili Grezzo Virgin nafta	Liquido Liquido	726.450 60.300	10 10	50 50

SOSTANZE PERICOLOSE PRESENTI	STATO FISICO	QUANTITÀ MASSIMA PRESENTE (t)	SOGLIA ART. 6/7 (t)	SOGLIA ART. 8 (t)
HC	Liquido	12.297	10	50
Gas comb.	Gas	67,22	10	50
Benzina semilavorata	Liquido	88.042,96	10	50
Allegato I Parte 2				
<i>9. Sostanze pericolose per l'ambiente</i>				
<i>Gasolio (stoccaggio)</i>	Liquido	445.000	500	2.000
<i>Kerosene (stoccaggio)</i>	Liquido	35.000	500	2.000
<i>Gofinato (stoccaggio)</i>	Liquido	45.500	500	2.000

4

COMBUSTIBILI UTILIZZATI

I combustibili utilizzati dal Complesso sono rappresentati dall'olio combustibile (OC) e dal fuel gas (FG) prodotti dal Complesso e dal metano importato dalla rete SNAM.

Nelle schede B3.1 e B3.2 della presente AIA sono riportati per ciascun impianto i combustibili utilizzati, mentre nelle schede B5.1 e B5.2 sono riportati rispettivamente i consumi de vari combustibili per l'anno 2008 e alla capacità produttiva.

5 *CONSUMO DI RISORSE IDRICHE*

L'approvvigionamento idrico del Complesso è costituito da una quota di acque dolci e da una di acque salate (acqua di mare).

Le acque dolci sono costituite dalle seguenti fonti:

- acqua da pozzi
- acqua da Sogear
- acqua demineralizzata da IGCC di Isab Energy

L'acqua prelevata dai pozzi è inviata all'impianto 2600 il quale produce l'acqua demineralizzata, l'acqua addolcita e l'acqua potabile necessaria ai fabbisogni dello stabilimento; tale acqua viene emunta da n. 4 pozzi.

L'acqua demineralizzata dall'IGCC viene prodotta da un processo di dissalaggio acqua mare.

Le acque acquistate da Sogear sono utilizzate come acqua potabile e/o industriale.

Il consumo di acqua dolce del Complesso è minimizzato grazie al recupero dall'impianto di trattamento biologico delle acque di scarico (vedi paragrafo 2.4.4) come acque servizi, impiegate principalmente come acqua antincendio, per il raffreddamento delle prese campione, per i lavaggi, le pulizie e le manutenzioni.

L'acqua mare è utilizzata dal Complesso come acqua di raffreddamento dei prodotti.

Per dettagli sui consumi di acqua dello stabilimento si rimanda alle schede B2.1 e B2.2 della presente AIA.

6

BILANCIO ENERGETICO

L'energia termica necessaria per i processi dello stabilimento viene generata mediante la combustione dell'olio combustibile (OC) e dal fuel gas (FG) prodotti dal Complesso e del metano importato dalla rete SNAM. L'energia elettrica consumata in parte è acquistata dalla rete Enel e in parte è generata dagli impianti 2000 e 2000A.

Per dettagli sulla produzione di energia termica e elettrica dello stabilimento per l'anno 2008 e alla capacità produttiva si rimanda alle schede B3.1 e B3.2.

Per dettagli sui consumi di energia termica e elettrica dello stabilimento per l'anno 2008 e alla capacità produttiva si rimanda alle schede B4.1 e B4.2



PROGETTO

TITOLO

REV.

Pagina

P09_ERG_07
1ISAB S.R.L.:
AIA Stabilimento ISAB SUD

0

74

7

EMISSIONI IN ACQUA

La raffineria scarica a mare le acque reflue attraverso un unico sbocco servito da un canale detto *Canale Alpina*, nella prospiciente baia di S. Panagia a sud di Marina di Melilli. Il canale attraversa lo stabilimento da ovest ad est lungo la dorsale sud, uscendo dalla recinzione lato est e passando sotto la ex SS114 e la ferrovia.

Nel suddetto canale sono convogliati:

- stramazzo della vasca di raccolta delle acque di raffreddamento (scarico parziale EM/N-1);
- stramazzo delle vasche di dissabbiamento dell'acqua mare (scarico parziale EM/N-2);
- scarico dalla vasca di raccolta della rete acque bianche e meteoriche (TK144) (scarico parziale EM/N-3);
- scarico delle acque provenienti dall'Impianto TAS (scarico parziale EM/N-4).

La parte iniziale del Canale, prima dell'ingresso di raffineria, si presenta come un vaso in cemento armato ubicato in corrispondenza del recinto fiscale lato ovest ed è munito di griglia, per trattenere eventuali corpi estranei presenti: in questo punto avviene l'immissione "naturale" delle acque meteoriche esterne alla Raffineria e dello stramazzo delle acque di raffreddamento (quest'ultimo denominato scarico parziale EM/N-1) provenienti dalla vasca di osservazione (TK101) dell'impianto 2005. Da qui in poi il canale scorre interrato dentro i confini dello stabilimento fino all'uscita dalla recinzione e raccoglie gli altri scarichi parziali precedentemente elencati (nell'ordine EM/N-2, EM/N-3 e EM/N-4).

Prima dell'uscita del canale alpina dalla recinzione della raffineria sono presenti un campionatore automatico in continuo ed un misuratore/registratore di temperatura ed a valle di questo l'innesto dello scarico delle acque reflue del vicino complesso IGCC di Isab Energy.

Per dettagli sulle portate e sulle caratteristiche dei suddetti scarichi, per l'anno 2008 e alla capacità produttiva, si rimanda alle schede B9.1 e B9.2 della presente AIA.

Per dettagli sui parametri caratteristici, sui flussi e sulle concentrazioni degli inquinanti degli scarichi si rimanda alle schede B10.1 (anno 2008) e B10.2 (capacità produttiva) della presente AIA.

8 EMISSIONI IN ATMOSFERA

8.1 EMISSIONI CONVOGLIATE

Le emissioni convogliate della raffineria possono essere suddivise in:

- emissioni generate dalla combustione dei combustibili nei forni e nelle caldaie dei differenti impianti;
- emissioni di vapori delle sostanze organiche volatili prodotte durante le operazioni di caricamento delle autobotti con benzina presso l'area di Carico Via Terra della Raffineria. I vapori delle sostanze organiche volatili prodotte durante le operazioni di caricamento delle autobotti con benzina presso l'area di Carico Via Terra della Raffineria vengono convogliati, mediante apposite tubazioni, all'impianto recupero vapori CVT (paragrafo 2.3.5). Tale impianto permette di recuperare i vapori tramite raffreddamento e condensazione e di abbattere i composti organici volatili residui mediante un'apposita sezione a carboni attivi. L'aria trattata dal sistema viene successivamente emessa in atmosfera attraverso una candela fredda;
- emissioni dall'impianto di messa in sicurezza di emergenza per la bonifica delle acque della falda idrica sottostante l'area della Raffineria costituito da una barriera attiva di Air Sparging/Biosparging (AS/BS) e Soil Vapour Extraction (SVE), comprendente sei moduli (denominati 1, 2, pilota, 4, 5 e 6), ciascuno dei quali dotato di camino. Il Ministero dell'Ambiente-Direzione Qualità della Vita, nell'ambito della Conferenza dei Servizi decisoria per il Sito di Interesse Nazionale di Priolo, ha prescritto che per queste emissioni *"devono essere acquisite le necessarie autorizzazioni secondo quanto disposto dal DPR 203/88"* (punto C.12 del verbale della CdS decisoria – Sito di Interesse Nazionale di Priolo- del 16 febbraio 2007). Per ottemperare a tale prescrizione ISAB s.r.l. richiede che nell'ambito della presente Autorizzazione Integrata Ambientale, i camini dei moduli dell'impianto AS/BS-SVE vengano autorizzati all'emissione in atmosfera secondo quanto disposto dalla normativa vigente.

Per dettagli sulle caratteristiche geometriche dei camini, sui sistemi di trattamento fumi installati e sulla presenza di sistemi di monitoraggio in continuo delle suddette emissioni si rimanda alla scheda B6 della presente domanda di AIA. Per dettagli sulle emissioni di inquinanti relative all'anno 2008 e alla massima capacità produttiva si rimanda alle schede B7.1 e B7.2.

L'ubicazione dei punti di emissione della raffineria è mostrata nell'Allegato B20.

Nelle Tabelle successive si riportano, per gli anni 2006, 2007 e 2008, le medie dei valori delle campagne di monitoraggio semestrali che vengono effettuate sui camini della raffineria.

Tabella 8.1a Risultati delle Campagne di Monitoraggio Semestrali – Anno 2006

2006		
Inquinante	CAMINO A [mg/Nm ³]	CAMINO B [mg/Nm ³]
CO	4.91E+01	3.95E+01
CO2		
N2O		
NO2	9.84E+01	1.69E+02
NH3	2.15E+00	1.92E+00
SO2	4.05E+02	1.09E+03
COVNM	3.75E+00	3.75E+00
PM (POLVERI)	7.00E+00	1.60E+01
PM10		
PCB	2.50E-03	5.00E-03
Benzene	2.50E-01	2.50E-01
IPA (di Borneff)		
Fluorantene	2.75E-04	2.75E-04
Benzo(b)fluorantene	3.25E-04	3.25E-04
Benzo(k)fluorantene	3.25E-04	3.25E-04
Benzo(a)pirene	2.75E-04	2.75E-04
Benzo(ghi)perilene	2.75E-04	2.75E-04
Indeno(1,2,3-cd)pirene	2.75E-04	2.75E-04
Cl2	2.50E-01	5.00E-01
HCl	6.57E+00	2.00E+00
Cloro (come HCl)	7.05E+00	2.97E+00
Fluoro (come HF)	7.83E-01	5.00E-01
As	3.75E-03	3.75E-03
Cd	3.75E-03	3.75E-03
Cr III	1.78E-02	4.04E-03
Cr VI	1.88E-03	1.88E-03
Cu	1.83E-02	9.95E-03
Hg	3.75E-03	3.75E-03
Ni	1.60E-02	1.32E-02
Pb	4.31E-03	4.68E-03
Se	3.75E-03	3.75E-03
Zn	2.72E-02	1.56E-02

Tabella 8.1b Risultati delle Campagne di Monitoraggio Semestrali – Anno 2007

2007				
Inquinante	CAMINO A [mg/Nm ³]	CAMINO B [mg/Nm ³]	1800 [mg/Nm ³]	TG [mg/Nm ³]
CO	2.35E+01	1.29E+02	1.23E+02	1.40E+01
CO2				
N2O				
NO2	1.51E+02	2.78E+02	6.72E+01	1.28E+01
NH3	5.00E-01	8.63E-01	1.01E+00	5.00E-01
SO2	5.76E+02	1.28E+03	5.09E+01	9.43E+00
COVNM	2.75E+00	2.75E+00	3.48E+00	2.75E+00
PM (POLVERI)	6.67E+00	4.52E+01	2.06E+00	5.00E-01
PM10				

2007				
Inquinante	CAMINO A [mg/Nm ³]	CAMINO B [mg/Nm ³]	1800 [mg/Nm ³]	TG [mg/Nm ³]
PCDD PCDF	5.25E-08	1.70E-08	3.77E-08	1.96E-07
PCB	5.00E-03	5.00E-03	5.00E-03	5.00E-03
Benzene	1.50E-01	3.58E-01	1.50E-01	1.50E-01
IPA				2.50E-04
Benzo(b)fluorantene	1.42E-04	1.50E-04	1.42E-04	1.50E-04
Benzo(k)fluorantene				
Benzo(a)pirene	5.00E-05	5.00E-05	5.00E-05	5.00E-05
Indeno(1,2,3-cd)pirene	5.00E-05	2.33E-01	1.21E-04	5.00E-05
Cl2				
HCl	1.43E+00	3.23E+00	8.92E-01	1.28E+00
Cloro (come HCl)	1.43E+00	3.23E+00	8.92E-01	1.28E+00
Fluoro (come HF)	3.75E-01	3.75E-01	3.75E-01	3.75E-01
As	4.00E-03	5.39E-03	4.00E-03	3.17E-03
Cd	4.00E-03	4.00E-03	4.26E-03	3.17E-03
Cromo totale	4.12E-02	1.03E-01	9.77E-02	5.83E-03
Cr III	2.97E-02	1.57E-02		3.02E-03
Cr VI	5.00E-03	5.00E-03	4.79E-03	4.17E-03
Cu	1.39E-02	7.77E-03	6.67E-03	3.17E-03
Hg	3.80E-03	3.80E-03	4.35E-03	2.97E-03
Ni	4.30E-02	1.61E-01	5.88E-02	4.58E-03
Pb	7.09E-03	5.67E-03	4.90E-03	3.17E-03
Se	4.00E-03	4.22E-03	4.05E-03	3.17E-03
Zn	2.58E-02	3.90E-02	8.94E-02	1.04E-02

Tabella 8.1c Risultati delle Campagne di Monitoraggio Semestrali – Anno 2008

2008				
Inquinante	CAMINO A [mg/Nm ³]	CAMINO B [mg/Nm ³]	1800 [mg/Nm ³]	TG [mg/Nm ³]
CO	2.23E+01	1.04E+02	6.00E+01	4.00E+00
CO2				
N2O				
NO2	2.19E+02	2.60E+02	6.70E+01	1.45E+01
NH3	5.00E-01	5.00E-01	3.33E-01	2.92E-01
SO2	1.99E+02	8.53E+02	5.08E+01	2.50E+00
COVNM	8.83E-01	5.00E-01	2.70E+00	2.63E+00
PM (POLVERI)	1.01E+01	3.31E+01	7.11E+00	5.17E-01
PM10				
PCDD PCDF	3.89E-07	4.43E-08	8.07E-08	5.99E-09
PCB	5.00E-03	5.00E-03	5.00E-03	5.00E-03
Benzene	3.67E-01	2.58E-01	5.00E-02	5.00E-02
IPA				3.75E-04
Benzo(b)fluorantene	8.25E-04	1.50E-04	1.31E-04	1.25E-04
Benzo(k)fluorantene				
Benzo(a)pirene	6.25E-04	5.00E-05	1.81E-04	1.25E-04
Indeno(1,2,3-cd)pirene	5.00E-05	5.00E-05	1.06E-04	1.25E-04
Cl2				4.13E-01
HCl	5.75E+00	3.25E+00	2.03E+00	1.09E+00
Cloro (come HCl)	6.24E+00	3.86E+00	3.12E+00	1.89E+00
Fluoro (come HF)	2.50E-01	2.50E-01	9.13E-01	2.50E-01
As	5.00E-04	3.13E-03	3.31E-03	3.67E-03

2008				
Inquinante	CAMINO A [mg/Nm ³]	CAMINO B [mg/Nm ³]	1800 [mg/Nm ³]	TG [mg/Nm ³]
Cd	5.00E-04	5.00E-04	1.03E-03	1.83E-04
Cromo totale	0.00E+00	0.00E+00	3.42E-02	8.33E-04
Cr III	1.48E-02	1.22E-01	2.66E-03	9.17E-04
Cr VI	5.00E-03	5.00E-03	2.55E-01	2.75E-01
Cu	5.92E-03	1.81E-03	6.70E-03	2.75E-03
Hg	1.00E-04	1.00E-04	7.75E-04	9.17E-04
Ni	7.08E-02	1.62E-01	9.56E-03	1.42E-03
Pb	1.83E-03	1.44E-03	3.88E-03	1.00E-03
Se	7.00E-04	5.42E-04	6.65E-03	1.83E-03
Zn	1.34E-01	1.68E-01	3.71E-01	2.21E+00

I limiti di bolla attuali a cui devono sottostare le emissioni dei fumi di combustione, rilasciati in atmosfera attraverso i camini A, B, 3 e 4, sono riportati nella scheda A7.

Nella tabella successiva si riporta la bolla della Raffineria stimata a partire dai dati della scheda B7.2; questa bolla presenta valori inferiori rispetto a quella attualmente autorizzata grazie alla massimizzazione dell'impiego di fuel gas e all'utilizzo di olio combustibile con un tenore di zolfo $\leq 1\%$ in peso.

Tabella 8.1d Bolla Raffineria Stimata a Partire dai Dati della Scheda B7.2

Impianto	Portata Fumi Nm ³ /h	SO ₂		NO _x		PTS	
		Portata kg/h	Concentrazione mg/Nm ³	Portata kg/h	Concentrazione mg/Nm ³	Portata kg/h	Concentrazion e mg/Nm ³
100 F 101	243366,0	413,7	1700,0	73,0	300,0	18,9	77,5
200 F 101	21574,0	1,1	51,7	10,8	500,0	-	-
200 F 102	21079,0	1,1	51,7	10,5	500,0	-	-
200 F 301	12600,0	0,6	44,7	2,1	168,0	-	-
300 F 101	11281,0	0,6	51,7	5,6	500,0	-	-
400 F 101	12600,0	0,7	51,7	6,3	500,0	-	-
500 F101/4 e F301/2	124465,0	4,4	35,0	31,1	250,0	7,6	60,9
500 F106	5490,0	0,2	35,0	1,6	300,0	-	-
1000 F101	1295,0	0,1	51,7	0,6	500,0	-	-
1000 F 102	7183,0	0,4	51,7	3,6	500,0	-	-
1600 F 201	35929,0	1,9	51,7	18,0	500,0	-	-
1600 F 501	35929,0	1,9	51,7	18,0	500,0	-	-
1600 F 502	19573,0	1,0	51,7	9,8	500,0	-	-
TOT camino SUD	552364,0	427,4	773,8	191,1	346,0	26,4	47,9
CTE	250000,0	425,0	1700,0	82,5	330,0	19,4	77,5
600 F 101	114104,0	194,0	1700,0	34,2	300,0	8,8	77,5
700 F 101	15815,0	0,8	51,7	7,9	500,0	0,0	0,0
700 F 201	22963,0	1,2	51,7	11,5	500,0	0,0	0,0
800 F 101	50727,0	2,3	44,7	25,4	500,0	-	-
1600 F 101	37920,0	9,6	253,1	19,0	500,0	0,6	14,8
1600 F 301	17193,0	0,9	51,7	5,2	300,0	-	-

zolfo	34060,0	195,8	5748,0	2,8	82,9	-	-
TOT camino Nord	542782,0	829,5	1528,3	188,4	347,1	28,8	53,0
Unità 1800	18562,0	0,8	44,7	2,9	156,0	-	-
TG da 80 MWe	821642,0	-	-	44,1	53,7	-	-
Bolla di Raffineria	1935350,0	1257,8	649,9	426,6	220,4	55,2	28,5

8.2 *EMISSIONI DIFFUSE E FUGGITIVE*

Le emissioni diffuse e fuggitive dei composti organici volatili (COV) derivano dalle seguenti attività:

- stoccaggio delle materie prime e dei prodotti
- carico e scarico materie prime e prodotti dal pontile
- carico dei prodotti in autobotti (CVT)
- esercizio degli impianti di processo
- esercizio dell'impianto di trattamento delle acque di scarico.

L'adozione di un impianto di recupero vapori dell'area CVT (vedi paragrafo 2.3.5) e di moderni sistemi di guarnizioni (doppie tenute) sui serbatoi destinati allo stoccaggio dei prodotti più leggeri ha consentito di mantenere concentrazioni di emissioni diffuse molto basse e in linea con le attuali normative europee (Dir .94/63/CE e L. n.413 del 04/11/97).

Per dettagli sulla quantità annua delle emissioni diffuse e fuggitive generate dalla raffineria si rimanda alle schede B8.1 e B8.2 della Presente AIA.

L'ubicazione dei punti di emissione della raffineria è mostrata nell'Allegato B20.

Il Complesso produce in generale le seguenti tipologie di rifiuti:

- Rifiuti provenienti dalle attività di bonifica in corso (acqua di falda) per le quali lo stabilimento è attualmente autorizzato al trattamento D9 presso l'impianto TAS;
- Rifiuti solidi urbani (mensa aziendale, mense di reparto e uffici) che vengono smaltiti attraverso il servizio pubblico del Comune di Priolo Gargallo;
- Rifiuti non pericolosi provenienti da attività di demolizione e costruzione e fanghi provenienti da impianto di addolcimento delle acque (costituiti principalmente da carbonato di calcio) che fino a dicembre 2002 erano smaltiti nella discarica di II categoria di tipo A sita all'interno del Complesso e regolarmente autorizzata dalla Regione Siciliana; da gennaio 2003 sono in parte recuperati ed in parte smaltiti in discarica autorizzata esterna. La società ERG MED (oggi Isab Srl) ha predisposto un programma di chiusura e di ripristino della suddetta discarica interna al Complesso (per i dettagli si veda *Allegato A21*);
- Rifiuti non pericolosi provenienti da attività di esercizio che dopo la caratterizzazione vengono conferiti a smaltitori autorizzati;
- Rifiuti pericolosi provenienti da attività di esercizio che vengono stoccati in opportuni depositi temporanei e smaltiti a mezzo di ditte esterne autorizzate;
- Rifiuti pericolosi costituiti dai fanghi provenienti dal TAS che, dopo opportuno ispessimento, fino al 1998 venivano smaltiti tramite un impianto d'incenerimento presente all'interno del Complesso e dal 1999 sono smaltiti presso discarica autorizzata.

All'interno dell'area di proprietà del Complesso sono presenti le seguenti aree di deposito temporaneo di rifiuti (vedi *Allegato B22*):

- depositi temporanei pavimentati, cordolati e recintati per rifiuti pericolosi, (contenuti per lo più in fusti e big bag);
- deposito temporaneo pavimentato, cordolato e recintato per oli esausti;
- deposito temporaneo pavimentato per rottami ferrosi;
- deposito temporaneo cordolato e recintato per i rifiuti pericolosi e non pericolosi prodotti presso il pontile.

Queste sono le aree usualmente utilizzate come deposito temporaneo: occasionalmente sono utilizzate altre aree all'interno del Complesso nel rispetto delle prescrizioni dell'*art. 183, c. 1, lettera (m) del D.Lgs 152/06*.

All'interno del Complesso è presente, inoltre, un'area di deposito preliminare di rifiuti pericolosi, attualmente non utilizzata in quanto è scaduta la relativa autorizzazione (Ordinanza Commissariale n. 76 del 1 febbraio 2002 della

Regione Siciliana scaduta nel 2007) e per la quale *ISAB Srl* intende, con la presente autorizzazione integrata ambientale, richiederne il rinnovo .

Il deposito ha una superficie di circa 400 m² ed una capacità totale di stoccaggio di circa 911 t/a di rifiuti pericolosi.

Il deposito è costituito da una piattaforma in calcestruzzo armato con rete elettrosaldata, impermeabilizzata con un tessuto non tessuto in PVC dello spessore di 2,5 mm, ed un cordolo di contenimento in calcestruzzo, alto circa 15 cm sopra la piattaforma.

Detta piattaforma è realizzata con unica pendenza lato mare e termina, nel punto di confluenza, con un pozzetto di raccolta da cui gli eventuali liquami, tramite una tubazione interrata, pervengono in una vasca di raccolta a tenuta stagna.

Lo svuotamento di detta vasca avviene tramite autobotte che previa caratterizzazione preliminare, trasferisce i liquami ad impianto di trattamento autorizzato.

Il deposito è recintato con paletti e rete zincata alta 2,5 m e l'accesso avviene da un unico cancello di pari altezza.

I rifiuti sono stoccati in fusti metallici, chiusi e muniti di etichetta specifica per rifiuti pericolosi recante la dicitura di provenienza dei rifiuti stessi e posti su pedane di legno. Detti rifiuti, insieme alle pedane di legno e ai fusti metallici, vengono trasferiti periodicamente ad una ditta autorizzata per lo smaltimento.

I codici CER dei rifiuti da destinare a deposito preliminare sono riportati nella Scheda B.12.

Per dettagli sui rifiuti generati dallo stabilimento, sulle quantità annue prodotte e sulle aree di stoccaggio si rimanda alle Schede B11 e B12 e agli Allegati B22 e D9 della presente AIA.

10 *GESTIONE DEL COMPLESSO*

10.1 *MANUTENZIONE PROGRAMMATA*

La manutenzione degli impianti del Complesso si ispira ai seguenti principi fondamentali:

- mantenere strutture, macchine, impianti e attrezzature in grado di funzionare nelle condizioni stabilite
- conservare il patrimonio aziendale per l'intera vita utile
- garantire la sicurezza del personale e la tutela ambientale
- effettuare le attività di pertinenza con la massima economicità.

L'attuazione dei suddetti principi passa attraverso l'individuazione ed il raggiungimento dei seguenti obiettivi generali:

- selezione delle politiche di manutenzione più idonee
- dimensionamento delle risorse (mezzi, uomini e materiali) per attuare le politiche selezionate nel rispetto dei vincoli tecnici ed economici
- controllo tecnico ed economico dei risultati.

Le politiche di manutenzione adottate sono le seguenti:

1. manutenzione correttiva: è la manutenzione eseguita a seguito della rilevazione di un'avaria e volta a riportare l'entità nello stato in cui essa possa eseguire la funzione richiesta
2. manutenzione preventiva: è la manutenzione eseguita ad intervalli predeterminati o in accordo a criteri prescritti e volta a ridurre la probabilità di guasto o il degrado del funzionamento di un'entità. La manutenzione preventiva è a sua volta così articolata:
 - manutenzione preventiva ciclica, effettuata in base ad intervalli di tempi o cicli di utilizzo prefissati
 - manutenzione su condizione, basata sul monitoraggio delle prestazioni di un'entità e/o dei parametri significativi per il suo funzionamento
 - manutenzione predittiva, effettuata a seguito dell'individuazione e della misura di uno o più segnali e della successiva estrapolazione del tempo residuo prima del guasto
3. manutenzione migliorativa: è l'insieme di azioni di miglioramento o piccola modifica intraprese con lo scopo di migliorare l'affidabilità e la manutenibilità di un'entità.

Nell'individuazione delle politiche di manutenzione da adottare, in ottemperanza alle Norme tecniche nazionali (UNI) ed europee (EN), ISAB S.r.l. adotta strategie di scelta che tengono conto dei seguenti fattori fondamentali:

- normative di legge
- raccomandazioni sui criteri di manutenzione fornite dal costruttore dell'entità
- effetti del possibile guasto dell'entità

- intervallo di guasto (tempo medio che intercorre fra due guasti consecutivi, calcolato con tecniche probabilistiche)
- prevedibilità del guasto (su base statistica con modelli di monitoraggio delle condizioni operative).

Nell'approccio di ISAB, conforme a quello di analoghe realtà industriali, vengono assoggettate a manutenzione preventiva ciclica le seguenti entità:

- apparecchi a pressione
- valvole di sicurezza
- strumentazione critica (allarmi e blocchi)
- macchine critiche
- trasformatori elettrici di potenza
- attrezzature dei pontili
- attrezzature antincendio
- serbatoi di stoccaggio delle materie prime, dei prodotti e degli intermedi di lavorazione.

Sono sottoposte a manutenzione predittiva e su condizione le seguenti entità:

- pompe
- compressori alternativi
- sistemi di tubazioni contenenti prodotti pericolosi
- motori elettrici di bassa tensione
- impianti elettrici di sicurezza
- interni di apparecchiature a pressione
- strutture.

L'approccio correttivo viene usato per le seguenti entità:

- strumentazione non critica
- pompe non critiche
- sistemi di tubazioni contenenti prodotti non pericolosi
- pulizie
- impianti elettrici muniti di ridondanza/protezione
- imprevisti.

Infine, su tutti i guasti avente carattere ripetitivo o, comunque, con frequenza maggiore a quella prevista, vengono effettuate analisi volte all'individuazione degli elementi che inficiano l'affidabilità dell'entità e vengono programmate e poste in atto opportune azioni di miglioramento.

10.1.1 *Tempi di fermata per manutenzione*

Tutti gli impianti di processo non catalitici hanno un fattore annuo di servizio di 0,95 mentre quelli catalitici di 0,90.

Considerando le operazioni di manutenzione ordinaria e la necessità del ricambio dei catalizzatori, è previsto un tempo di fermata di circa 20 giorni l'anno per i primi e di circa 35 giorni per i secondi.

10.2

SALA CONTROLLO DEGLI IMPIANTI

La sala controllo, unica per tutti gli impianti di processo, è costituita da un fabbricato situato ad est dell'impianto Topping (100). Tutti gli impianti sono muniti di speciali apparecchiature che trasmettono, sotto forma di impulsi elettronici, i valori di temperatura, pressione, portata, livello etc. alla sala controllo. Dalla medesima sala partono gli impulsi elettronici di regolazione delle valvole a membrana disposte nelle linee degli impianti.

All'interno della sala controllo è installato un impianto citofonico corredato di altoparlanti che collega la sala con gli operatori addetti agli impianti.

Inoltre ogni area è corredata di un sistema di ricetrasmittente con una stazione centrale in grado di collegarsi con i vigili del fuoco del Complesso e con il pontile.

Gli impianti 2000, 2000A, 2100, 2300, 2400, 2600 e 2700 sono gestiti attraverso un sistema di supervisione e controllo (DCS) posizionato nella sala controllo della CTE ubicata nell'area dell'impianto 2000. Il sistema di controllo è composto dalle stazioni dell'operatore, dai processori, dal sistema ingresso/uscita dati e da unità periferiche posizionate nelle cabine di trasformazione collegate al relativo processore mediante fibra ottica.

10.3

IMPIANTI E SERVIZI ANTINCENDIO

La rete idrica generale antincendio è chiusa ad anello attorno al Complesso. Da essa si derivano maglie di tubazioni ad anello attorno a gruppi di impianti o a gruppi di serbatoi.

La rete è alimentata da quattro pompe, di cui due azionate da motori elettrici e due da motori diesel. L'acqua proviene da un serbatoio polmone di 16.000 m³, alimentato normalmente dall'acqua trattata e recuperata nell'impianto 2800 (max 175 m³/h) e, in emergenza, dalla rete di acqua proveniente dai pozzi e/o da acqua di mare prelevata mediante pompe in grado di fornire, in caso di condizioni più gravose di emergenza, una portata massima di circa 1.900 m³/h alla pressione di 13 atm.

Lungo la rete idrica antincendio sono distribuiti dei superidranti provvisti di due attacchi, uno da 70 mm ed uno da 125 mm, distanti fra loro 30 m lungo il perimetro dei singoli impianti, e 50 m lungo le strade d'accesso all'area impianti ed ai serbatoi.

All'interno dell'area degli impianti sono installati, in posizioni strategiche, naspi e cannoni ad acqua e schiuma (lo schiumogeno è contenuto in fusti posti nei pressi dei cannoni stessi).

Altri cannoni fissi ad acqua e schiuma sono posti in punti particolari del parco serbatoi.