



Sito: Raffineria Sarroch (Cagliari)

**IMPIANTO: IGCC – Impianto di
Gassificazione a Ciclo
Combinato**

Gestore: SARAS SPA

Categoria: IPPC 1.1

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

AI SENSI DEL D.LGS. N.59 DEL 18 FEBBRAIO 2005

Scheda B - Allegato B.18

Relazione tecnica dei processi produttivi

INDICE

A.	INTRODUZIONE	3
B.	EVOLUZIONE DELLO STABILIMENTO.....	9
C.	DESCRIZIONE GENERALE DEL CICLO PRODUTTIVO	10
E.	MATERIE PRIME	13
	Finalità e principi dell'impianto/fase rilevante	14
	Storia dell'impianto	14
	Streams di carica e prodotti	14
	Descrizione del processo e dell'impianto	15
	IGCC - PPU	17
	Aspetti ambientali.....	23
	IGCC -Utilities.....	42
	Aspetti ambientali.....	47
	Aspetti gestionali.....	54
I.	EVENTUALI BONIFICHE SU PARTI DI IMPIANTO (REALIZZATE O IN FASE DI REALIZZAZIONE).....	57
L.	GESTIONE DELLO STABILIMENTO.....	58
	Gestione delle attività di manutenzione.....	58
M.	ANALISI DELLA GESTIONE DEI MALFUNZIONAMENTI E INCIDENTI AMBIENTALI ACCADUTI	64

A. INTRODUZIONE

Impianto IGCC funzionalmente connesso alla Raffineria Saras

La presente relazione fa riferimento all'impianto IGCC – Integrated Gassification Combined Cycle - della Raffineria Saras.

L'impianto IGCC dal punto di vista tecnico risulta essere il naturale completamento di un moderno assetto produttivo di una raffineria di petrolio ed in tal senso risulta funzionalmente connesso con il ciclo produttivo della raffineria Saras, non solo perché cede alla raffineria vapore a bassa e media pressione e idrogeno, ma anche perché la Raffineria e l'impianto IGCC hanno il medesimo gestore e diversi servizi in comune:

- trattamento finale degli effluenti liquidi,
- sfiati IGCC collettati al sistema di torce di raffineria,
- medesima rete antincendio,
- gestione dei rifiuti solidi derivanti dalle attività di manutenzione,
- monitoraggio e gestione comune delle emissioni in atmosfera,
- monitoraggio dello stato di qualità dell'aria.

Al fine comunque di inquadrare l'impianto IGCC nell'intero ciclo produttivo della Raffineria, si riporta nel seguito una sintetica presentazione dello stabilimento.

Presentazione sintetica dello stabilimento

La SARAS S.p.A. ha iniziato la propria attività industriale, indirizzata alla raffinazione del petrolio greggio, nel 1965, con l'entrata in esercizio della Raffineria di Sarroch ubicata sulla costa meridionale della Sardegna a circa 22 Km a Sud Ovest di Cagliari. Dalla trasformazione della materia prima, il greggio, si ottengono diversi tipi di distillati, prodotti finiti e semilavorati, per uso comune e specialistico.

Lo stabilimento della raffineria Saras di Sarroch occupa un'area di 2.744.143 m², di cui 700.000 m² coperti.

Le coordinate geografiche (rif. Greenwich) in cui è posizionata la Raffineria sono, riferite al camino centralizzato degli impianti:

Latitudine: 39° 04' 40" N

Longitudine: 09° 01' 08" E

La Raffineria SARAS confina con:

- a Nord, stabilimento petrolchimico POLIMERI EUROPA/SASOL ITALY, LIQUIGAS;
- a Sud, Sud-Ovest centro abitato di Sarroch;
- da Nord-Est a Sud-Est, Golfo di Cagliari;
- Nord-Ovest, propaggini sud orientali dei monti del Sulcis.

Le installazioni industriali maggiormente significative presenti nell'area sono:

- Polimeri Europa
- Sasol Italy
- Air Liquide (produzione di Ossigeno ed altri gas)
- ENI (imbottigliamento GPL)
- LIQUIGAS (imbottigliamento GPL)

I centri abitati più vicini sono (le distanze sotto riportate si intendono misurate in linea d'aria rispetto al perimetro della Raffineria):

- Sarroch (circa 0,25 km)
- Villa S.Pietro (circa 6 km)

La Raffineria è collegata con:

- Cagliari tramite la SS 195;

Allegato B18

- Iglesias, tramite la SS 195 e la SS 130;
- Carbonia, tramite la SS 195, la SS 130 e la SS 126.

L'aeroporto civile più prossimo è quello di Cagliari-Elmas che dista circa 30 km dalla Raffineria; l'area occupata dalla Raffineria non è interessata da un corridoio aereo di atterraggio o decollo.

La struttura del gruppo Saras si completa con altre due sedi a Milano, Direzione Generale del gruppo, e Roma.

Saras detiene oggi circa il 16% della capacità di raffinazione nazionale, ha una capacità di trattamento di 15 milioni di tonnellate di petrolio (greggio), una capacità di conversione catalitica pari a 7,10 milioni di tonnellate ed una capacità di conversione termica quantificabile in 2,4 milioni di tonnellate.

La raffineria produce combustibili per la quasi totalità delle industrie regionali.

Esistono più aree di servizio funzionali:

- terminale marittimo, per la ricezione e la spedizione di materie prime e lavorati;
- area produzione, occupata dagli impianti di processo e di servizio;
- area stoccaggio e movimentazione prodotti;
- area impianto di cogenerazione e gassificazione (IGCC);
- area spedizione prodotti via terra;
- zona uffici, occupata da uffici, officine e magazzini;

Il terminale marittimo

La ricezione delle materie prime e la spedizione della gran parte dei prodotti avvengono via mare. Saras dispone di un terminale marittimo, costituito da un complesso portuale collegato allo stabilimento. Il terminale è formato da una serie di strutture in cemento armato e acciaio la cui parte principale è costituita da un pontile della lunghezza di 1.500 metri, tale da raggiungere le profondità necessarie per garantire l'attracco delle navi cisterna.

Sulla testata del pontile è situata la sala controllo, ed in contatto radio (VHF) con le navi. Complessivamente, il pontile dispone di 9 piattaforme di ormeggio, che hanno la possibilità di operare in contemporanea alle quali si aggiungono altre 2 piattaforme metalliche poste al termine di una palificata di 1.200 metri che parte dalla testata del pontile e permette l'attracco di navi fino a 300.000 tonnellate di stazza.

L'area produzione

L'area produzione della raffineria è composta da numerosi impianti che possono essere divisi come segue:

- impianti di distillazione, vale a dire le unità di distillazione atmosferica (Topping) e di distillazione sotto vuoto (Vacuum), che producono i tagli primari a partire dal greggio;
- impianti di conversione dei residui e dei distillati pesanti, dove si attuano i processi di conversione (trasformazioni mediante reazioni chimiche) finalizzati alla produzione di tagli medio-leggeri. A tale scopo si utilizzano processi termici o catalitici realizzati nelle unità Visbreaking, Mild Hydrocracking 1 e 2 e Cracking;
- impianti di trasformazione dei distillati leggeri, dove si realizza il Reforming catalitico delle benzine che trasforma le frazioni di distillati leggeri (nafta) in componenti ad alto ottano;
- impianti di trattamento dei distillati medi, dove i distillati medi (Kerosene e gasoli) vengono trattati con processi di idrogenazione catalitica per rimuovere lo zolfo e migliorare le qualità. Lo zolfo rimosso, sotto forma di acido solfidrico, viene recuperato e trasformato in zolfo solido (prodotto commerciale).

L'area stoccaggio

La Raffineria possiede aree occupate dai serbatoi di stoccaggio.

Quest'area funzionale comprende i sistemi di raccolta del greggio, dei semilavorati e dei prodotti

Allegato B18

finiti. Si tratta, sostanzialmente, di serbatoi dislocati all'interno della Raffineria e in un contiguo deposito nazionale. Complessivamente il parco serbatoi della raffineria di Sarroch è composto da 162 serbatoi metallici (cilindrici, sferici o sferoidali) adibiti al contenimento di materie prime e prodotti, per una capacità complessiva di stoccaggio di circa 3,8 milioni di metri cubi.

Tutti i serbatoi sono dotati di sistemi fissi antincendio e di bacini di contenimento in cemento armato o con argini in terra. Nel caso dello stoccaggio del GPL, il sistema antincendio è governato da un dispositivo che, in funzione di vari parametri (tra cui la direzione del vento), attiva le misure necessarie per minimizzare il rischio di incendio e per contenere eventuali fuoriuscite di prodotto.

Il parco serbatoi della raffineria della Saras		
Prodotto	N. Serbatoi	Capacità m ³
Greggio	13	1.290.000
Benzina	33	776.900
Kerosene	11	113.500
Gasoli	35	694.000
Olio combustibile	31	881.000
MTBE	1	10.000
GPL	31	48.900
Pentani	6	10.800
Metanolo	1	10.000
Totale	162	3.835.100

L'area movimentazione e spedizione

Comprende l'insieme delle attrezzature dedicate alla circolazione interna dei prodotti e delle materie prime fra i diversi impianti e le zone di stoccaggio, nonché al caricamento dei prodotti e alla ricezione delle materie prime.

Tali strutture possono essere raggruppate in tre complessi (cui andrebbe aggiunto il terminale marittimo che, per la sua rilevanza è stato trattato a parte) che sono:

- linee e sistemi di pompaggio;
- sistemi di carico via terra;
- sistemi di misura e di additivazione.

Linee e sistemi di pompaggio

Queste strutture servono a movimentare i prodotti e le materie prime che, attraverso un sistema di tubazioni e di pompe dislocate in tutta la Raffineria e nel deposito nazionale, giungono agli impianti di lavorazione e poi alle zone di stoccaggio. In Raffineria esistono 6 sale pompe che sono dedicate alla movimentazione di differenti tipi di prodotti (prodotti "bianchi", prodotti "neri", GPL e spedizioni via terra). Complessivamente queste sale azionano 112 pompe di cui 5 per la refrigerazione del GPL.

Sistemi di carico via terra

Si tratta delle strutture dedicate al caricamento delle autobotti per la spedizione dei prodotti via terra. Queste operazioni avvengono in due sistemi distinti presso:

pensiline di carico in Raffineria tramite due strutture una per il GPL, con tre punti di carico, e l'altra da 12 corsie per kerosene, gasolio ed olio combustibile;

deposito nazionale dove ci sono 7 serbatoi di stoccaggio per i prodotti finiti (capacità complessiva 13.500 m³) e una pensilina di carico da 10 corsie.

Sistemi di misura ed additivazione

Questi sistemi sono quelli utilizzati per la misura, a fini fiscali, dei prodotti in uscita attraverso 48

Allegato B18

contatori installati in 5 stazioni di misura fiscale, dislocate in diversi punti della Raffineria, o per l'aggiunta di coloranti e additivi specifici.

I servizi ausiliari di Raffineria

Oltre agli impianti descritti, lo stabilimento necessita di una serie di attrezzature che offrono servizi di tipo operativo connessi al ciclo produttivo (approvvigionamento energia e risorse, recupero materiali, servizi ambientali ecc.) e di impianti ausiliari per il supporto e la sicurezza (mensa, sistemi antincendio, infermeria, ecc).

Per la gestione delle attività esiste un sistema informativo, che consente di raccogliere i dati e le informazioni elementari, di elaborarli e di renderli disponibili nella forma opportuna per i servizi aziendali che li utilizzano.

L'architettura di questo sistema si basa su tre grandi aree informative:

- il sistema informativo di produzione;
- il sistema informativo di gestione e amministrazione;
- intranet aziendale.

Servizi ed impianti ausiliari per il supporto e la sicurezza.

Per ciò che riguarda tale tipo d'impianti, occorre ricordare il sistema blow-down che raccoglie, grazie ad un sistema di tubazioni, le correnti non più utilizzabili negli impianti e le convoglia a due torce alte 150 m.

E' stato inoltre introdotto un sistema di parziale recupero di queste correnti gassose tramite compressori, per minimizzare le quantità scaricate in torcia. La torcia è monitorata con una telecamera dedicata.

La rete antincendio copre tutte le aree della Raffineria. Essa si compone di un sistema di pompe, azionate da 6 stazioni di pompaggio dislocate in punti chiave dello stabilimento. Lungo tutta la rete antincendio della Raffineria sono dislocati 600 idranti a colonna cui è possibile collegare manichette flessibili e 70 idranti dotati di lancia idrica ad azione manuale; a ciò si aggiunge la stazione interna dei pompieri, dotata di 7 automezzi.

Servizi ausiliari di tipo tecnico

Per dare un quadro semplice ma esaustivo di questa parte della Raffineria è stato riportato in Tabella l'elenco dei servizi ausiliari di tipo tecnico attivi, indicandone la specifica funzione.

Servizi ed impianti ausiliari di tipo tecnico

Approvvigionamento energia e risorse	Sistema acqua grezza e addolcimento	Trattamento dell'acqua proveniente dall'acquedotto CASIC.
	Dissalatore acqua di mare	Produzione acqua dissalata tramite un impianto da 350 m3/ora.
	Sistema produzione energia elettrica e vapore	Centrale termoelettrica da 55,7 MW con produzione di vapore ad alta, media e bassa pressione.
	Rete elettrica	Distribuisce l'energia elettrica prodotta dalla centrale interna e quella importata dalla rete ENEL.
	Rete idrogeno	Convoglia le correnti d'idrogeno agli impianti di desolforazione con sistemi di compressione e purificazione.
Ausilio di processo	Rete gas combustibile di Raffineria	La rete raccoglie tutte le produzioni di gas combustibile dagli impianti e le avvia ai generatori di vapore della centrale termoelettrica.
	Sistema olio combustibile	Permette la distribuzione dell'olio combustibile ai forni di processo, ai generatori di vapore della centrale termoelettrica ed ai forni di processo.
	Sistema aria0 compressa	Formato da 4 compressori, si divide in due reti di distribuzione dell'aria: una per il funzionamento degli strumenti e l'altra per i servizi.
Recupero zolfo	Strippaggio acqua SWS I/2 e 3	Riduce il contenuto d'acido solfidrico e ammoniacale nell'acqua di processo che poi viene avviata al trattamento.
	Unità lavaggio gas DEA I, 2 e 3	Rimuovono l'acido solfidrico dai gas prodotti dagli impianti.
	Unità produzione Zolfo Z2, Z3 e Z4	Trasformano l'acido solfidrico in zolfo liquido, poi trasformato in scaglie di zolfo solido.
Servizi ambientali	Trattamento acque reflue	Dopo la disoleazione, le acque vengono trattate e in parte riutilizzate prima dello scarico.
	Trattamento acque di zavorra	Trattamento e disoleazione delle acque di zavorra delle navi cisterna.
	Trattamento rifiuti solidi	I rifiuti vengono trattati secondo la provenienza per esser smaltiti in discariche esterne alla Raffineria.

L'impianto IGCC

L'impianto IGCC a cui si riferisce la presente documentazione relativa alla domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale sorge all'interno del perimetro della raffineria. E' stato consegnato nel gennaio del 2001 alla Sarlux, da quel momento ha avuto inizio la marcia commerciale dell'impianto che ha comunque visto una fase di avviamento, durata un anno, per la messa a punto. La gestione dell'impianto, fin dalle fasi di avviamento, è stata in capo a Saras.

L'IGCC produce energia elettrica, idrogeno e vapore utilizzando gli oli pesanti derivanti dai processi di raffinazione (TAR). Tramite la gassificazione di circa 150 t/h di TAR con l'impiego di 165 t/h di ossigeno, l'impianto ha una potenza di 555 MW per una produzione annua di oltre 4 milioni di MWh di energia elettrica (immessi nella rete elettrica nazionale), 100 t/h di vapore a media pressione, 85 t/h di vapore a bassa pressione e 40.000 Nm³/h di idrogeno, ceduti alla raffineria.

Questa tecnologia è riconosciuta quale Best Available Technique (BAT) per il settore della raffinazione.

La produzione di energia elettrica dell'IGCC di Sarroch rappresenta un contributo pari ad oltre il 30% del fabbisogno elettrico della regione Sardegna.

B. EVOLUZIONE DELLO STABILIMENTO

Nel 1963, a Sarroch, partono i lavori di costruzione dei primi impianti, e nel 1965 la raffineria avvia la sua attività produttiva.

I primi interventi di ampliamento risalgono al 1968, con la costruzione del nuovo Topping, mentre nel 1969 viene avviato il Cracking, che verrà ampliato negli anni successivi. L'ultima realizzazione industriale all'interno del sito di Sarroch è rappresentata dalla centrale elettrica IGCC di proprietà Sarlux, ma gestito da Saras, inaugurata nel 2000.

Evoluzione dei principali impianti della raffineria

1963-1964	Costruzione primi impianti raffineria
1965	Approdo della petroliera World Glory
1966	Cerimonia di inaugurazione
1968-1969	Costruzione e avviamento nuovo Topping
1969	Avviamento Cracking
1970	Avviamento Alkylazione
1972	Costruzione RT1 e RT2
1983-1984	Costruzione e avviamento CCR
1989	Revamping Cracking
1992	Mild Hydrocracking
2000	Avviamento seconda linea MHC2
2000	Avviamento impianto TAME
2000	Inaugurazione Impianto IGCC Sarlux

C. DESCRIZIONE GENERALE DEL CICLO PRODUTTIVO

Gli impianti Saras lavorano oltre 15 milioni di tonnellate di grezzi e semilavorati

Nell'anno 2004 le quote di produzione sono state le seguenti: 46% gasolio, 25% benzina, 8% feed stock petrolchimico, 7% olio combustibile.

Il 56% della produzione è destinato al mercato italiano (di cui il 24% al mercato sardo); della restante quota del 44% destinato all'esportazione, circa un terzo è stato venduto in Spagna. L'integrazione dei processi di raffinazione con l'attività dell'impianto IGCC di proprietà della controllata Sarlux permette, inoltre, alla Saras di produrre anche 4,4 miliardi di Kwh di energia elettrica all'anno, pari al 30% del fabbisogno sardo.

Gli impianti trasformano mediante processi unitari e non, intimamente collegati, il petrolio grezzo in prodotti finiti (quali gas di petrolio liquefatto, benzine, gasoli, kerosene, etc).

Dallo stesso ciclo di produzione la raffineria ricava il combustibile (gas ed olio) necessario a coprire, in gran parte, il fabbisogno energetico richiesto per il suo funzionamento.

Occorre sottolineare, inoltre, l'entrata in funzione di **due nuovi impianti**, il Mild Hydrocracking 2 che consente la produzione di gasolio a basso tenore di zolfo ed il Tame che riduce in modo sostanziale i componenti inquinanti presenti nella benzina finita.

I prodotti si distinguono, poi, secondo il contenuto di zolfo e il processo di lavorazione subito.

I distillati che definiamo leggeri sono le benzine, le nafte, GPL.

I medi sono rappresentati dai gasoli e dal kerosene; infine abbiamo i pesanti, ad alto contenuto di zolfo che sono generalmente reimpiegati in altre fasi di lavorazione e trasformati in distillati di qualità superiore.

I processi di trasformazione avvengono in tre diverse unità: Visbreaking, Mild Hydrocracking, Cracking, Alchilazione e Reforming.

Tramite un'ulteriore classificazione possiamo distinguere due funzioni svolte dagli impianti di produzione:

il frazionamento, per ottenere i tagli primari (Topping);

la conversione, per ottenere prodotti finiti sempre più pregiati.

La raffineria di Sarroch è dotata di impianti di produzione quali:

- impianti di distillazione del greggio;
- impianti di conversione dei residui e dei distillati pesanti;
- impianti di trasformazione dei distillati leggeri;

impianti di trattamento dei distillati medi.

Distillazione

Le unità di distillazione sono quelle che producono i tagli primari a partire dal greggio e cioè le unità di distillazione atmosferica (Topping) e di distillazione sotto vuoto (Vacuum). Le unità di Topping (Topping 1, 2 e RT2) frazionano il greggio nei tagli petroliferi medio leggeri (dal gas combustibile a gasolio), lasciando inalterata la parte pesante del greggio che passa alle unità Vacuum.

Il frazionamento della parte pesante del greggio avviene nelle unità Vacuum, che funzionano come torri di distillazione analoghe a quelle delle unità Topping, ma operano sotto vuoto, in modo da poter evaporare composti pesanti senza raggiungere temperature eccessivamente alte. Le unità **Vacuum** producono la carica per le unità **Mild Hydrocracking, Cracking e Visbreaking**. Altre colonne di distillazione sono presenti nel ciclo di lavorazione con lo scopo di separare i diversi prodotti ottenuti nelle unità di conversione.

Allegato B18

Conversione dei distillati pesanti

I processi di conversione (trasformazione mediante reazioni chimiche) sono finalizzati alla produzione di tagli medioleggeri a partire da tagli pesanti del petrolio migliorandone le proprietà: a tale scopo si utilizzano processi termici o catalitici realizzati nelle unità **Visbreaking**, **Mild Hydrocracking 1 e 2** e **Cracking**.

Il **Visbreaking** trasforma, tramite una reazione di cracking termico, il distillato pesante del Vacuum in prodotti leggeri (soprattutto gasolio) e in un prodotto (TAR), base per la produzione di olio combustibile.

Il **Mild Hydrocracking 2** realizza sia la desolforazione del gasolio da vuoto destinato al Cracking che la sua parziale trasformazione in prodotti leggeri (soprattutto gasolio) tramite reazioni di idrogenazione su letto catalitico fisso.

Il **Cracking** converte prodotti pesanti in prodotti leggeri (GPL, gasolio e soprattutto benzine) tramite reazioni di cracking catalitico in un sistema a letto fluido.

Trasformazione dei distillati leggeri

Il **Reforming catalitico** delle benzine trasforma frazioni di distillati leggeri in componenti ad alto ottano per la formulazione delle benzine con un processo che impiega un catalizzatore con platino; contemporaneamente si produce idrogeno utilizzato nei trattamenti di **desolforazione**.

Nell'**Alchilazione** il GPL proveniente da **Cracking, Topping e Reforming** viene fatto reagire, in presenza dell'acido fluoridrico come catalizzatore, per formare un componente molto pregiato ad alto ottano per la formulazione delle benzine.

L'impianto di **Eterificazione (TAME)** consente di migliorare complessivamente le caratteristiche della benzina finita prodotta. In particolare riduce in modo sostanziale il contenuto di olefine e diminuisce la tensione di vapore delle benzine, come richiesto dalle nuove specifiche del mercato petrolifero. Lo scopo finale è quello di ridurre i componenti inquinanti presenti in questi prodotti petroliferi.

Trattamento dei distillati medi

I distillati medi (keroseni e gasoli) vengono trattati con processi di idrogenazione catalitica per rimuovere lo zolfo e migliorarne le qualità. Lo zolfo rimosso sotto forma di acido solfidrico (H₂S) viene recuperato e trasformato in zolfo solido (prodotto commerciabile) con una serie di impianti descritti nei servizi.

Interscambi Polimeri Europa

Anche se non sono parte dello stabilimento Saras, devono essere evidenziati gli interscambi con lo stabilimento petrolchimico Polimeri Europa di Sarroch. Questo legame consente di sfruttare, con mutuo vantaggio, le sinergie tra raffinazione e petrolchimica, consolidando al contempo la struttura industriale dell'area cagliaritano.

Tra queste attività si segnalano:

- l'invio di benzine per la lavorazione sul Reforming catalitico in Polimeri Europa;
- la fornitura di diverse cariche petrolchimiche quali GPL ad elevato contenuto di propilene, distillati medi ad elevato contenuto di paraffine, cariche per il Reforming;
- l'integrazione e lo scambio per alcuni servizi (fuel gas, idrogeno, vapore);
- l'estrazione del benzene da benzine Saras.

D. FASI DEL CICLO PRODUTTIVO

L'area di produzione della Saras comprende 19 impianti, tra cui 2 Mild-Hydrocracker con una capacità di processo di oltre 110.000 barili complessivi al giorno, ed un Visbreaker con una capacità di processo di oltre 45.000 barili al giorno.

La complessità degli impianti permette di modulare le differenti fasi del ciclo di raffinazione in base ai tipi e alle caratteristiche dei prodotti da lavorare. I tre impianti di distillazione primaria del greggio (Topping), caratterizzati da una capacità complessiva di 15 milioni di tonnellate l'anno, permettono la lavorazione simultanea di grezzi molto diversi. Dagli impianti di distillazione primaria seguono in cascata i cicli di produzione che coinvolgono i vari impianti. Vengono così realizzate tutte le operazioni necessarie per trasformare gli idrocarburi presenti nel petrolio greggio nelle differenti tipologie di prodotti petroliferi.

Gli impianti principali sono:

Distillazione Atmosferica grezzo (Topping 1 e 2, RT2) e Merox Kerosene
Distillazione Sottovuoto (Vacuum 1 e 2)
Reforming benzine (CCR)
Cracking Catalitico (FCC)
Visbreaker (VSB)
Alchilazione
Mild Hydrocracking (MHC1 e 2)
Desolforazione gasoli
Trattamento gas
Impianto zolfo (Z2-Z3-Z4)
Impianto di eterificazione (TAME)
Impianto IGCC

A completamento: movimentazione e stoccaggio grezzo e prodotti, trattamento acque (impianto TAS, TAZ, TMK) e CTE.

E. MATERIE PRIME

La materia prima della Raffineria è il petrolio grezzo.

Gli idrocarburi presenti nel petrolio greggio secondo il rapporto tra atomo di carbonio (C) e atomo di idrogeno (H) e il loro modo di concatenarsi, si possono classificare in 4 grandi famiglie:

- - paraffine → saturi
- - olefine → insaturi
- - nafteni → ciclici
- aromatici

I petroli greggi a seconda della percentuale di composizione si possono classificare in 3 categorie:

- 1) PETROLI A BASE PARAFFINICA: sono quelli con un contenuto di almeno 65% di idrocarburi paraffinici (a catena aperta).
- 2) PETROLI A BASE NAFTENICA: sono quelli con un contenuto di almeno 65% di idrocarburi naftenici (a catena chiusa).
- 3) PETROLI A BASE MISTA: sono quelli nei quali le diverse famiglie sono presenti in percentuali pressoché uguali. Oltre a questa classificazione vi sono dei fattori caratteristici che differenziano ciascun greggio, e cioè:
 - a) densità
 - b) contenuto in zolfo.

A densità alta del greggio corrisponde, generalmente un alto contenuto di zolfo.

Il contenuto di zolfo varia notevolmente da greggio a greggio, per esempio:

- il greggio russo contiene 1÷2% di zolfo
- il greggio libico contiene 0,1÷0,4% di zolfo
- il greggio persiano contiene 1,4÷ 1,8% di zolfo
- il greggio arabo contiene 2,5÷3% di zolfo

F. IMPIANTO DI GASSIFICAZIONE A CICLO COMBINATO I.G.C.C.

Finalità e principi dell'impianto/fase rilevante

L'impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), di proprietà Sarlux, ma gestito con personale operativo Saras, si colloca all'interno dell'area della Raffineria.

L'impianto IGCC, è un impianto di gassificazione a ciclo combinato in cogenerazione. In questo impianto si effettua la gassificazione del TAR, (idrocarburi pesanti provenienti dall'impianto Visbreaking) con ossigeno, con produzione di un gas di sintesi (Syngas) contenente principalmente CO, H₂ e H₂S. Il gas di sintesi viene poi trattato per eliminare totalmente i composti solforati (che trasformati in zolfo elementare, trovano impiego nell'industria chimica) e quindi utilizzato per produrre energia e vapore, in un processo combinato che sfrutta sia turbine a gas che turbine a vapore. In questo processo si producono forme di energia diverse (energia elettrica, energia termica, nonché idrogeno) a partire dalla stessa fonte energetica (cogenerazione).

Storia dell'impianto

Per la sua costruzione e successiva gestione, è stata costituita nel 1992 una apposita società, la SARLUX.

Il progetto è stato avviato nel 1996. La costruzione ha avuto inizio nel 1997 ed è stato preso in consegna nel gennaio 2001.

Sarlux ha commissionato la progettazione, la costruzione e la messa in marcia al Raggruppamento Temporaneo di Imprese costituito da tre società di ingegneria: Snamprogetti, Nuovo Pignone e General Electric.

Le principali società che hanno partecipato alla realizzazione dell'IGCC sono le seguenti:

- TEXACO (USA): licenziataria del processo di gassificazione e realizzatrice della progettazione delle sezioni di preparazione della carica (unità 200), gassificazione (300), recupero ceneri (310) e di pretrattamento delle acque di scarico (320);
- LURGI (Germania): licenziataria del processo di recupero zolfo, che ha realizzato la progettazione e fornito chiavi in mano le unità di recupero zolfo (510) e trattamento gas di coda (520);
- UOP (USA): ha progettato le unità di rimozione gas acidi (500) e di arricchimento (600) e purificazione idrogeno (610), delle quali è licenziataria;
- GENERAL ELETRIC (USA) ha realizzato la progettazione e fornito le macchine principali del ciclo combinato (700) quali le turbine a gas, le turbine a vapore e i generatori elettrici;
- ANSALDO ENERGIA (Italia): ha progettato e fornito le caldaie a recupero (730) del ciclo combinato;
- BALCKE DURR (Germania): ha progettato la torre di raffreddamento (unità 910), e ne ha fornito le principali apparecchiature;
- ABB - Hartmann & Braun: realizzatrice del sistema di strumentazione e controllo automatico dell'impianto.

Streams di carica e prodotti

La carica dell'impianto è costituita da circa 150 t/h di TAR e circa 112000 Nm³/h di ossigeno (95%).

L'impianto ha una potenza di 555 MW per una produzione annua di oltre 4 milioni di MWh di energia elettrica (immessi nella rete elettrica nazionale GRTM), 100 t/h di vapore a media pressione, 85 t/h di vapore a bassa pressione e 40.000 Nm³/h di idrogeno, ceduti alla raffineria.

L'ossigeno utilizzato viene importato dall'impianto di produzione della società AIR LIQUIDE ITALIA (ALI), costruito nell'area industriale di Sarroch. Lo zolfo e i metalli provenienti dalla sezione di trattamento del gas di sintesi, vengono recuperati in forma commerciabile.

Descrizione del processo e dell'impianto

La *tecnologia* di base che è stata utilizzata nella progettazione dell'impianto IGCC si basa su un processo di gassificazione del combustibile di alimentazione proveniente dalla Raffineria.

Le possibili cariche ipotizzate nella progettazione sono:

- alimentazione con residuo di vuoto trattato nell'impianto Visbreaking (TAR). Questo assetto rappresenta quello di normale esercizio;
- alimentazione con residuo di vuoto (VR) da impianto Vacuum. Questo assetto è previsto in occasione di fermata dell'impianto Visbreaking.

Il prodotto ottenuto è un gas di sintesi, denominato "Syngas" che viene inviato in turbine a gas per la produzione di energia elettrica.

Il processo di gassificazione adottato è quello di tecnologia Texaco e le parti d'impianto si basano su processi consolidati dell'industria chimica e petrolchimica.

L'impianto IGCC sarà analizzato e descritto secondo le seguenti principali fasi che ne rappresentano lo schema funzionale:

- impianti di processo (**PPU**- Process Plant Unit: Unità Impianti di processo) e i servizi ausiliari progettati per la produzione del Syngas, di vapore a media pressione e idrogeno;
- Unità Ciclo Combinato (**CCU** - Combined Cycle Unit: Unità Ciclo Combinato) progettata per la produzione di Energia Elettrica e vapore a media pressione. Questa Unità è basata sull'integrazione di turbine a gas con turbine a vapore tramite generatori di vapore a recupero calore (HRSG - Heat Recovery Steam Generator: Generatori di vapore a recupero di calore);
- **Utilities.**

Il processo di gassificazione si basa su una ossidazione parziale del combustibile di alimentazione mediante combustione controllata.

Come agente ossidante si usa ossigeno di purezza pari a 95%, proveniente dall'Unità di separazione aria (fuori dall'impianto IGCC e ubicato presso la Società Air Liquide di Sarroch).

Il moderatore della reazione, che ha lo scopo di mantenere la temperatura tra 1300 è 1450°C, è il vapore ad alta pressione generato nella sezione di recupero calore dell'Unità Ciclo Combinato.

La reazione di gassificazione avviene entro la fiamma prodotta dal bruciatore e si compone di diverse e complesse reazioni tra carica, ossidante e vapore fra le quali le più importanti sono le seguenti:

Ossidazione: $(CH_2)_n + n/2 O_2 \rightarrow n H_2 + n CO$

Steam Cracking: $2(CH_2)_n + n H_2 O \rightarrow n CH_4 + n H_2 + n CO$

Hydrocracking: $(CH_2)_n + n H_2 \rightarrow n CH_4$

Steam Reforming: $H_2 O + CH_4 \rightarrow 3 H_2 + CO$

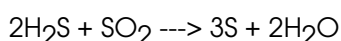
Water gas shift: $H_2 O + CO \rightarrow H_2 + CO_2$

Formaz. carbonio: $(CH_2)_n \rightarrow n/2 CH_4 + n/4 C$

Il gas di sintesi ottenuto è una miscela costituita prevalentemente da Monossido di Carbonio, Idrogeno, Anidride Carbonica e Acqua.

Lo zolfo presente nella carica viene trasformato in H₂S e in minor misura in COS. Non si formano ossidi di azoto o di zolfo durante la reazione.

La COS viene rimossa tramite una reazione di idrolisi, l'H₂S viene separato dal Syngas mediante lavaggio con Selexol e inviato ad una Unità di recupero zolfo dove ne avviene la combustione. In questo modo si brucia parte dell'H₂S contenuto nel gas acido in modo da formare la SO₂ necessaria alla reazione del Claus:



Allegato B18

Si sottolinea che i gas di coda dell'impianto Claus, contenenti Zolfo elementare e SO₂, vengono nuovamente idrogenati con Syngas in una apposita Unità al fine di produrre H₂S che viene compresso e riciclato alla Unità di rimozione COS. In questo modo le emissioni di zolfo in atmosfera sono minime.

Il gas di sintesi purificato dall'H₂S, prima di essere inviato alle turbine a gas per la produzione di energia elettrica, viene inviato all'Unità di Produzione Idrogeno e poi viene saturato con acqua al fine di ridurre le emissioni di NOx durante la combustione.

Di seguito si riporta un elenco delle **Unità di Processo (PPU)**, e dell'**Unità a Ciclo Combinato (CCU)** che costituiscono l' **Impianto di Gassificazione a Ciclo Combinato I.G.C.C.**

UNITA'	DESCRIZIONE
Unità di processo (PPU)	
200	Alimentazione della carica
300	Gassificazione e lavaggio
310	Estrazione nerofumo
320	Pretrattamento acque di scarico
400	Raffreddamento gas a bassa temperatura e Idrolisi del COS
410	Saturazione del Syngas
500	Rimozione gas acido
510	Recupero zolfo
520	Trattamento gas di coda
600	Rimozione idrogeno
610	Recupero idrogeno
Unità Ciclo Combinato (CCU)	
710	Turbine a gas
720	Turbine a vapore
730	Caldaie a recupero
740	Generatore elettrico

Inoltre sono inclusi in questa descrizione i **sistemi ausiliari** UTILITIES corrispondenti alle seguenti Unità:

UNITA'	DESCRIZIONE
910	Sistema di raffreddamento ad acqua mare
920	Sistema di raffreddamento a circuito chiuso
930	Sistema Diesel per le turbine a gas e gas combustibili
940	Sistema antincendio
950	Sistema recupero condensato
960	Sistema pretrattamento acqua di scarico
970	Sistema aria strumenti e impianti
980	Sistema di dissalazione e stoccaggio acqua demineralizzata
990	Sistema azoto

Di seguito viene riportata la descrizione dettagliata di tutte le Unità che compongono l'impianto I.G.C.C.

IGCC - PPU

Unità 200 *Impianto preparazione e alimentazione carica*

L'Unità 200 è realizzata per assicurare le operazioni di miscelazione e riscaldamento dell'olio in carica ai tre Gassificatori dell'Unità 300 di gassificazione e dell'olio di estrazione che deve essere inviato all'Unità 310 per il recupero del nerofumo.

Inoltre l'Unità è in grado di sopperire alla mancanza di alimentazione dai limiti di batteria con un volume di stoccaggio tale da garantire il funzionamento dell'impianto IGCC per un tempo definito.

L'Olio pesante, proveniente dai limiti di batteria è diviso in due correnti: la corrente principale, pari a circa 2/3 della carica (Olio di Carica), è inviata al Serbatoio dell'Olio di Carica, previo miscelamento con l'Olio contenente nerofumo proveniente dall'Unità 310 e riscaldamento; 1/3 della corrente (Olio di Estrazione) è inviato al Serbatoio di Estrazione previo riscaldamento.

L'Olio di carica è inviato ai Gassificatori per mezzo di pompe alternativempe.

L'Olio di Estrazione è inviato all'Unità 310 tramite pompa rotativa. Circa 1/3 della carica è ricircolato.

L'Unità comprende anche il sistema di drenaggio chiuso e il sistema olio di flussaggio.

Il sistema di Drenaggio Chiuso è progettato per raccogliere le correnti di drenaggio provenienti dalle tubazioni e dalle apparecchiature/macchine in servizio con olio pesante.

I drenaggi sono raccolti per gravità in un serbatoio di drenaggio chiuso e inviati tramite pompe all'impianto trattamento a slop della Raffineria SARAS.

Il sistema Olio di Flussaggio è costituito da un serbatoio atmosferico, riempito con LCO (Light Cycle Oil), che è inviato agli utilizzatori per mezzo di due set di pompe.

Unità 300 - *Gassificazione e lavaggio*

Nell'Unità 300 di gassificazione si ha la produzione del gas di sintesi, basata sul Processo Texaco di ossidazione parziale della carica di alimentazione, una tecnologia di gassificazione su licenza della Texaco Development Corporation.

Sono previsti 3 treni indipendenti di gassificazione e lavaggio operanti al 33% delle capacità di progetto.

L'olio di carica che proviene dall'Unità 200 va verso il miscelatore olio/vapore per la miscelazione con il vapore ad alta pressione.

La miscela è inviata ai bruciatori posizionati in testa al gassificatore.

L'ossigeno proveniente dall'Unità di separazione aria (fuori dell'impianto IGCC) tramite tubazione, viene filtrato e suddiviso in 2 correnti:

- all'Unità 300
- all'Unità 510.

I reagenti (il vapore, l'ossigeno e l'olio di carica) sono alimentati nella camera del reattore attraverso il bruciatore. L'ossigeno è alimentato con una portata al di sotto della quantità necessaria per una combustione completa della carica. Il vapore di moderazione, premiscelato con l'olio di carica, mitiga la temperatura nella camera del reattore e reagisce parzialmente.

La reazione di gassificazione non è catalitica ma esotermica e la temperatura del gas all'uscita della camera del gassificatore varia da 1200 a 1450 °C.

I prodotti principali della reazione sono il monossido di carbonio, l'idrogeno, l'anidride carbonica, il vapor d'acqua, il metano ed il nerofumo.

Lo zolfo presente nella carica è convertito principalmente in idrogeno solforato con tracce di solfuro di carbonile (COS). Il metano è il solo idrocarburo che non si decompone alle condizioni di

Allegato B18

esercizio del reattore. L'azoto e l'argon presenti nell'ossidante non reagiscono, mentre una piccola parte dell'azoto presente nell'olio di carica reagisce per formare composti quali ammoniaca e acido cianidrico in piccole quantità.

La miscela di gas ottenuta, denominata "Syngas", dalla camera di gassificazione passa nella camera di raffreddamento attraverso un tubo immerso nell'acqua. La miscela, esce dal gassificatore con una temperatura di circa 210 °C.

La corrente di acqua contenente nerofumo (carbonio e ceneri), dopo scambio termico con le acque grigie di ritorno (vedi Unità 310), è inviata alla sezione di estrazione nerofumo.

Il gas di sintesi è inviato allo Scrubber Gas di Sintesi collegato al gassificatore, previo miscelamento nel miscelatore con l'acqua di ricircolo proveniente dallo scrubber stesso.

Nello scrubber viene effettuato il primo lavaggio di gas per eliminare i sali precipitati e il carbonio presenti con l'acqua grigia proveniente dalle Unità a valle e dall'Unità 310.

L'acqua accumulata nel pozzetto di fondo dello Scrubber è divisa in due correnti: una è inviata al Circuito di Raffreddamento del Gassificatore, l'altra al miscelatore.

I Bruciatori di processo, data l'elevata temperatura risultante dalle reazioni, sono raffreddati con un serpentino alimentato con acqua fredda.

Per evidenziare le eventuali perdite di gas acido nell'acqua che circola nel serpentino del bruciatore (circostanza che richiede la fermata del gassificatore) è stato installato un analizzatore di CO.

Unità 310 - Estrazione nerofumo

L'Unità di Estrazione nerofumo 310 ha lo scopo di eliminare e recuperare il carbonio dall'acqua che proviene dall'Unità di Gassificazione.

L'Unità, per avere la massima disponibilità, è stata articolata in due treni indipendenti di Decanter e di Separatore Acqua di Flash.

La prima parte di questa Unità ha lo scopo di trasferire il nerofumo dall'acqua ad una corrente di nafta. L'acqua trattata (Acqua Grigia) viene rinviata principalmente allo Scrubber del Gas di Sintesi, mentre una parte di questa va al Pretrattamento Acque di Scarico (Unità 320).

L'acqua contenente nerofumo, prima dell'ingresso nel Decanter, è miscelata sia con acqua acida, sia con una piccola corrente di nafta.

Una seconda corrente di nafta è introdotta all'interno del Decanter al di sopra del punto di interfaccia nafta/acqua.

Il nerofumo e una parte della cenere sono trasferite nella fase nafta. La cenere rimanente viene eliminata nell'acqua che dal Decanter va al Pretrattamento Acque di Scarico (Unità 320).

Il Decanter permette la separazione delle fasi nafta e acqua grazie alla loro differenza di densità. L'acqua grigia dal fondo del Decanter entra nella sezione di stripping del Separatore Flash dell'Acqua per eliminare la nafta solubile e i gas acidi.

L'acqua grigia è ricircolata tramite pompe allo Scrubber dell'Unità 300, mentre uno scarico costante è inviato all'Unità 320 dove è controllata la concentrazione di eventuali tracce di cloro, formiati, cianati e ceneri.

Nella seconda sezione dell'Unità 310, la nafta contenente nerofumo è miscelata con l'Olio di Estrazione; la miscela è riscaldata con vapore ad alta e media pressione per vaporizzare la nafta prima di alimentare lo Stripper.

La sezione finale di questa Unità è costituita dallo Stripper che completa la separazione della nafta

Allegato B18

dal Nerofumo e dall' Olio di Estrazione in modo che la nafta possa essere riciclata al Decanter, e il nerofumo più l' Olio di Estrazione possano essere rimandati in carica al gassificatore.

I vapori di nafta uscenti dalla testa dello stripper sono condensati dalla corrente di nafta liquida rimandata in carica al Decanter e nel refrigeratore. Infine essa entra nel Separatore dove si ha la separazione dei gas acidi.

La nafta è divisa in due correnti: una corrente, previo riscaldamento, è inviata al Decanter, l'altra è ricircolata allo stripper.

I gas acidi sono raffreddati nello scambiatore, separati dalle condense e inviati all'Unità 510, Recupero Zolfo.

Unità 320 - Pretrattamento acque di scarico

L'Unità 320 effettua il pretrattamento delle acque grigie prima del loro invio al Trattamento Chimico delle acque di scarico (Unità 960). Con questo processo vengono separati dalle acque di scarico:

- solfuro e cianuro ferrico, nichel e vanadio ottenuti per precipitazione mediante alcalinizzazione e flocculazione. I sali così ottenuti vengono eliminati come fango compatto.
- vapori ammoniacali, mediante strippaggio delle acque di scarico filtrate, che vengono inviati al recupero zolfo (Unità 510).

Questa Unità include le seguenti sezioni di processo:

- Trattamento chimico
- Filtrazione del fango
- Filtrazione con filtri a sabbia in pressione
- Strippaggio ammoniacale
- Stoccaggio prodotti chimici
- Compressore gas di scarico

Trattamento Chimico

Durante il normale funzionamento, lo scarico delle acque grigie proveniente dall'Unità di processo a monte passa dallo scambiatore ad aria e dal riscaldatore, al reattore a rapida miscelazione.

La temperatura dell'alimentazione al reattore viene mantenuta tra 82 e 95°C. Durante il funzionamento normale, lo scarico delle acque grigie è raffreddato grazie allo scambiatore ad aria. Durante l'avviamento, l'acqua fredda viene riscaldata dal vapore a bassa pressione.

Nel reattore a miscelazione rapida vengono alimentati anche solfato ferroso (FeSO_4), soda caustica (NaOH) e una soluzione polimerica (polielettrolita) per precipitare solfuri e cianuri e per ottenere un fiocco di $\text{Fe}(\text{OH})_2$.

L'effluente dal reattore va per gravità al decantatore dei solidi dove il precipitato, i solidi sospesi, e i fiocchi si decantano dall'acqua e si concentrano in fango.

I fanghi vengono pompati ai filtri pressa.

L'acqua di sfioro, unita all'acqua filtrata e quella di lavaggio proveniente dai filtri pressa, va al reattore di alcalinizzazione.

All'alimentazione del reattore di alcalinizzazione si aggiunge soda caustica per completare la neutralizzazione degli acidi nel sistema e per precipitare gli ioni di ferro residui.

L'effluente del reattore di alcalinizzazione viene pompato ai filtri a sabbia.

Il reattore a rapida miscelazione e quello di alcalinizzazione vengono tenuti sotto polmonazione di azoto per prevenire eventuali emissioni di ammoniacale.

Filtrazione fanghi

Il fango inviato ai filtri a piastra, avrà circa 1% in peso di solidi.

Al termine del ciclo del filtro, il pannello di filtrazione viene sciacquato con acqua strippata proveniente dallo stripper ammoniacale, per eliminare l'ammoniaca contenuta nell'acqua di

Allegato B18

processo, bonificato con azoto per eliminare l'acqua in eccesso e scaricato per essere inviato allo smaltimento. Il filtrato dai filtri pressa, è inviato direttamente al reattore di alcalinizzazione.

Filtrazione con filtri a Sabbia

I filtri a sabbia (uno in funzione, l'altro di riserva), sono progettati per ridurre i solidi sospesi per impedire un intasamento nei piatti dello stripper ammoniacale.

Il filtrato del filtro a sabbia fluisce nel serbatoio, diviso da uno stramazzone. La sezione a monte dello stramazzone fornisce l'accumulo dell'acqua filtrata per il controlavaggio intermittente dei filtri a sabbia in pressione. La sezione a valle fornisce la portata necessaria per l'alimentazione dello stripper ammoniacale.

Strippaggio Ammoniacale

Prima dell'ingresso nello stripper l'acqua è riscaldata nel lato tubi attraverso lo scambiatore. I vapori di testa dello stripper raffreddati nello scambiatore ad aria e fluiscono nel separatore di riflusso. L'ammoniaca in soluzione acquosa viene riciclata al piatto di testa dello stripper mentre i gas non condensabili sono inviati, in controllo di pressione, all'Unità di recupero zolfo 510.

I ribollitori generano il vapore necessario allo strippaggio.

L'acqua strippata è prelevata dal fondo dello stripper, ed è raffreddata negli scambiatori nell'ordine seguente: lato mantello dello scambiatore di alimentazione/fondo stripper ammoniacale, scambiatore ad aria fondo stripper ammoniacale, e scambiatore ad acqua finale fondo stripper ammoniacale. Parte dell'acqua raffreddata e strippata è usata come acqua di lavaggio per i filtri pressa.

Stoccaggio Prodotti Chimici

Per i prodotti chimici vengono forniti sistemi di stoccaggio e di miscelazione.

Il solfato ferroso è stoccato nei serbatoi forniti di agitatore. La soda caustica è stoccata in serbatoi forniti di agitatori.

I polimeri sono stoccati nei serbatoi atmosferici forniti di agitatori. Le pompe aspirano da entrambi i serbatoi e trasferiscono le soluzioni rispettivamente al reattore a rapida miscelazione e al reattore di alcalinizzazione.

Compressione dei Gas di Scarico

I vapori ammoniacali provenienti dal serbatoio atmosferico, dal reattore a rapida miscelazione, dal reattore di alcalinizzazione, vengono raccolti e inviati al blowdown tramite un compressore.

Unità 400 - Raffreddamento gas a bassa temperatura e idrolisi del COS

L'Unità 400 ha lo scopo di raffreddare il gas di sintesi proveniente dall'Unità 300 di Gasificazione.

Nel corso del raffreddamento il gas rilascia una grossa quantità di calore che viene recuperato ed utilizzato principalmente per produrre vapore saturo a bassa pressione, il quale viene surriscaldato, sia per invio alla Raffineria che per le utenze interne all'IGCC.

Il calore di recupero viene utilizzato anche per riscaldare l'acqua di saturazione, necessaria per l'Unità 410, Saturazione Gas di Sintesi.

Inoltre, l'Unità esegue anche l'Idrolisi del COS mediante reattori catalitici a letto fisso.

Per ottenere la piena disponibilità dell'impianto sono stati previsti due treni ognuno al 50% della capacità di progetto.

Ogni singolo treno comprende quattro diverse fasi di processo: Raffreddamento ad alta temperatura, Rimozione COS, Raffreddamento a bassa temperatura e Strippaggio della condensa fredda.

Il Gas di Sintesi proveniente dall'Unità di Gasificazione viene diviso in due correnti ciascuna delle quali alimenta un treno. Nella prima parte dell'Unità il gas viene raffreddato a 155°C. Parte del calore ceduto dal Gas di Sintesi viene usata per generare vapore a bassa pressione parte viene utilizzata per scaldare l'Acqua di Saturazione. Infine la parte restante viene usata per surriscaldare parzialmente il Gas di Sintesi inviato alla Sezione Idrolisi del COS.

Allegato B18

La conversione del COS si compie attraverso una reazione catalitica di idrolisi: il solfuro di carbonile si trasforma in idrogeno solforato e anidride carbonica.

Dopo l'Idrolisi del COS, il Gas di Sintesi viene raffreddato a 36-40°C.

L'acqua proveniente dai separatori è raccolta in un collettore di condensa. La condensa "fredda" viene inviata allo Stripper, per eliminare i gas disciolti quali H₂S, CO₂, NH₃ dal liquido; i gas acidi dallo stripper vengono inviati all'Unità di Rimozione Zolfo 510, mentre le acque strippate vengono miscelate con la condensa "calda" dopo esser state raffreddate con la condensa fredda, inviate all'Unità 300 di Gassificazione per essere utilizzate nel Ciclo Combinato.

Unità 410 - Saturazione Gas di Sintesi

L'Unità 410 di Saturazione Gas di Sintesi ha lo scopo di umidificare e surriscaldare il Gas di Sintesi per ridurre l'emissione di NOx al camino del Ciclo Combinato.

L'Unità è pienamente integrata con l'Unità 400 per recuperare il calore rilasciato dal Gas di Sintesi. Il calore recuperato è utilizzato per riscaldare l'Acqua di Saturazione.

Il Gas di Sintesi proveniente dall'Unità 600 (Produzione Idrogeno), entra sulla Colonna di Saturazione e fluisce verso l'alto riscaldandosi e umidificandosi.

Dopo la saturazione, il Gas di Sintesi è surriscaldato fino a 201°C.

Il calore necessario per il condizionamento del Gas di Sintesi è fornito dall'Unità 400.

Unità 500 - Rimozione gas acido

L'Unità 500 utilizza il processo SELEXOL, eliminando con assorbimento fisico H₂S, CO₂, COS e piccole quantità di altri componenti contenuti nel Syngas, ottenendo:

- un gas pulito che viene inviato alla Unità 600/610 Produzione Idrogeno
- un gas acido arricchito in H₂S che va verso l'Unità 510/520, Rimozione e Recupero Zolfo.

La configurazione generale del processo è simile ad uno schema convenzionale di rimozione gas acido di tipo amminico, ma utilizza un solvente organico consistente in eteri di glicole di polietilene. Il solvente Selexol è non corrosivo, non schiumogeno, non tossico e biodegradabile.

Il gas di sintesi che entra nell'Unità a 40.0°C viene raffreddato a 27-30 °C con parziale condensazione del vapore contenuto che viene separato nell'accumulatore Gas di Alimentazione.

Il solvente Selexol rigenerato a 0°C entra in testa alla e fluisce in controcorrente al gas assorbendo H₂S, COS, CO₂, H₂O, e altri componenti.

Il solvente Selexol esausto esce dal fondo della colonna ad una temperatura tra i 15 e 19 °C.

Il gas di sintesi trattato e preriscaldato a circa 30°C è inviato nell'Unità di recupero idrogeno e/o alle turbine a gas.

La corrente di solvente esausto proveniente dall'Assorbitore viene riscaldata dando luogo a parziale sviluppo di H₂S, COS, CO₂ che sono separati dalla fase liquida nell'accumulatore di espansione.

Il gas di espansione è ricompresso ed inviato all'Idrolisi COS nell'Unità 400.

Unità 510 - Recupero Zolfo

L'Unità 510 è progettata per convertire l'H₂S contenuto nei gas acidi, in zolfo attraverso il processo

Allegato B18

di Claus.

Sono previsti due treni in parallelo.

Ogni treno prevede l'impiego di un reattore Claus a due stadi per ottenere una conversione dello zolfo del 96% . Il gas in uscita dall'ultimo reattore Claus è inviato all'Unità 520, Trattamento Gas di Coda.

Il sistema di stoccaggio dello zolfo é progettato prevedendo lo strippaggio dell'H₂S in modo da ottenere zolfo liquido con 10 ppm di H₂S.

Unità 520 - Trattamento gas di coda

L'Unità è progettata per il recupero dei gas in uscita dall'ultimo reattore Claus mediante idrogenazione, ricompressione e riciclo a valle del reattore di idrolisi COS dell'Unità 400.

Sono previsti due treni in parallelo.

Il Gas di Coda proveniente dall'Impianto 510, per raggiungere la temperatura di ingresso nel Reattore di Riduzione (280°C), viene riscaldato mediante vapore A.P. con i fumi di combustione in un bruciatore mediante combustione di gas combustibile ed aria (in fase di avviamento).

Nel Reattore di Riduzione i composti solforosi quali SO₂, COS, CS₂ e zolfo elementare reagiscono con H₂ contenuto nel gas di processo stesso, trasformandosi in H₂S.

Uscito dal Reattore di Riduzione il gas di processo viene raffreddato e inviato all'Impianto 400 dopo compressione.

Unità 600/610 - Rimozione e Recupero Idrogeno

Lo scopo dell'Unità è quello di produrre Idrogeno puro (concentrazione maggiore del 99% vol.) da esportare alla Raffineria.

Il Gas di Sintesi pulito che viene dall'Unità 500 è inviato all'Unità 600 nella quale l'idrogeno, dopo essere stato preriscaldato, è parzialmente purificato dagli altri componenti nel Sistema a Membrane POLYSEP. Per una maggiore flessibilità dell'impianto, questa Unità può essere totalmente bypassata.

Il gas permeato ottenuto è poi trattato nel POLYBED PSA (Pressure Swing Absorber - Unità 610) per fornire una corrente di idrogeno ad elevata purezza.

La capacità nominale dell'impianto é di 40.000 Nm³/h di H₂ puro.

L'Unità comprende il sistema di alimentazione alla post combustione della CCU.

Separazione Idrogeno: Sistema a Membrane POLYSEP (Unità 600)

Il processo a membrane è un processo continuo che produce idrogeno a pressione e purezza costanti.

La separazione della miscela di gas con membrane si ottiene grazie alla differenza di velocità di permeazione dei vari gas attraverso la membrana polimerica. Il gas più permeabile (cioè H₂) è arricchito sul lato permeato della membrana mentre i gas meno permeabili sono arricchiti sul lato alimentazione della membrana.

Il gas permeato viene compresso prima di essere inviato al PSA POLYBED UOP, il cui scopo è di produrre una corrente di idrogeno ad elevata purezza.

Recupero e purificazione idrogeno: Unità POLYBED PSA (Unità 610)

L' Unità POLYBED PSA lavora sul principio che l'adsorbente trattenga le impurità ad una pressione più elevata e le scarichi a pressione più bassa.

I recipienti a pressione che contengono l'adsorbente, chiamati "assorbitori" o "letti" sono collegati ciclicamente alla linea d'alimentazione, che si trova alla pressione più alta nel ciclo, e con la linea

Allegato B18

del gas di spurgo che si trova alla pressione più bassa nel ciclo. In condizioni di alta pressione dell'alimentazione, l'adsorbente cattura le impurità e come conseguenza una corrente di idrogeno ad elevata purezza esce dall'adsorbitore: questa è la " fase di assorbimento" e la corrente di idrogeno prodotto si trova praticamente allo stesso livello di pressione dell'alimentazione.

Successivamente l'adsorbente viene rigenerato portandolo al livello di pressione più bassa nel ciclo: grazie allo "swing" della pressione, l'adsorbente rilascia le impurità che sono smaltite come gas di spurgo.

L'unità POLYBED PSA è progettata con 8 assorbitori e fasi di recupero idrogeno.

Sistema di post combustione

Il sistema è progettato per mantenere costante la produzione netta di potenza della CCU. Parte del Gas di Sintesi secco che fluisce verso l'Unità 410, può essere inviata al sistema di post combustione (vedi Unità 730).

Aspetti ambientali

Consumi

Risorse idriche

Il consumo di risorse idriche è riferito, per tipologia di approvvigionamento e di utilizzo, alle acque di processo, alle acque di raffreddamento e igienico sanitarie, così come riporta la scheda B.2.1, nell'anno di riferimento 2003 risulta:

Approvvigionamento	Utilizzo	Volume totale annuo, km ³
Acqua demi da Utilities	Industriale di processo	3.096.266(1)
Acqua dissalata	Industriale di processo	NA
Acqua industriale da raffineria	Industriale di raffreddamento	52.800(2)
Acqua potabile da raffineria	Igienico sanitario	2.700(3)

(1): dato da infoplus (acqua di saturazione + LPS a raffineria + HPS ai gassificatori + flussaggi + make-up);

(2): dato da interscambi 2003 ripartito tra PPU (40%) - CCU (40%) - UTILITIES (20%);

(3): dato da interscambi 2003 ripartito tra PPU (50%) - CCU (50%).

Il consumo di risorse idriche è riferito, per tipologia di approvvigionamento e di utilizzo, alle acque di processo, alle acque di raffreddamento e igienico sanitarie, così come riporta la scheda B.2.2, alla massima capacità produttiva risulta:

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³
ACQUA DEMI DA UTILITIES	PPU	Industriale di raffreddamento	3.320.639,7
ACQUA INDUSTRIALE DA RAFFINERIA	PPU	Industriale di processo	56.626,2
ACQUA POTABILE DA RAFFINERIA	PPU	Igienico sanitario	2.895,7

Allegato B18

Energia termica ed energia elettrica

Il consumo energetico sia termico, sia elettrico nell'anno di riferimento 2003, così come è riportato nella scheda B4.1 allegata, risulta:

Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (MWh/tonn)	Consumo elettrico specifico (MWh/tonn)
TAR da Raffineria	12.752.608 (1)			-----	
LCO	718.186 (2)			0,6155	
NAFTA	142.726 (3)			0.0910	
ENERGIA ELETTRICA		182.776,5 (4)	TAR consumato		0,1566
HPS	537.662,7 (5)		TAR consumato	0,46083	
IPS	98.297 (6)		TAR consumato	0,08454	
MPS	97.785 (7)		TAR consumato	0,08381	
LPS	12.705 (8)		TAR consumato	0,01089	
FUELGAS da Raffineria	10.108 (10)		Fuel Gas	0.0086	
PPU - H2S da Raffineria	21.792,2 (9)		Gas Acido (H2S)	0.0001	

(1): dato di consumo da interscambi 2003, PCI = 9.400 kcal/kg; Quantità annua = 1.166.728 kg;

(2): dato di consumo da interscambi 2003, PCI = 10.000 kcal/kg; Quantità annua = 61.764 kg;

(3): dato di consumo da interscambi 2003, PCI = 7.400 kcal/kg; Quantità annua = 11.690 kg;

(4): dato di consumo totale da interscambi 2003, ripartito al 50% tra PPU e Utilities come da N.O.C.;

(5): dato di consumo (693.134,4 tonn) da infoplus (consumi utenze); entalpia media (667,1 kcal/kg) da dati medi 2003 press/temp;

(6): dato di consumo (126.720,4 tonn) da infoplus; entalpia media (669,3 kcal/kg) da dati medi 2003 temp/press collettore da CCU;

(7): dato di consumo (116.847,8 tonn) da infoplus/interscambi 2003; entalpia media (719,7 kcal/kg) da dati medi 2003 temp/press;

(8): dato di consumo (16.656 tonn) da infoplus; entalpia media (656 kcal/kg) da dati medi 2003 temp/press LPS a/da CCU;

(9): % (H2S) = 90 %; PCI = 3632.63 kcal/kg; PM = 34 g/gmole; Quantità annua = 3.779 kNm³;

(10): dato di consumo da interscambi 2003, PCI = 11.500 kcal/kg; Quantità annua = 755.871 kg.

Il consumo energetico sia termico, sia elettrico alla massima capacità produttiva, così come è riportato nella scheda B4.2 allegata, risulta:

Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (MWh/tonn)	Consumo elettrico specifico (MWh/tonn)
TAR da Raffineria	13.676.738			-----	
LCO	845.441,9			0,6155	
NAFTA	139.039,5			0.0910	
ENERGIA ELETTRICA		187.733	TAR consumato		0,1566
HPS	576.624,9		TAR consumato	0,46083	

Allegato B18

Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (MWh/tonn)	Consumo elettrico specifico (MWh/tonn)
IPS	105.419,9		TAR consumato	0,08454	
MPS	104.871,1		TAR consumato	0,08381	
LPS	13.625,7		TAR consumato	0,01089	
FUELGAS da Raffineria	10.840,4		Fuel Gas	0.0086	
PPU - H2S da Raffineria	23.371,4		Gas Acido (H2S)	0.0001	

Materie prime

Le materie prime consumate nell'anno di riferimento 2003 sono riportate nella seguente tabella (vedi anche scheda B1.1. allegata):

Descrizione	Tipo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute				Consumo annuo
			N° CAS	Denominazione	% in peso	Frase R	
TAR	MATERIA PRIMA	LIQUIDO					1.166.728 t (1)
OSSIGENO	MATERIA PRIMA	GASSOSO	07782-44-7			R8	958.235 kNm ³ (1)
LCO	MATERIA AUSILIARIA	LIQUIDO					61.764 t (1)
NAFTA	MATERIA AUSILIARIA	LIQUIDO	n.a.	benzene	>0.1%	R12-R38-R45-R65-R51-R53	11.690 t (1)

(1) – Dati da interscambi 2003

Le materie prime consumate alla massima capacità produttiva sono riportate nella seguente tabella (vedi anche scheda B1.2. allegata):

Descrizione	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Sostanze pericolose contenute				Contenuto annuo
				N° CAS	Denominazione	% in peso	Frase R	
TAR	Materia prima	PPU	LIQUIDO					1.251.276 tonn
OSSIGENO	Materia prima	PPU	GASSOSO	07782-44-7			R8	1.111.133 kNm ³
LCO	Materia ausiliaria	PPU	LIQUIDO					72.708 tonn
NAFTA	Materia ausiliaria	PPU	LIQUIDO	n.a.	benzene	> 0.1%	R12-R38-R45-R65-R51-R53	11.388 tonn

Sostanze inquinanti

Nella seguente tabella sono riportate le sostanze trattate nell'impianto I.G.C.C, ai sensi del D. Lgs. 334/99, sulla base dei quantitativi di sostanze pericolose¹ effettivamente presenti negli stessi, calcolate secondo quanto descritto nelle note.

Allegato B18

Impianto	Sostanze pericolose presenti	Quantità massima (t)
Unità 200	7a – Liquidi facilmente infiammabili	71
Unità 300	1 – Molto tossiche	0,066
	8 – Estremamente infiammabili	2,143
Unità 310	1 – Molto tossiche	0,0373
	8 – Estremamente infiammabili	91,5808
Unità 400	1 – Molto tossiche	0,452
	2 – Tossiche	0,236
	8 – Estremamente infiammabili	6,526
Unità 410	8 – Estremamente infiammabili	5,772
Unità 500	- Gas liquefatti estremamente infiammabili e gas naturali	16,3
	1 – Molto tossiche	1,746
	8 – Estremamente infiammabili	18,456
Unità 510/520	1 – Molto tossiche	0,0648
	2 – Tossiche	0,0504
	8 – Estremamente infiammabili	0,038
Unità 600/610	- Idrogeno	0,26
	8 – Estremamente infiammabili	0,377

¹ Sostanze pericolose: sostanze elencate in Allegato I – Parte 1 e Parte 2 al D.Lgs. 334/99.

Nella seguente tabella sono riportate le sostanze trattate nell'impianto PSA ai sensi del D. Lgs. 334/99, sulla base dei quantitativi di sostanze pericolose¹ effettivamente presenti negli stessi, calcolate secondo quanto descritto nelle note.

Impianto	Sostanze pericolose presenti	Quantità massima (t)
PSA	Idrogeno	1,132

¹ Sostanze pericolose: sostanze elencate in Allegato I – Parte 1 e Parte 2 al D.Lgs. 334/99.

Allegato B18

Le sostanze trattate nell'impianto I.G.C.C sono le seguenti:

Riferimento Allegato I – D.Lgs. 334/99	
Parte 1	Parte 2
Gas liquefatti estremamente infiammabili (propano)	1 – Molto tossiche (H ₂ S (*))
	2 - Tossiche (Ammoniaca, Anidride Solforosa, Solfuro di carbonile)
Idrogeno	7a – Facilmente infiammabili (I) (olio pesante)
	8 – Estremamente infiammabili (II) (CO (**), Nafta(***))
	9 – Pericolose per l'ambiente

Note:

- (I) Le sostanze ed i preparati che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 55 °C, e che sotto la pressione rimangono allo stato liquido, qualora particolari condizioni di utilizzazione come la forte pressione e l'elevata temperatura possono comportare il pericolo di incidenti rilevanti
- (II) Le sostanze ed i preparati liquidi che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 0 °C ed un punto di ebollizione, a pressione normale, inferiore o uguale a 35 °C (frase che descrive il rischio R12) e le sostanze ed i preparati gassosi che sono infiammabili a contatto con l'aria a temperatura ambiente e a pressione normale (frase che descrive il rischio R12) anche se mantenuti allo stato gassoso o liquido sotto pressione, escluso i gas estremamente infiammabili liquefatti ed il gas naturale.

(*) Classificabile anche alla voce 8 dell'All. I Parte 2: "Estremamente infiammabili"

(**) Classificabile anche alla voce 2 dell'All. I Parte 2: "Tossiche"

(***) Classificabile anche alla voce 9ii dell'All. I Parte 2: "Sostanze pericolose per l'ambiente"

Le sostanze trattate nell'impianto PSA sono le seguenti:

Riferimento Allegato I – D.Lgs. 334/99	
Parte 1	Parte 2
Idrogeno	1 – Molto tossiche (idrogeno solforato)
	7a – Facilmente infiammabili ^(I) (gasolio)
	8 – Estremamente infiammabili ^(II) (benzina, fuel gas)

Note:

- (I) Le sostanze ed i preparati che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 55 °C, e che sotto la pressione rimangono allo stato liquido, qualora particolari condizioni di utilizzazione come la forte pressione e l'elevata temperatura possono comportare il pericolo di incidenti rilevanti
- (II) Le sostanze ed i preparati liquidi che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 0 °C ed un punto di ebollizione, a pressione normale, inferiore o uguale a 35 °C (frase che descrive il rischio R12) e le sostanze ed i preparati gassosi che sono infiammabili a contatto con l'aria a temperatura ambiente e a pressione normale (frase che descrive il rischio R12) anche se mantenuti allo stato gassoso o liquido sotto pressione, escluso i gas estremamente infiammabili liquefatti ed il gas naturale.

Allegato B18

Le fasi delle attività dell'impianto IGCC in cui intervengono le sostanze sono riportate nella tabella di seguito allegata.

SOSTANZA	UNITA'											
	200	300	310	400	410	500	510	520	600	610	710	930
- Propano			X			X						
- Idrogeno									X	X		
- H ₂ S		X	X	X		X	X	X				
- TAR	X											
- Syngas		X	X	X	X (1)	X		X	X		X	
- Pericolose per l'ambiente											X (2)	X
- Ossigeno		X					X					
- Nafta	X		X									

(1) Syngas saturo di acqua

(2) In alternativa al Syngas ed in fase di avviamento

- Unità 200 - Alimentazione della Carica
- Unità 300 - Gassificazione e lavaggio
- Unità 310 - Estrazione nerofumo
- Unità 400 - Raffreddamento gas a bassa temperatura e Idrolisi COS
- Unità 410 - Saturazione del Syngas
- Unità 500 - Rimozione Gas acidi
- Unità 510 - Recupero zolfo
- Unità 520 - Trattamento gas di coda
- Unità 600 - Rimozione Idrogeno
- Unità 610 - Recupero Idrogeno
- Unità 710 - Turbine a gas

Le sostanze indicate in tabella non intervengono nelle fasi di attività delle unità:

320: Pretrattamento Acque di scarico

720: Turbine a vapore

730: Caldaie a recupero

nelle quali viene utilizzata o trattata acqua o vapore e nell'unità:

740: Generatori elettrici.

Le fasi delle attività dell'impianto PSA in cui intervengono le sostanze sono riportate nella tabella di seguito allegata.

RETE IDROGENO/PSA DI RAFFINERIA		
SOSTANZE PRESENTI	SEZIONI DELL'IMPIANTO	
	COMPRESSIONE	ADSORBIMENTO
IDROGENO (1)	X	X

(1) Idrogeno in ingresso pari al 70-80% di purezza ed in uscita pari al 99,5%.

Allegato B18

Emissioni

Aria

I potenziali rilasci in atmosfera tipiche dell'impianto IGCC sono le emissioni fuggitive di idrocarburi, H₂S, CO, COS e NH₃ e le emissioni da forni di processo.

Il processo di purificazione dell'idrogeno a membrana genera emissioni fuggitive di VOC.

In particolare le emissioni in atmosfera di tipo non convogliato relative all'impianto IGCC, come riportato nella scheda B.8.1 allegata alla presente, nell'anno di riferimento 2003 risultano essere:

Fase	Emissioni	Descrizione
200-V01	VOC diffusi	Polmonato con N2 TAR
200-T01	VOC diffusi	Serbatoio atmosferico polmonato con N2 in atm TAR
200-T02	VOC diffusi	Serbatoio atmosferico LCO
301/2/3-V01	VOC diffusi	Serbatoio atmosferico Burner cooling water drums
301/2/3-V02	VOC diffusi	Serbatoio atmosferico Aspirator knockout drums
310-T01	VOC diffusi	Soot Water Tank Serbatoio atmosferico
311/312-T03	VOC diffusi	Prese campione
400-T01	VOC diffusi	Sour Water Tank Serbatoio atmosferico Polmonato con azoto
400-V11	VOC diffusi	Sour Gas K.O. Drum
500-T01	VOC diffusi	Selexol Storage Tank Serbatoio atmosferico polmonato con N2 in atm

Le emissioni in atmosfera di tipo convogliato relative all'impianto IGCC, come riportato nella scheda B.7.1 allegata alla presente, nell'anno di riferimento 2003 risultano essere:

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
IGCC	4.208.116	As	0,00427394	33,580	0,001016891	14,9
		Pb	0,00427394	33,580	0,001016891	
		Ni	0,01237367	97,427	0,003390754	
		Cr	0,00678528	53,644	0,002822638	
		Cu	0,01048842	83,002	0,005086807	
		Zn	0,00232587	18,676	0,001865729	

Allegato B18

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
		Cd	0,00042081	3,306	0,0001	
		Hg	0,0025561	19,797	0,001318146	
		Co	0,00042081	3,306	0,0001	
		V	0,01353099	106,316	0,003253132	
		SO ₂	55,3	467.200	16,4	
		CO	11,5	97.100	3,5	
		Polveri	0,095	800	0,03	
		NO _x	69,3	585.600	19,5	
		CH ₄	3,887676	33.064,7	1	
		N ₂ O	0,777535	6.612,9	0,2	
		Benzene	0,003887676	33,1	0,001	
		IPA	0,000233261	2,0	0,00006	

Ore di marcia gasolio + syngas: 8505 (fonte dati: SIA)

Ore di marcia syngas: 8452 (fonte dati: SIA)

Per il calcolo del flusso di massa totale, metalli, benzene, IPA, N₂O e CH₄, sono state considerate le ore di funzionamento complessive nell'anno, syngas + gasolio (fonte dati: SIA); le concentrazioni sono da campagna fumi 2003.

Per il calcolo degli inquinanti SO₂, CO, Polveri ed NO_x sono state considerate solo le ore di marcia a syngas (fonte dati sia in termini di concentrazioni che di portate: SIA).

In tutti i casi è stata rispettata la coerenza con INES 2003.

Acqua

Le acque reflue prodotte si riferiscono principalmente alle acque di drenaggio serbatoi convogliate in fognatura che possono contenere idrocarburi in emulsione e che vengono inviate alle vasche API del TAS e i composti dello zolfo dalle acque acide. Lo zolfo prodotto nell'unità di recupero zolfo rappresenta un sotto-prodotto prezioso che non è considerato un rifiuto e che può essere commercializzato per altre lavorazioni, per esempio in impianti chimici.

Lo scarico 8B raccoglie le acque meteoriche provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi di stoccaggio del GPL.

Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	Temperatura - pH	Portata media annua (m ³ /h)
Unità 960	PPU	32 °C - 8,8	86,2

Rifiuti

I rifiuti tipici generati nell'impianto IGCC sono i fanghi del fondo dei serbatoi (rifiuto pericoloso, codice CER 050103), rimossi durante le operazioni, i fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, contenenti sostanze pericolose (codice CER 050109), i materiali esausti quali catalizzatori, letti adsorbenti, setacci molecolari. Per i catalizzatori esausti è previsto l'invio al fabbricante per il recupero dei metalli e lo smaltimento finale dei materiali inerti in discarica controllata.

Il processo PSA genera materiali esausti, i letti adsorbenti si rigenerano in continuo durante il funzionamento ed il materiale ha una durata prevista analoga a quella dell'impianto.

I moduli del processo a membrana devono essere spediti ogni 5 anni al produttore per la revisione.

Analisi dei rischi ambientali

La tabella seguente riporta in sintesi i possibili eventi incidentali dell'impianto IGCC, attraverso la descrizione degli esiti possibili, gli scenari ipotizzabili, e la frequenza di accadimento.

Allegato B18

IPTESI	APPARECCHIATURA	CAUSA	POSSIBILE ESITO	SCENARIO IPOTIZZ.	Freq. di Accadim. occ/anno
IMPIANTO: IGCC – UNITA' DI PROCESSO			RIFERIMENTO VOLUME XIV		
1	Accumulatore 301-V01 acqua di raffreddamento bruciatori	Perdita di Syngas dai serpentini del bruciatore	Formazione di miscela esplosiva all'interno dell'accumulatore	Esplosione confinata	$\ll 10^{-6}$
2	Gassificatore 301-R01	Sovratemperatura	Rilascio di gas di sintesi	Dispersione Flash fire	$8,4 \cdot 10^{-6}$
3	Accumulatore 310-V05	Sovrapressione	Rilascio di nafta	Incendio Dispersione	$< 10^{-6}$
4	Accumulatore 401-V03	Sovrapressione	Rilascio di acqua acida	Dispersione	$\ll 10^{-6}$
5	Rigeneratore Selexol 501-C02	Sovrapressione	Rilascio di gas acidi	Dispersione	$\ll 10^{-6}$
6	Accumulatore di Flash 501-V01	Sovrapressione	Rilascio di gas acidi	Dispersione	$\ll 10^{-6}$
7	Accumulatori di vapore ad alta pressione 731/732/733-V04 (o V03)	Sovrapressione			$\ll 10^{-6}$
8	Camera di combustione della turbina a gas	Spegnimento bruciatori	Formazione di miscela esplosiva	Esplosione confinata	$\ll 10^{-6}$
9	Tubazione di nafta DN200 dalla pompa 310-P09 A/B allo scambiatore 310-E04	Rottura casuale	Rilascio nafta liquida	Incendio	$1 \cdot 10^{-5}$ (ipotesi) $1 \cdot 10^{-6}$ (Incendio)
10	Tubazione syngas DN600 dall'accumulatore 401-V02 all'Unità 500	Rottura casuale	Rilascio gas di sintesi	Jet fire Flash fire	$8,5 \cdot 10^{-5}$ (ipotesi) $8,5 \cdot 10^{-6}$ (Incendio) $7,6 \cdot 10^{-6}$ (Flash-fire)
11	Tubazione DN400 dall'accumulatore 510-V01 al bruciatore 511-L01	Rottura casuale	Rilascio gas acidi	Jet fire Dispersione	$3,5 \cdot 10^{-5}$ (ipotesi) $3,5 \cdot 10^{-6}$ (Incendio) $< 10^{-6}$ (Flash-fire)
12	Tubazione da DN150 del compressore 610 K01 a rete idrogeno	Rottura casuale	Rilascio idrogeno	Jet fire Flash fire	$7,4 \cdot 10^{-6}$ (ipotesi) $3,7 \cdot 10^{-6}$ (Incendio) $< 10^{-6}$ (Flash-fire)
13	Tubazioni/compressori Chiller Package Perdita significativa da tubazione DN450/DN250	Rottura casuale	Rilascio propano vapore	Jet fire Flash fire	$5,6 \cdot 10^{-6}$ (ipotesi) $< 10^{-6}$ (Incendio) $< 10^{-6}$ (Flash-fire)
14	Tubazione syngas ai bruciatori delle turbine	Rottura casuale	Rilascio di gas di sintesi	Jet fire Flash fire Dispersione	$1,5 \cdot 10^{-5}$ (ipotesi) $1,5 \cdot 10^{-6}$ (Incendio) $1,3 \cdot 10^{-6}$ (Dispersione)

Allegato B18

IPOTESI	APPARECCHIATURA	CAUSA	POSSIBILE ESITO	SCENARIO IPOTIZZ.	Freq. di Accadim. occ/anno
IMPIANTO: RETE IDROGENO - PSA					
1	Compressori alternativi HCN 109 A/B	Arrivo di liquido in aspirazione al II stadio	Sbilanciamento delle pressioni e rilascio di idrogeno	Jet fire Dispersione	$< 10^{-6}$
2	Linee di travaso verso accumulatori di testa Topping D 101 e stripping D 462 e D 706	Sollecitazione meccanica anomala	Sollecitazione anomala linee	Jet fire dispersione	$< 10^{-6}$
3	Compressori HNC-110 A/B	Arrivo di liquido ai compressori per sovrariempimento colonna di lavaggio amminico	Sbilanciamento delle pressioni e rilascio di idrogeno	Jet fire Dispersione	$< 10^{-6}$
4	Linea idrogeno	Rottura casuale	Rilascio di idrogeno da accoppiamento flangiato.	Jet fire. Dispersione	$1,7 \cdot 10^{-4}$

Le frequenze di accadimento stimate per ciascuna ipotesi incidentale, riportate nelle precedenti tabelle, sono state classificate secondo il seguente criterio:

- le frequenze di accadimento maggiori o uguali a $1 \cdot 10^{-6}$ occ/anno sono indicate con il valore numerico risultante dall'albero di guasto;
- le frequenze di accadimento comprese tra 10^{-6} e 10^{-8} occ/anno sono indicate come $< 10^{-6}$ occ/anno;
- le frequenze di accadimento minori di 10^{-8} occ/anno sono indicate come $\ll 10^{-6}$ occ/anno.

Analisi storica degli eventi incidentali

Nella seguente tabella è riportata la situazione emergenze verificatesi tra il 1999 e il 2005 nell'impianto I.G.C.C, con riferimento alle sigle utilizzate per tipologia e classificazione degli eventi incidentali di seguito riportate.

Data emergenza	Reparto	Tipo	Classificazione
10 settembre 2000	IGCC-CCU	L	B
12 dicembre 2000	IGCC	L	B
8 gennaio 2001	IGCC	L	B
13 marzo 2001	IGCC	L	B
27 marzo 2001	IGCC	L	B
27 aprile 2001	IGCC-U502	L	A
29 giugno 2001	IGCC	L	A
2 luglio 2001	IGCC	L	A
22 settembre 2001	Raffineria e IGCC	L	B
2 novembre 2001	IGCC	G	A
7 dicembre 2001	IGCC	L	A
3 aprile 2002	IGCC	L	A
7 giugno 2002	IGCC	G	A
17 giugno 2002	IGCC	L	B
19 agosto 2002	IGCC	L	A
10 ottobre 2002	IGCC	L	B
16 gennaio 2003	IGCC	L	A
12 maggio 2003	Diss. IGCC	L	A
19 aprile 2004	Targas	L	B
15 giugno 2004	Targas	L	B
19 giugno 2004	Targas	L	B
12 aprile 2005	Targas	L	B

Tipologia degli eventi incidentali:

Allegato B18

M Mancato incidente

L Emergenza limitata

G Emergenza generale

La sigla M mancato incidente viene utilizzata anche nel caso in cui non sia stato possibile rilevare l'incidente e non solo nel caso in cui esso non si sia verificato.

Classificazione degli eventi incidentali:

A Procedurali (Approccio operativo / esecuzione lavori)

B Strutturali (Perdite da pompe, flange e scambiatori, eventi naturali)

C Controllo (Ispezioni, controlli visivi, controlli periodici).

IGCC - CCU

L'Unità 700 è la sezione dell'impianto IGCC in cui si ha la produzione di Energia Elettrica e di vapore a media e bassa pressione.

E' composta da tre treni identici ad albero singolo di fabbricazione General Electric, ognuno composto da una turbina a gas e una a vapore, calettate sullo stesso albero, che azionano il generatore elettrico.

L'Energia Elettrica prodotta è utilizzata sia per i consumi interni che per la distribuzione alla rete nazionale ENEL, mentre il vapore, oltre ad essere usato internamente all'impianto IGCC, viene esportato alla Raffineria SARAS.

Di seguito sono descritte le sezioni che individuano ogni singolo treno dell'Unità 700.

Unità 710 - Turbine a gas

Questa sezione è costituita da una turbina a gas, installata all'aperto, sotto un cofano di protezione.

Il gas combustibile, alla pressione richiesta, alimenta il combustore della turbina insieme all'aria comburente proveniente dal compressore assiale azionato dalla turbina stessa.

Dal combustore i gas di combustione vengono espansi nella turbina a gas che aziona l'alternatore per la produzione di energia elettrica, il compressore e le apparecchiature ausiliarie.

I gas di combustione scaricati dalla turbina sono convogliati attraverso un condotto alle caldaie a recupero calore dell'Unità 730 per la generazione di vapore.

Il combustibile utilizzato nelle normali condizioni operative è il Syngas prodotto nelle Unità di processo.

In caso di emergenza (shut-down, fuori servizio dei Gassificatori) e all'avviamento viene utilizzato il gasolio.

La prestazione dell'Unità in caso di normali operazioni con alimentazione TAR si basa sulle condizioni seguenti:

- Temperatura ambiente 25 °C
- Pressione atmosferica 1,014 bar
- Combustibili: Syngas, pci: 1.094 kcal/kg
- Consumo di combustibile: 3x51,36 kg/s
- Energia Elettrica prodotta ai morsetti dell'alternatore: 3x183,67 MWel (range di temperatura: 15÷25 °C)
- Temperatura di scarico dei gas di combustione: 125 °C

Ciascuna turbina a gas comprende le seguenti apparecchiature e sistemi:

- turbina a gas
- combustore del tipo doppio (Syngas, gasolio)
- filtri aria
- sistema di lavaggio delle turbine
- copertura insonorizzante
- sistema di ventilazione e insonorizzazione: silenziatori sull'aspirazione e lo scarico, soffianti aria
- sistema di olio di lubrificazione
- sistema di avviamento
- sistema antincendio
- sistema iniezione vapore.

Allegato B18

Unità 720 - Turbine a vapore

Ogni turbina a vapore è costituita da 3 corpi: uno di alta, uno di media e uno di bassa pressione. Il vapore prodotto nell'Unità 730 è inviato alle turbine a vapore tramite i collettori di distribuzione ad alta e media pressione.

Nel collettore a bassa pressione è convogliato il vapore prodotto nelle Unità di processo per la distribuzione alla Raffineria e al corpo di bassa pressione della turbina.

E' prevista una linea di by-pass delle turbine che scaricano, in caso di eccesso di vapore o di trip delle turbine, direttamente il vapore al condensatore, previa espansione e deareazione.

Il vapore sulla turbina si espande fino a 0,06 bar e viene scaricato in un condensatore a superficie raffreddato con acqua di mare ricircolante in un circuito con una unica torre circolare ibrida.

In ogni condensatore le condizioni di vuoto sono determinate da:

- pompe di vuoto per la creazione del vuoto all'avviamento;
- sistema di eiettori a 2 stadi per mantenere il vuoto durante le normali operazioni.

Il condensato tramite le pompe di estrazione è inviato al sistema Recupero Condensato.

L'Unità 720 è costituita dalle seguenti apparecchiature e sistemi:

- turbine a vapore
- condensatore di vapore
- condensatore vapore da tenuta
- pompe estrazione condensato
- soffianti vapore da tenuta
- vaso di espansione
- serbatoio di flash: dreni da turbine
- sistema di flash: dreni da turbine
- sistema di eiettori a 2 stadi
- pompe di vuoto
- sistema di ventilazione della copertura insonorizzante
- sistema antincendio
- sistema di lubrificazione.

Unità 730 - Caldaie a recupero per la generazione di vapore

Questa Unità è costituita da 3 caldaie a recupero calore (1 per ogni treno della CCU), ciascuna direttamente collegata allo scarico di una delle 3 turbine a gas per la produzione di vapore da inviare alle turbine a vapore.

Ogni generatore comprende 3 sezioni per la produzione rispettivamente di vapore ad alta, media e bassa pressione.

I gas caldi (circa 540 °C) provenienti da ciascuna turbina a gas attraverso apposito condotto, cedono calore ai diversi fasci scambiatori (surriscaldatori, evaporatori e preriscaldatori), di cui è costituita la caldaia stessa e vengono scaricati all'aria a circa 125 °C.

Il vapore ad alta e media pressione prodotto è principalmente inviato alla turbina a vapore, mentre il vapore a bassa pressione è utilizzato per la degasazione dell'acqua di alimento, nell'apposito degasatore installato nella sezione a bassa pressione della caldaia.

E' previsto un bruciatore addizionale di Syngas, installato in ingresso alla caldaia, per mantenere costante la produzione di vapore qualora ci sia una diminuzione della portata dei gas di combustione provenienti dalla turbina a gas.

Infatti per valori della temperatura ambiente superiori a 25 °C si ha una diminuzione della densità dell'aria che ha, come conseguenza una minore resa della combustione che avviene nelle turbine a gas.

Vi sono quindi due modi operativi differenti della caldaia a recupero:

- recupero semplice, quando la temperatura ambiente (inferiore a 25 °C) e il bruciatore addizionale non è in funzione;
- bruciatore addizionale in funzione, con temperatura ambiente superiore a 25 °C e in base

Allegato B18

alla richiesta di energia elettrica o di vapore.

In ogni caldaia a recupero, l'acqua di alimento è inviata al degasatore attraverso le pompe di alimento che prelevano dal serbatoio di acqua demineralizzata installato nelle Unità di servizio all'impianto.

In questo serbatoio viene raccolto il condensato proveniente dai condensatori dei 3 treni dell'Unità 720 e dalle Unità di processo e viene degasato, dopo integrazione con acqua di reintegro (demineralizzata).

La degasazione dell'acqua di alimento è effettuata con il vapore a bassa pressione prodotto nella caldaia stessa.

Il vapore prodotto nella caldaia a recupero è così distribuito:

- il vapore ad alta pressione è inviato alla turbina a vapore da dove è estratto; il vapore richiesto per la gassificazione attraverso uno sfianto incontrollato;

- il vapore a media pressione è inviato all'apposito collettore per essere da qui distribuito alla Raffineria e agli impianti di processo. L'eccesso di vapore a media pressione è inviato alla turbina.

Il vapore a bassa pressione esportato alla Raffineria è prodotto nelle Unità di processo.

E' prevista comunque una linea di derivazione dal collettore di vapore a media pressione a quello a bassa per soddisfare le eventuali richieste della Raffineria. L'eccesso di vapore a bassa pressione è inviato alla turbina.

L'Unità 730 comprende le seguenti apparecchiature e sistemi:

- scambiatori di calore: evaporatore a bassa pressione, preriscaldatori, evaporatori e surriscaldatori a media e alta pressione;
- pompe di acqua di alimento a media e alta pressione;
- steam drum a bassa, media e alta pressione;
- degasatore a bassa pressione di vapore;
- serbatoio di blow-down;
- serbatoio di flash atmosferico;
- banco di campionatura;
- Unità dosaggio chimico;
- sistema di post-combustione;
- sistema catalitico di CO (solo per 1 treno)
- silenziatori della turbina per i corpi a media e bassa pressione;
- silenziatore della turbina per il corpo ad alta pressione.

Unità 740 - Generatore elettrico

L'Unità 740 è composta dalle seguenti apparecchiature e sistemi:

- generatori elettrici

Servizi comuni a tutti i generatori:

- sistema idrogeno di raffreddamento
- sistema CO₂ protezione antincendio all'interno della copertura
- sistema protezione antincendio esterno ad acqua.

Consumi

Risorse idriche

Il consumo di risorse idriche viene riportato nelle seguenti tabelle ed è riferito, per fase di utilizzo, alle acque igienico sanitarie, alle acque di raffreddamento e di processo, così come riporta la scheda B.2.1 nell'anno di riferimento 2003.

Allegato B18

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³
ACQUA DEMI DA UTILITIES	CCU	Industriale di processo	1.423.921 (1)
ACQUA DISSALATA	CCU	Industriale di processo	0

(1): dato da infoplus (MPS a raffineria + make-up).

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³
ACQUA INDUSTRIALE DA RAFFINERIA	CCU	Industriale di raffreddamento	52.800 (1)
ACQUA POTABILE DA RAFFINERIA	CCU	Igienico sanitario	2.700 (2)

(1) dato da interscambi 2003 ripartito tra PPU (40%) – CCU (40%) – UTILITIES (20%);

(2) dato da interscambi 2003 ripartito tra PPU (50%) – CCU (50%).

Il consumo di risorse idriche alla massima capacità produttiva viene riportato nella seguente tabella ed è riferito, per fase di utilizzo, alle acque igienico sanitarie, alle acque di raffreddamento e di processo, così come riporta la scheda B.2.2.

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³
ACQUA DEMI DA UTILITIES	CCU	Industriale di processo	1.617.407
ACQUA DISSALATA	CCU	Industriale di processo	0
ACQUA INDUSTRIALE DA RAFFINERIA	CCU	Industriale di raffreddamento	56.626
ACQUA POTABILE DA RAFFINERIA	CCU	Igienico sanitario	2.896

Energia termica ed energia elettrica

Nella seguente tabella sono riportati i consumi di energia termica, energia elettrica, il consumo termico specifico e il consumo elettrico specifico, come indicato nella scheda B.4.1 nell'anno di riferimento 2003.

Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/MWh)	Consumo elettrico specifico (kWh/MWh)
ENERGIA ELETTRICA		52.754 (1)	Energia elettrica		11,77678 (2)
LPS a turbina a vapore	223.924 (3)		Energia elettrica	49,98867 (2)	
Wet syngas	8.053.612 (4)		Energia elettrica	1,839397 (7)	
Dry syngas	590.512 (5)		Energia elettrica	0,134869 (7)	
Gasolio	217.601 (6)		Energia elettrica	2,151323 (7)	

Allegato B18

(1): dato da infoplus; il consumo è costituito dall'assorbimento degli ausiliari di macchina ma non da perdite di linee e trasformatori;

(2): dato espresso in kWh/MWh

(3): dato di consumo (293.559 tonn) da infoplus; entalpia media (656 kcal/kg) da dati medi di temp/press collettore a TV;

(4): LHV medio 2003-2005 = 1.902 kcal/kg;

(5): LHV medio 2003-2005 = 3.071 kcal/kg;

(6): LHV medio = 10.000 kcal/kg;

(7): dato espresso in MWh/MWh;

Nella seguente tabella sono riportati i consumi di energia termica, energia elettrica, il consumo termico specifico e il consumo elettrico specifico alla massima capacità produttiva, come indicato nella scheda B.4.2.

Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/MWh)	Consumo elettrico specifico (kWh/MWh)
ENERGIA ELETTRICA		56.738,4	Energia elettrica		
LPS a turbina a vapore	240.150,9		Energia elettrica		
Wet syngas	8.637.498,9		Energia elettrica		
Dry syngas	633.324,1		Energia elettrica		
Gasolio	41.860		Energia elettrica		

Combustibile

I combustibili consumati sono riportati nella seguente tabella, come indicato nella scheda B.5.1 nell'anno di riferimento 2003.

Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)
Wet syngas	32,6 ppm	3.641.208,4 (1)	7.962
Dry syngas	50,9 ppm	165.365,0 (1)	12.855
gasolio	0,16 %wt	18.713,9 (2)	41.860

(1): dati da scheda PPU (infoplus);

(2): dati da infoplus;

I combustibili consumati alla massima capacità produttiva sono riportati nella seguente tabella, come indicato nella scheda B.5.2.

Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)
Wet syngas	32,6 ppm	3.905.382	7.962
Dry syngas	50,9 ppm	177.358	12.855
gasolio	0,16 %wt	3.600	41.860

Allegato B18

Sostanze inquinanti

Le sostanze trattate nell'impianto I.G.C.C sono le seguenti:

Riferimento Allegato I – D.Lgs. 334/99	
Parte 1	Parte 2
Gas liquefatti estremamente infiammabili (propano)	1 – Molto tossiche (H ₂ S (*))
	2 - Tossiche (Ammoniaca, Anidride Solforosa, Solfuro di carbonile)
Idrogeno	7a – Facilmente infiammabili (I) (olio pesante)
	8 – Estremamente infiammabili (II) (CO (**), Nafta(***))
	9 – Pericolose per l'ambiente

Note:

(I) Le sostanze ed i preparati che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 55 °C, e che sotto la pressione rimangono allo stato liquido, qualora particolari condizioni di utilizzazione come la forte pressione e l'elevata temperatura possono comportare il pericolo di incidenti rilevanti

(II) Le sostanze ed i preparati liquidi che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 0 °C ed un punto di ebollizione, a pressione normale, inferiore o uguale a 35 °C (frase che descrive il rischio R12) e le sostanze ed i preparati gassosi che sono infiammabili a contatto con l'aria a temperatura ambiente e a pressione normale (frase che descrive il rischio R12) anche se mantenuti allo stato gassoso o liquido sotto pressione, escluso i gas estremamente infiammabili liquefatti ed il gas naturale.

(*) Classificabile anche alla voce 8 dell'Al. I Parte 2: "Estremamente infiammabili"

(**) Classificabile anche alla voce 2 dell'Al. I Parte 2: "Tossiche"

(***) Classificabile anche alla voce 9ii dell'Al. I Parte 2: "Sostanze pericolose per l'ambiente"

Le fasi delle attività dell'impianto IGCC in cui intervengono le sostanze sono riportate nella tabella di seguito allegata.

SOSTANZA	UNITA'											
	200	300	310	400	410	500	510	520	600	610	710	930
- Propano			X			X						
- Idrogeno									X	X		
- H ₂ S		X	X	X		X	X	X				
- TAR	X											
- Syngas		X	X	X	X (1)	X		X	X		X	
- Pericolose per l'ambiente											X (2)	X
- Ossigeno		X					X					
- Nafta	X		X									

(1) Syngas saturo di acqua

(2) In alternativa al Syngas ed in fase di avviamento

- Unità 200 - Alimentazione della Carica
- Unità 300 - Gassificazione e lavaggio
- Unità 310 - Estrazione nerofumo
- Unità 400 - Raffreddamento gas a bassa temperatura e Idrolisi COS

Allegato B18

- Unità 410 - Saturazione del Syngas
- Unità 500 - Rimozione Gas acidi
- Unità 510 - Recupero zolfo
- Unità 520 - Trattamento gas di coda
- Unità 600 - Rimozione Idrogeno
- Unità 610 - Recupero Idrogeno
- Unità 710 - Turbine a gas

Le sostanze indicate in tabella non intervengono nelle fasi di attività delle unità:

- 320: Pretrattamento Acque di scarico
 720: Turbine a vapore
 730: Caldaie a recupero

nelle quali viene utilizzata o trattata acqua o vapore e nell'unità:

- 740: Generatori elettrici.

Emissioni

Aria

Le emissioni in atmosfera di tipo convogliato relative all'impianto IGCC, come riportato nella scheda B.7.1 allegata alla presente, nell'anno di riferimento 2003 risultano essere:

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
IGCC	4.208.116	As	0,00427394	33,580	0,001016891	14,9
		Pb	0,00427394	33,580	0,001016891	
		Ni	0,01237367	97,427	0,003390754	
		Cr	0,00678528	53,644	0,002822638	
		Cu	0,01048842	83,002	0,005086807	
		Zn	0,00232587	18,676	0,001865729	
		Cd	0,00042081	3,306	0,0001	
		Hg	0,0025561	19,797	0,001318146	
		Co	0,00042081	3,306	0,0001	
		V	0,01353099	106,316	0,003253132	
		SO ₂	55,3	467.200	16,4	
		CO	11,5	97.100	3,5	
		Polveri	0,095	800	0,03	
		NO _x	69,3	585.600	19,5	
		CH ₄	3,887676	33.064,7	1	
		N ₂ O	0,777535	6.612,9	0,2	
		Benzene	0,003887676	33,1	0,001	
IPA	0,000233261	2,0	0,00006			

Ore di marcia gasolio + syngas: 8505 (fonte dati: SIA)

Ore di marcia syngas: 8452 (fonte dati: SIA)

Per il calcolo del flusso di massa totale, metalli, benzene, IPA, N₂O e CH₄, sono state considerate le ore di funzionamento complessive nell'anno, syngas + gasolio (fonte dati: SIA); le concentrazioni sono da campagna fumi 2003.

Per il calcolo degli inquinanti SO₂,CO,Polveri ed NO_x sono state considerate solo le ore di marcia a syngas (fonte dati sia in termini di concentrazioni che di portate: SIA).

In tutti i casi è stata rispettata la coerenza con INES 2003.

Allegato B18

Acqua

Le acque reflue prodotte si riferiscono principalmente alle acque di drenaggio serbatoi convogliate in fognatura che possono contenere idrocarburi in emulsione e che vengono inviate alle vasche API del TAS e i composti dello zolfo dalle acque acide. Lo zolfo prodotto nell'unità di recupero zolfo rappresenta un sotto-prodotto prezioso che non è considerato un rifiuto e che può essere commercializzato per altre lavorazioni, per esempio in impianti chimici.

Rifiuti

I rifiuti tipici generati nell'impianto IGCC sono i fanghi del fondo dei serbatoi (rifiuto pericoloso, codice CER 050103), rimossi durante le operazioni, i fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, contenenti sostanze pericolose (codice CER 050109), i materiali esausti quali catalizzatori, letti adsorbenti, setacci molecolari. Per i catalizzatori esausti è previsto l'invio al fabbricante per il recupero dei metalli e lo smaltimento finale dei materiali inerti in discarica controllata.

Analisi storica degli eventi incidentali

Nella seguente tabella è riportata la situazione emergenze verificatesi tra il 1999 e il 2005 nell'impianto I.G.C.C, con riferimento alle sigle utilizzate per tipologia e classificazione degli eventi incidentali di seguito riportate.

Data emergenza	Reparto	Tipo	Classificazione
10 settembre 2000	IGCC-CCU	L	B
12 dicembre 2000	IGCC	L	B
8 gennaio 2001	IGCC	L	B
13 marzo 2001	IGCC	L	B
27 marzo 2001	IGCC	L	B
27 aprile 2001	IGCC-U502	L	A
29 giugno 2001	IGCC	L	A
2 luglio 2001	IGCC	L	A
22 settembre 2001	Raffineria e IGCC	L	B
2 novembre 2001	IGCC	G	A
7 dicembre 2001	IGCC	L	A
3 aprile 2002	IGCC	L	A
7 giugno 2002	IGCC	G	A
17 giugno 2002	IGCC	L	B
19 agosto 2002	IGCC	L	A
10 ottobre 2002	IGCC	L	B
16 gennaio 2003	IGCC	L	A
12 maggio 2003	Diss. IGCC	L	A
19 aprile 2004	Targas	L	B
15 giugno 2004	Targas	L	B
19 giugno 2004	Targas	L	B
12 aprile 2005	Targas	L	B

Tipologia degli eventi incidentali:

M Mancato incidente

L Emergenza limitata

G Emergenza generale

La sigla M mancato incidente viene utilizzata anche nel caso in cui non sia stato possibile rilevare l'incidente e non solo nel caso in cui esso non si sia verificato.

Classificazione degli eventi incidentali:

A Procedurali (Approccio operativo / esecuzione lavori)

B Strutturali (Perdite da pompe, flange e scambiatori, eventi naturali)

C Controllo (Ispezioni, controlli visivi, controlli periodici).

IGCC -Utilities

Unità 910 *Sistema di raffreddamento ad acqua mare*

Presa Acqua Mare

L'acqua mare utilizzata per l'impianto di dissalazione viene prelevata dal Bacino di Presa Acqua Mare e inviata alle varie utenze per mezzo di pompe centrifughe verticali azionate da motore elettrico; due pompe sono normalmente in esercizio ed una è di riserva.

Per eliminare le sostanze solide non separate nel Bacino di Presa Acqua Mare sono stati previsti tre filtri due in funzione ed uno è di riserva.

Per evitare lo sviluppo di alghe e altri organismi viventi nelle apparecchiature acqua mare e per ottenere una completa sterilizzazione dell'acqua sono stati previsti dosaggi di biossido di cloro e di bioacida in corrispondenza della camera di presa della condotta acqua mare e nel Bacino di Presa Acqua mare.

Sistema Acqua Mare di Raffreddamento

Questo sistema è stato previsto per fornire acqua di raffreddamento al Sistema acqua dolce di raffreddamento, all'unità di Rimozione Zolfo e direttamente ai condensatori delle turbine nell'unità CCU.

Il sistema comprende la stazione di pompaggio, le Unità di trattamento chimico e la torre di raffreddamento.

La Torre di Raffreddamento è di tipo ibrido circolare a tiraggio forzato, questa può funzionare sia a umido che a umido-secco. I ventilatori dell'aria sono azionati da motore elettrico che avrà una sola velocità. E' previsto che durante l'inverno la torre di raffreddamento funzioni nella modalità umido-secco. Ciò è reso possibile dalla bassa temperatura ambiente dell'aria; con questa modalità di funzionamento si minimizzano le perdite per evaporazione. Con il funzionamento a umido (periodo estivo), le perdite per evaporazione sono massime.

Due gruppi di pompe centrifughe verticali convogliano l'acqua dolce di raffreddamento alle utenze. Le pompe sono installate nel Bacino della Torre di Raffreddamento.

Il primo gruppo di pompe invia l'acqua dolce di raffreddamento all'unità CCU ed all'unità di Rimozione Zolfo.

Il secondo gruppo di pompe alimenta il sistema Acqua di Raffreddamento.

Per mantenere pulita l'acqua in circolazione è prevista l'aggiunta di biossido di cloro e di un antincrostante.

Generatore di Biossido di Cloro

Per il trattamento dell'acqua contro la formazione di alghe e microrganismi è stato previsto un dosaggio continuo di 0,2-0,5 ppm di biossido di cloro proveniente dai generatori di biossido di cloro.

Il package è costituito da due unità, ciascuna con capacità di 20 kg/h. Sono previsti tre punti di iniezione: uno alla stazione di pompaggio dell'acqua dolce di raffreddamento e due ai lati opposti del bacino della torre di raffreddamento. nel sistema di presa acqua mare sono stati previsti dosaggi di Biossido di Cloro e di Bioacida in corrispondenza della camera di presa della condotta marina e nel bacino di Presa Acqua mare.

Dosaggio Antincrostante

E' prevista un'unità di trattamento chimico antincrostante, per tenere sotto controllo la tendenza dell'acqua mare a formare incrostazioni, soprattutto all'interno degli scambiatori di calore. A tal scopo verrà dosato un fosfato organico in corrispondenza dei due lati opposti del bacino della torre di raffreddamento. La concentrazione prevista per il dosaggio è di 1,5-2 ppm, calcolata sul blow-down dell'acqua dolce di raffreddamento.

Unità 920 Sistema di raffreddamento a circuito chiuso

La torre di raffreddamento dell'IGCC è del tipo ibrido, a pianta circolare, con sezioni umida e secca separate.

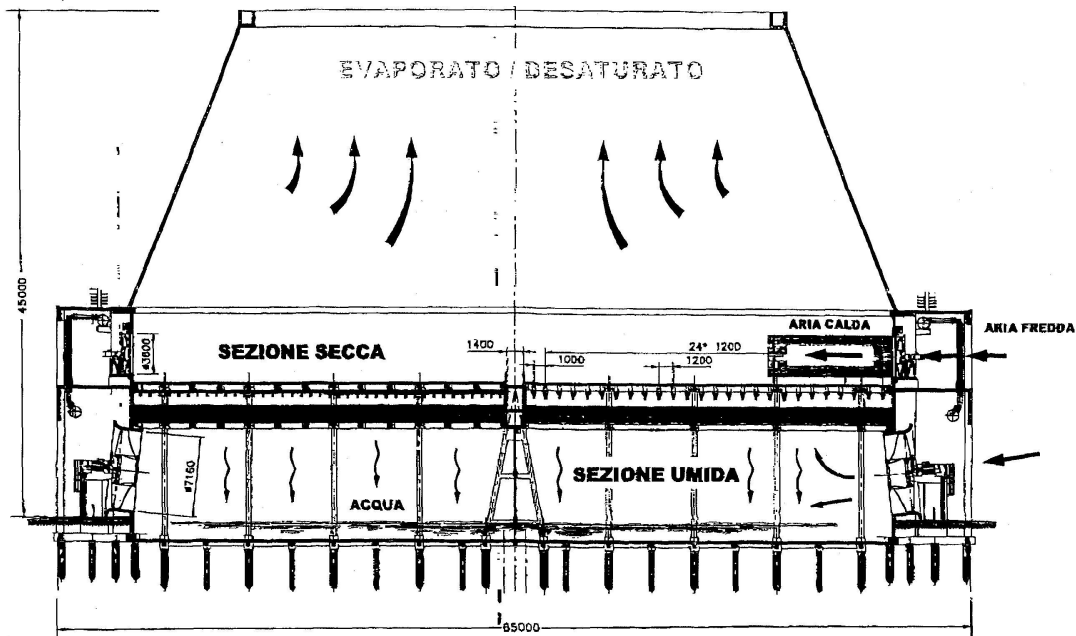
Questa torre, attualmente unica in Italia, è stata progettata in base alla migliore tecnologia disponibile ai fini ambientali, per minimizzare l'impatto dovuto al "pennacchio evaporativo", garantendo l'efficienza gestionale ottimale nelle varie condizioni climatiche stagionali.

Il funzionamento umido/secco è utilizzato per impedire la formazione del pennacchio di vapore acqueo in particolari condizioni ambientali, specialmente nel periodo invernale.

Il pennacchio è costituito da una miscela di aria calda e vapore acqueo generata dal processo di raffreddamento dell'acqua. In una atmosfera secca e calda, l'aria calda emessa è meno satura di vapore acqueo e quindi il pennacchio è meno consistente e si disperde molto velocemente; più fredda e umida è l'atmosfera e più consistente e persistente è il pennacchio, con possibili fenomeni di condensazione del vapore e ricaduta di gocce d'acqua al suolo, in particolari condizioni di bassa temperatura.

Tramite la torre di raffreddamento ibrida è possibile essiccare l'aria umida emessa, miscelandola con un flusso d'aria calda secca, in modo da ovviare alla visibilità del pennacchio e alla eventuale condensazione dei trascinamenti di vapore.

La torre ibrida è composta da due sezioni che operano in serie: sezione umida e sezione secca, come mostrato nella seguente figura.



TORRE IBRIDA DI RAFFREDDAMENTO

Nella sezione secca parte dell'acqua calda di ritorno dagli impianti passa attraverso degli scambiatori a tubi alettati, situati perimetralmente al piano superiore della torre, dove il calore

Allegato B18

scambiato è utilizzato per produrre aria secca che viene immessa, tramite ventilatori, nel flusso di aria satura di umidità ascendente dalla sottostante zona umida.

Nella zona umida l'acqua, distribuita a pioggia tramite un sistema di ugelli e un riempimento di pacchi lamellari in P.V.C., viene raffreddata dall'aria immessa forzatamente dai ventilatori distribuiti perimetralmente. In questa sezione avviene il maggior scambio termico dell'intero ciclo di raffreddamento.

Il flusso di aria calda satura di umidità ascende dalla sezione umida, si mescola con l'aria calda secca prodotta nella sezione secca e quindi viene scaricata in atmosfera, praticamente desaturata dal vapore acqueo.

La quantità di aria secca necessaria è calcolata per assicurare che l'aria miscelata sia al di sotto del punto di saturazione, fin oltre la bocca di emissione della torre.

La torre di raffreddamento è divisa in quattro settori indipendenti, di cui uno è sempre escludibile per interventi di manutenzione.

Il sistema di acqua dolce di raffreddamento è costituito da un circuito chiuso che utilizza acqua dissalata.

L'acqua dolce di raffreddamento di ritorno dalle utenze viene raccolta ed inviata tramite le pompe di circolazione dell'acqua di raffreddamento ai refrigeranti dove viene raffreddata mediante acqua mare e quindi immessa nella rete di distribuzione.

E' stata prevista una colonna piezometrica per compensare le perdite di acqua dolce di raffreddamento ed assorbire le variazioni di volume dovute a oscillazioni di temperatura nel circuito, mediante acqua dissalata.

Per evitare la corrosione ed ottenere una sterilizzazione completa nel circuito dell'acqua dolce di raffreddamento è stata prevista l'aggiunta di un anticorrosivo e di biossido di cloro.

La soluzione per prevenire la corrosione viene trattata nel recipiente dell'inibitore di corrosione, il biossido di cloro utilizzato in questo sistema è prodotto nel Generatore di Biossido di Cloro.

Per ogni scambiatore di calore a piastre è stato previsto un filtro allo scopo di ridurre i solidi sospesi contenuti nell'acqua in circolazione.

Per mantenere pulita l'acqua in circolazione è prevista l'aggiunta di biossido di cloro e di un antincrostante.

Unità 930 *Sistema diesel per turbine a gas e gas combustibile*

Il sistema include un serbatoio di stoccaggio, tre stazioni di pompaggio ed un recipiente di drenaggio.

Il sistema è alimentato con gasolio stoccato in tre serbatoi preesistenti, posizionati nell'area della raffineria, con capacità totale di stoccaggio di circa 5.000 m³.

Il gasolio è alimentato dalla raffineria al serbatoio di stoccaggio per mezzo di due pompe di tipo centrifugo orizzontale di caricamento (una in funzione e una di riserva).

La capacità di questo serbatoio di stoccaggio soddisfa circa tre ore di consumo normale.

Durante le emergenze o in fase di avviamento delle turbine a gas, il gasolio è prelevato dal serbatoio di stoccaggio e quindi convogliato all'unità CCU mediante tre stazioni di pompaggio.

Ogni stazione di pompaggio è composta da:

- due pompe centrifughe progettate per una capacità di 55 m³/h, e pressione di mandata pari a 6,5 bar rel. Entrambe le pompe sono comandate da motore elettrico: due sono in funzione ed una è di riserva;
- filtri sull'aspirazione di ogni pompa;
- un accumulatore regolato in pressione sulla mandata pompa per continuare ad alimentare al turbogas durante i periodi di emergenza. Sarà garantita una durata minima di 30 s.;
- il riciclo della pompa è regolato dall'orifizio di portata;
- gli scarichi raccolti dai filtri, dall'aspirazione e scarico pompe, sono convogliati al recipiente dei residui del gasolio;

Allegato B18

- sulla linea che convoglia il gasolio al serbatoio è installata una valvola di riciclo dimensionata in modo da mantenere costante la pressione del fluido.

In condizioni normali, l'unità è ferma e pronta per essere avviata, tramite l'avviamento automatico, attraverso un segnale proveniente dall'unità CCU.

E' previsto un sistema di tipo comune per il recupero dei residui oleosi. Gli scarichi sono raccolti nel recipiente dei residui del gasolio, che è un recipiente interrato orizzontale che porta al sistema dei residui della raffineria mediante la pompa dei residui del gasolio.

Unità 950 Sistema recupero condensato

Le condense ad alta, intermedia e media pressione provenienti dai rispettivi collettori sono convogliate verso il Recipiente Evaporazione Condense, dove avviene l'evaporazione del liquido a 4,5 bar rel.

Il vapore prodotto è convogliato verso la rete di distribuzione Vapore a Bassa Pressione, mentre la condensa è mandata sotto controllo di livello al Recipiente Recupero Condense. La pressione è di 0,75 bar rel.. In questo recipiente si produce vapore per evaporazione, questo è condensato nella torre di abbattimento vapore per mezzo di acqua demineralizzata come mezzo di raffreddamento.

Unità 970 Sistema di aria strumenti e impianti

In questo sistema l'aria atmosferica è compressa, raffreddata, parzialmente essiccata, stoccata e distribuita ai due collettori principali dell'aria, uno per l'aria strumenti e l'altro per l'aria impianto.

L'aria strumenti è usata principalmente per attivare le valvole di controllo pneumatiche; l'aria servizi o impianto viene usata per scopi secondari quali il mantenimento dell'energia per i mezzi attivati ad aria e per pulizia tramite soffiatura delle apparecchiature e aree intorno all'impianto.

La fornitura continua di aria strumenti è essenziale per il funzionamento dell'impianto I.G.C.C., mentre la mancanza di aria servizi non interessa il funzionamento dell'impianto: perciò viene data priorità all'aria strumenti, togliendo la fornitura di aria servizi, chiudendo automaticamente la valvola di controllo sul collettore aria servizi quando la pressione scende al di sotto del punto di taratura di bassa pressione.

L'unità è formata dalle seguenti sezioni:

- compressori aria
- recipienti di raccolta aria
- essiccatori aria.

Compressori aria

La stazione di compressione consiste in 2 compressori centrifughi, uno in funzione e l'altro di riserva; i due compressori dovranno funzionare anche in parallelo.

L'aria compressa è scaricata ad una pressione di 8 bar rel., raffreddata con acqua di raffreddamento a 40 °C e poi inviata al recipiente di raccolta aria.

Recipienti di raccolta aria

I due recipienti di raccolta aria sono posizionati uno a monte dell'essiccatore d'aria e uno a valle. Questi assicurano un tempo di permanenza di circa 10 minuti in caso di fermata.

Essiccatori aria

Gli essiccatori aria sono del tipo heatless e ciascuna unità consiste di due contenitori riempiti con allumina attivata. Durante il funzionamento normale uno dei contenitori è in funzione, mentre l'altro è in rigenerazione.

Il processo di essiccamento è completamente automatico, la rigenerazione è effettuata con una parte dell'aria essiccata che proviene dall'essiccatore in funzione.

Allegato B18

Unità 980 Sistema di dissalazione

L'acqua dissalata che proviene dal sistema di dissalazione è raccolta verso l'unità di demineralizzazione della raffineria e diretta verso la rete di distribuzione.

Il Serbatoio di Stoccaggio acqua dissalata ha una capacità di 1000 m³; da questo serbatoio, l'acqua dissalata è pompata verso l'unità di demineralizzazione della raffineria e alla a rete di distribuzione, mediante pompe di Alimentazione acqua dissalata, una in servizio e l'altra di riserva.

Unità 990 Sistema azoto

L'azoto gassoso sarà prodotto attraverso l'Unità Package di Stoccaggio ed Evaporazione dell'azoto liquido utilizzando vapore a bassa pressione come fluido di riscaldamento.

Il package sarà costituito principalmente di:

- n° 2 serbatoi di stoccaggio dell'azoto liquido, a doppio mantello criogenico, con isolamento sotto vuoto con perlite;
- evaporatore azoto liquido;
- tubazioni, valvole, accessori, strumenti e dispositivi per il funzionamento automatico e sicuro del sistema;
- regolatore locale.

La **Capacità Giornaliera** di progetto dell'impianto I.G.C.C. è la seguente.

1. Caso di normali operazioni: alimentazione con TAR

	P.P.
Carica totale TAR	148 t/h
Ossidante (Ossigeno: 95% in peso)	169 t/h
Energia Elettrica prodotta	555 MWel
Idrogeno prodotto	40 kNm ³ /h
Vapore esportato a media pressione	100 t/h
Vapore esportato a bassa pressione	85 t/h

Nella progettazione di base era prevista soltanto produzione di vapore ad alta pressione.

2. Caso di alimentazione con VR (residuo di vuoto) prevista in caso di fermata impianto Visbreaking

Carica totale VR	138 t/h
Ossidante (Ossigeno: 95% in peso)	160 t/h
Energia Elettrica prodotta	548 MWel
Idrogeno prodotto	40 kNm ³ /h
Vapore esportato a media pressione	100 t/h
Vapore esportato a bassa pressione	85 t/h

Aspetti ambientali

Consumi

Risorse idriche

Il consumo di risorse idriche viene riportato nelle seguenti tabelle ed è riferito, per fase di utilizzo, alle acque igienico sanitarie, alle acque di raffreddamento e di processo, così come riporta la scheda B.2.1 nell'anno di riferimento 2003.

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³
ACQUA MARE	DISSALATORI E TORRE	Industriale di processo	25.919.404 (1)
		Industriale di processo	NA

(1): dato da infoplus: acqua mare a reintegro torre (13.437.398 m³) + alimento dissalatori (12.482.006 m³); questi ultimi si ripartiscono in salamoia (8.809.580 m³) + dissalato (3.609.901 m³) + consumi (55.855 m³) + reintegro alla FCW (6.670 m³).

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³
ACQUA INDUSTRIALE DA RAFFINERIA	UTILITIES	Industriale di raffreddamento	26.400 (1)
ACQUA POTABILE DA RAFFINERIA	UTILITIES	Igienico sanitario	1.080 (2)
		Industriale di raffreddamento	

(1): dato da interscambi 2003 ripartito tra PPU-CCU-Utilities;

(2): dato da interscambi 2003 ripartito tra PPU-CCU-Utilities.

Il consumo di risorse idriche alla massima capacità produttiva viene riportato nella seguente tabella ed è riferito, per fase di utilizzo, alle acque igienico sanitarie e alle acque di raffreddamento, così come riporta la scheda B.2.2.

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³
ACQUA MARE	DISSALATORI E TORRE	Industriale di raffreddamento	27.798.561
ACQUA INDUSTRIALE DA RAFFINERIA	UTILITIES	Industriale di raffreddamento	28.314
ACQUA POTABILE DA RAFFINERIA	UTILITIES	Igienico sanitario	1.158

Energia termica ed energia elettrica

Nella seguente tabella sono riportati i consumi di energia termica, energia elettrica, il consumo termico specifico e il consumo elettrico specifico, come indicato nella scheda B.4.1 nell'anno di riferimento 2003.

Allegato B18

Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/m ³)	Consumo elettrico specifico (kWh/m ³)
UTILITIES – ENERGIA EL.		182.776,5 (1)	Acqua mare		7,05
UTILITIES - LPS	22.815 (2)		Acqua dissalata	6,3	

(1): dato di consumo totale PPU+Utilities da interscambi 2003, ripartito al 50% tra PPU e Utilities come da N.O.C.;

(2): dato da infoplus;

Nella seguente tabella sono riportati i consumi di energia termica, energia elettrica, il consumo termico specifico e il consumo elettrico specifico alla massima capacità produttiva, come indicato nella scheda B.4.2.

Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/m ³)	Consumo elettrico specifico (kWh/m ³)
UTILITIES – ENERGIA EL.		187.733	Acqua mare		7,1
UTILITIES - LPS	24.468		Acqua dissalata	6,3	

Sostanze inquinanti

Nella seguente tabella sono riportate le sostanze trattate nell'impianto I.G.C.C, ai sensi del D. Lgs. 334/99, sulla base dei quantitativi di sostanze pericolose¹ effettivamente presenti negli stessi, calcolate secondo quanto descritto nelle note.

Impianto	Sostanze pericolose presenti	Quantità massima (t)
Unità 930	9 – Sostanze pericolose per l'ambiente	309

¹ Sostanze pericolose: sostanze elencate in Allegato I – Parte 1 e Parte 2 al D.Lgs. 334/99.

Le sostanze trattate nell'impianto I.G.C.C sono le seguenti:

Riferimento Allegato I – D.Lgs. 334/99	
Parte 1	Parte 2
Gas liquefatti estremamente infiammabili (propano)	1 – Molto tossiche (H ₂ S (**))
	2 - Tossiche (Ammoniaca, Anidride Solforosa, Solfuro di carbonile)
Idrogeno	7a – Facilmente infiammabili (I) (olio pesante)
	8 – Estremamente infiammabili (II) (CO (**), Nafta(***))
	9 – Pericolose per l'ambiente

Note:

Allegato B18

- (I) Le sostanze ed i preparati che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 55 °C, e che sotto la pressione rimangono allo stato liquido, qualora particolari condizioni di utilizzazione come la forte pressione e l'elevata temperatura possono comportare il pericolo di incidenti rilevanti
- (II) Le sostanze ed i preparati liquidi che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 0 °C ed un punto di ebollizione, a pressione normale, inferiore o uguale a 35 °C (frase che descrive il rischio R12) e le sostanze ed i preparati gassosi che sono infiammabili a contatto con l'aria a temperatura ambiente e a pressione normale (frase che descrive il rischio R12) anche se mantenuti allo stato gassoso o liquido sotto pressione, escluso i gas estremamente infiammabili liquefatti ed il gas naturale.
- (*) Classificabile anche alla voce 8 dell'All. I Parte 2: "Estremamente infiammabili"
- (**) Classificabile anche alla voce 2 dell'All. I Parte 2: "Tossiche"
- (***) Classificabile anche alla voce 9ii dell'All. I Parte 2: "Sostanze pericolose per l'ambiente"

Le fasi delle attività dell'impianto IGCC in cui intervengono le sostanze sono riportate nella tabella di seguito allegata.

SOSTANZA	UNITA'											
	200	300	310	400	410	500	510	520	600	610	710	930
- Propano			X			X						
- Idrogeno									X	X		
- H ₂ S		X	X	X		X	X	X				
- TAR	X											
- Syngas		X	X	X	X (1)	X		X	X		X	
- Pericolose per l'ambiente											X (2)	X
- Ossigeno		X					X					
- Nafta	X		X									

- (1) Syngas saturo di acqua (2) In alternativa al Syngas ed in fase di avviamento

- Unità 200 - Alimentazione della Carica
- Unità 300 - Gassificazione e lavaggio
- Unità 310 - Estrazione nerofumo
- Unità 400 - Raffreddamento gas a bassa temperatura e Idrolisi COS
- Unità 410 - Saturazione del Syngas
- Unità 500 - Rimozione Gas acidi
- Unità 510 - Recupero zolfo
- Unità 520 - Trattamento gas di coda
- Unità 600 - Rimozione Idrogeno
- Unità 610 - Recupero Idrogeno
- Unità 710 - Turbine a gas

Le sostanze indicate in tabella non intervengono nelle fasi di attività delle unità:

- 320: Pretrattamento Acque di scarico
 720: Turbine a vapore
 730: Caldaie a recupero

nelle quali viene utilizzata o trattata acqua o vapore e nell'unità:

- 740: Generatori elettrici.

Allegato B18

Nelle seguenti tabelle vengono riportati gli hold up delle sostanze, relativi alle apparecchiature che costituiscono l'impianto I.G.C.C.

Tali valori sono stati desunti in base ai bilanci di materia ed alle specifiche di progetto delle apparecchiature.

Per tutte le apparecchiature si è valutato il volume partendo dai dati geometrici delle stesse, successivamente si è valutata la frazione di volume utile occupata dagli idrocarburi, considerando come massimo livello di riempimento delle apparecchiature, la presa di alto livello. L'hold-up delle apparecchiature così calcolato è stato infine incrementato del 10% per tener conto del quantitativo di sostanza presente nelle tubazioni.

Sostanze presenti Parte 1 e 2 D.Lgs. 334/99						
Impianto / Unità	Gas liquefatti Estrem. infiamm.	Idrogeno	1- Molto tossiche	2 Tossiche	7a - Facil. inflamm.	8 - Estrem. Inflamm.
IMPIANTO I.G.C.C.	†	†	†	†	†	†
Unità 200						
Scambiatore E01, Accumul. V01					71	
Unità 300						
Gassificatori 301÷3 R01 e bruciatori			0,024			0,853
Scrubber 301/3 - V03			0,042			1,29
Unità 310						
Decanter 311/312 vol.; 311, 312 L01, P05, P09			0,0280			27,125
Separat. 311, 312 - V02 Refrig. EA01, Scamb. E01			0,0015			
Separat. V04 - Scambiatore E02, Pompa P06			0,0013			18,184
Separat. V08, Scambiatori E03, E07, E06						0,2670
Stripper C01, Scamb. E04, Refrig. EA03						0,7850
Separatori V05, V06			0,0065			19,2198
Serbatoio T02						26
UNITA' 400						
1° treno scambiatori			0,046	0,0010		1,49
2° treno scambiatori			0,046	0,0010		1,49
Reattori R401-R01, R02/ Scamb. 401-E05, E06			0,0610			1,3530
Reattori R402-R01, R02/ Scamb. 402-E05, E06			0,0610			1,3530
Separat. 401-V10, V02, V03/ Scamb. 401-E07			0,043	0,0310		0,42
Separatori 402, V10, V02, V03/ Scambi. 402-E07			0,043	0,0310		0,42
401 (C01, E09, EA01, V04, P01 A/B)			0,0760	0,086		
402 (C02, E09, EA02, V04, P02 A/B)			0,0760	0,086		

Sostanze presenti - Parte 1 e 2 D.Lgs. 334/99						
Impianto / Unità	Gas liquefatti Estrem. inflamm.	Idrogeno	1- Molto tossiche	2 Tossiche	7a Facilm. inflamm.	8 - Estrem. Inflamm.
UNITA' 410						
411 (C01, V01, E01, E02)						2,886
412 (C01, V01, E01, E02)						2,886

Allegato B18

UNITA' 500						
501 (E09, V02, V05, C01, V08)			0,558			9,203
502 (E09, V02, V05, C01, V08)			0,558			9,203
501 (E07, E08, V03, V04, K01-K02)			0,014			0,004
502 (E07, E08, V03, V04, K01, K02)			0,014			0,004
501 (E05, E06, V01, C02, P02 /B)			0,3010			0,0210
502 (E05, E06, V01, C02, P02 /B)			0,3010			0,0210
Serbatoi 500-V02 e V03	12.300					
Compressori	4					
UNITA' 510/520						
Accumulatori V01, V02			0,032	0,003		
511 (Bruciatore L01, R01, scambiatori E01, E02)			0,009	0,018		0,006
512 (Bruciatore L01, R01, Scambiatori E01, E02)			0,009	0,018		0,006
511 (Reattori R02, R03, Scamb. E03, E04)			0,0054	0,0051		0,01
512 (Reattori R02, R03, Scamb. E03, E04)			0,0054	0,0051		0,01
521 (Reattore R01, Scamb. E01, E02, bruc. L01)			0,001	0,0006		0,003
522 (Reattore R01, Scamb. E01, E02, Bruc. L01)			0,001	0,0006		0,003
521 (Colonna C01, Scamb. E03, S01, P01)			0,001			
522 (Colonna C01, Scamb. E03, S01, P01)			0,001			
UNITA' 600/610						
600 - L01						0,3090
600-K01, UOP Polybed, 610-K01 A/B		0,199				
610 - V02 - K02		0,012				

UNITA' 930	Sostanze presenti Parte 1 e 2 D.Lgs. 334/99
	9 - Pericolose per l'ambiente †
930 - T01/Serbatoio diesel oil	306
930 - V02/Serbatoio di slop	0,8
930 - V03/Accumulatore slop	2,2

SOSTANZA	Situazione Anno 2000 Aggiornamento RdS	Installazione 501/502-V08	Situazione Anno 2005	Soglia riferimento Art. 8
	(t)	(t)	(t)	
Gas liquefatti estremamente infiammabili (Propano)	16,3	--	--	200
Idrogeno	0,26	--	--	50
1 - Molto tossiche (H ₂ S)	2,37	--	--	20
2 - Tossiche	0,2864	--	--	200
7a - Facilmente infiammabile (I) (Olio pesante)	71	--	--	200
8 - Estremamente infiammabili (II) (Nafta(*), CO(**))	122,5	+2.350	124,85	50
9 - Sostanze pericolose per l'ambiente	309	--	--	5000

Note:

(*) Classificabili anche alla voce 9) ii) dell'All. I - Parte 2 "Sostanze pericolose per l'ambiente" (soglia art. 8: 2.000 t)

(**) Rientra anche la voce 2 - Tossiche

(I) Le sostanze ed i preparati che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 55 °C, e che sotto la pressione rimangono allo stato liquido, qualora particolari condizioni di utilizzazione come la forte pressione e l'elevata temperatura possono comportare il pericolo di incidenti rilevanti

Allegato B18

(II) Le sostanze ed i preparati liquidi che hanno un punto di infiammabilità inferiore a 0 °C ed un punto di ebollizione, a pressione normale, inferiore o uguale a 35 °C (frase che descrive il rischio R12) e le sostanze ed i preparati gassosi che sono infiammabili a contatto con l'aria a temperatura ambiente e a pressione normale (frase che descrive il rischio R12) anche se mantenuti allo stato gassoso o liquido sotto pressione, escluso i gas estremamente infiammabili liquefatti ed il gas naturale.

Comportamento chimico e/o fisico nelle condizioni normali di processo

Nell'impianto I.G.C.C., si verificano variazioni di tipo fisico sulle sostanze, in funzione dei parametri di pressione e temperatura a cui le stesse vengono portate; fa eccezione la sezione recupero zolfo – Unità 510, in cui hanno luogo reazioni di tipo chimico (Reazione Claus) per la trasformazione dell'H₂S in zolfo. Tali reazioni sono controllate a DCS mediante sistemi di regolazione; sono inoltre presenti sistemi di blocco di sicurezza in logica maggioritaria, atti ad evitare che possano essere raggiunte condizioni critiche (per esempio alta temperatura).

In caso di anomalie di processo (variazioni di temperatura, di pressione, ecc.) si possono avere variazioni di densità delle sostanze, ma nessuna di esse può trasformarsi in sostanze diverse da quelle citate al presente paragrafo.

Le unità di processo, relativamente alla scelta di materiali, sistemi di regolazione, blocchi ecc., sono state progettate in modo che, in caso di anomalie e/o emergenze, siano sempre in condizioni di sicurezza.

Più specificatamente:

- la mancanza di portata provoca il blocco automatico dei forni e/o apparecchiature;
- le temperature diminuiscono per effetto del blocco dei forni, inoltre per controllare le reazioni esotermiche esistono idonei flussi di raffreddamento (Quench);
- le pressioni diminuiscono per effetto del blocco dei forni ed inoltre su tutte le apparecchiature a pressione esistono valvole di scarico delle sovrappressioni;
- le sostanze non subiscono reazioni chimiche anomale e/o incontrollabili.

Quanto detto si evince anche dalla descrizione dei sistemi di blocco per la messa in sicurezza degli impianti (E però inevitabile che, in caso di particolari anomalie e/o emergenze quali il blocco generale degli impianti (per mancanza di energia elettrica, aria strumenti, vapore e acqua di raffreddamento), si verifichi uno scarico in massa di breve durata di prodotti di combustione dalle torce.

Non si evidenziano situazioni di contemporanea presenza di sostanze che con il loro connubio possono dare origine a violente reazioni o a prodotti di reazione pericolosi oppure influire sul rischio potenziale dell'attività, se coinvolte in una emergenza.

Emissioni

Aria

I potenziali rilasci in atmosfera tipiche dell'impianto IGCC sono le emissioni fuggitive di idrocarburi, H₂S, CO, COS e NH₃ e le emissioni da forni di processo.

In particolare le emissioni in atmosfera di tipo non convogliato relative all'impianto IGCC, come riportato nella scheda B.8.1 allegata alla presente, nell'anno di riferimento 2003 risultano essere:

Fase	Emissioni	Descrizione
920-V02		Serbatoio di inibizione Serbatoio atmosferico
930-V02		Recipiente residui gasolio Serbatoio atmosferico

Allegato B18

930-V03		Recipiente di recupero del gasolio Serbatoio atmosferico
960-L01-T01		Serbatoio di stoccaggio NaClO
960-L01-T02		Serbatoio di stoccaggio NaOH
960-L01-T03		Serbatoio di stoccaggio H ₂ SO ₄
960-L01-T04		Serbatoio di stoccaggio H ₂ O
960-L01-T05		Serbatoio di stoccaggio H ₃ PO ₄
960-L01-L01		Camino

Le emissioni in atmosfera di tipo convogliato relative all'impianto IGCC, come riportato nella scheda B.7.1 allegata alla presente, nell'anno di riferimento 2003 risultano essere:

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
IGCC	4.208.116	As	0,00427394	33,580	0,001016891	14,9
		Pb	0,00427394	33,580	0,001016891	
		Ni	0,01237367	97,427	0,003390754	
		Cr	0,00678528	53,644	0,002822638	
		Cu	0,01048842	83,002	0,005086807	
		Zn	0,00232587	18,676	0,001865729	
		Cd	0,00042081	3,306	0,0001	
		Hg	0,0025561	19,797	0,001318146	
		Co	0,00042081	3,306	0,0001	
		V	0,01353099	106,316	0,003253132	
		SO ₂	55,3	467.200	16,4	
		CO	11,5	97.100	3,5	
		Polveri	0,095	800	0,03	
		NO _x	69,3	585.600	19,5	
		CH ₄	3,887676	33.064,7	1	
		N ₂ O	0,777535	6.612,9	0,2	
		Benzene	0,003887676	33,1	0,001	
IPA	0,000233261	2,0	0,00006			

Ore di marcia gasolio + syngas: 8505 (fonte dati: SIA)

Ore di marcia syngas: 8452 (fonte dati: SIA)

Per il calcolo del flusso di massa totale, metalli, benzene, IPA, N₂O e CH₄, sono state considerate le ore di funzionamento complessive nell'anno, syngas + gasolio (fonte dati: SIA); le concentrazioni sono da campagna fumi 2003.

Per il calcolo degli inquinanti SO₂, CO, Polveri ed NO_x sono state considerate solo le ore di marcia a syngas (fonte dati sia in termini di concentrazioni che di portate: SIA).

In tutti i casi è stata rispettata la coerenza con INES 2003.

Acqua

Le acque reflue prodotte si riferiscono principalmente alle acque di drenaggio serbatoi convogliate in fognatura che possono contenere idrocarburi in emulsione e che vengono inviate alle vasche API del TAS e i composti dello zolfo dalle acque acide. Lo zolfo prodotto nell'unità di recupero zolfo rappresenta un sotto-prodotto prezioso che non è considerato un rifiuto e che può essere commercializzato per altre lavorazioni, per esempio in impianti chimici.

Allegato B18

Rifiuti

I rifiuti tipici generati nell'impianto IGCC sono i fanghi del fondo dei serbatoi (rifiuto pericoloso, codice CER 050103), rimossi durante le operazioni, i fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, contenenti sostanze pericolose (codice CER 050109), i materiali esausti quali catalizzatori, letti adsorbenti, setacci molecolari. Per i catalizzatori esausti è previsto l'invio al fabbricante per il recupero dei metalli e lo smaltimento finale dei materiali inerti in discarica controllata.

Analisi storica degli eventi incidentali

Nella seguente tabella è riportata la situazione emergenze verificatesi tra il 1999 e il 2005 nell'impianto I.G.C.C., con riferimento alle sigle utilizzate per tipologia e classificazione degli eventi incidentali di seguito riportate.

Data emergenza	Reparto	Tipo	Classificazione
10 settembre 2000	IGCC-CCU	L	B
12 dicembre 2000	IGCC	L	B
8 gennaio 2001	IGCC	L	B
13 marzo 2001	IGCC	L	B
27 marzo 2001	IGCC	L	B
27 aprile 2001	IGCC-U502	L	A
29 giugno 2001	IGCC	L	A
2 luglio 2001	IGCC	L	A
22 settembre 2001	Raffineria e IGCC	L	B
2 novembre 2001	IGCC	G	A
7 dicembre 2001	IGCC	L	A
3 aprile 2002	IGCC	L	A
7 giugno 2002	IGCC	G	A
17 giugno 2002	IGCC	L	B
19 agosto 2002	IGCC	L	A
10 ottobre 2002	IGCC	L	B
16 gennaio 2003	IGCC	L	A
12 maggio 2003	Diss. IGCC	L	A
19 aprile 2004	Targas	L	B
15 giugno 2004	Targas	L	B
19 giugno 2004	Targas	L	B
12 aprile 2005	Targas	L	B

Tipologia degli eventi incidentali:

M Mancato incidente

L Emergenza limitata

G Emergenza generale

La sigla M mancato incidente viene utilizzata anche nel caso in cui non sia stato possibile rilevare l'incidente e non solo nel caso in cui esso non si sia verificato.

Classificazione degli eventi incidentali:

A Procedurali (Approccio operativo / esecuzione lavori)

B Strutturali (Perdite da pompe, flange e scambiatori, eventi naturali)

C Controllo (Ispezioni, controlli visivi, controlli periodici).

Aspetti gestionali

Esperienza storica e fonti di informazione relative alla sicurezza di impianti simili

Nel seguito sono trattati i punti relativi alla sicurezza degli impianti ed all'esperienza storica relativa agli eventi pericolosi che hanno coinvolto impianti simili.

Allegato B18

Con riferimento all'esperienza storica, nel seguito si riporta una disamina critica sugli eventi incidentali più significativi in cui sono state coinvolte le sostanze pericolose presenti nell'impianto I.G.C.C.

La disamina critica è desunta dai seguenti documenti di riferimento:

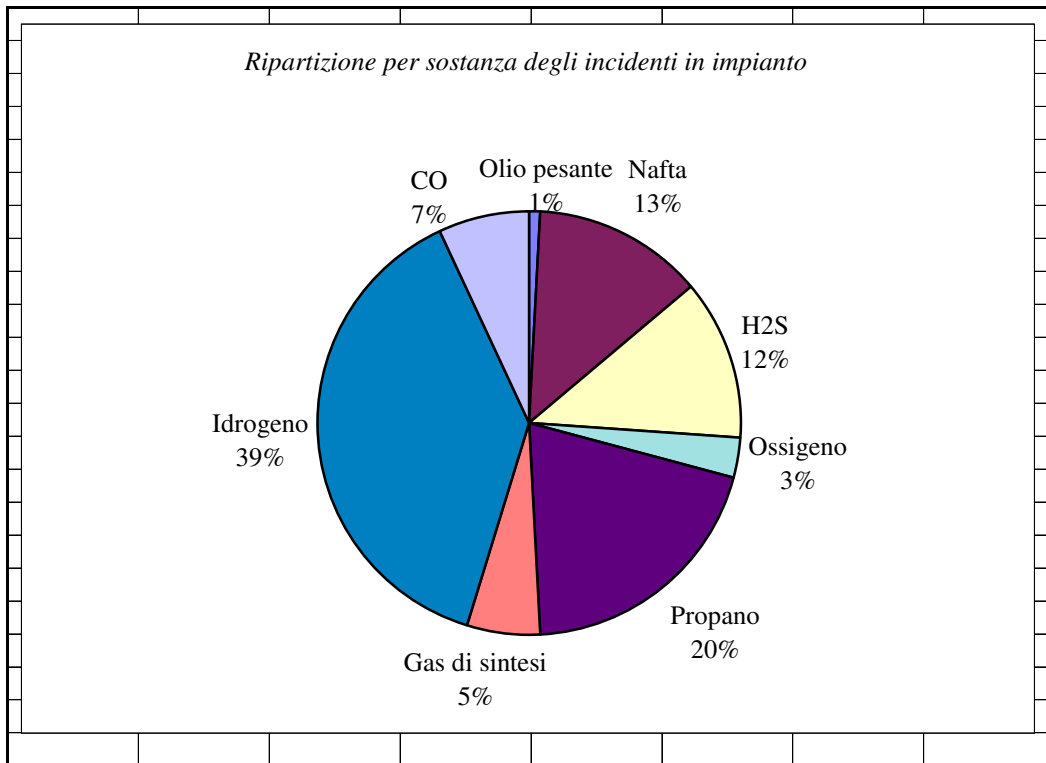
- 1 - Analisi storica "Circolare 16 MI.SA. 20 Giugno 1986"
- 2 - Banca Dati MHIDAS UKAEA (U.K.) - "Major Hazard Incident Data Service"
- 3 - Esperienza storica della Raffineria SARAS-SARROCH (CA), relativa al periodo 1965-2005.

Si riporta di seguito l'analisi storica relativa ad incidenti avvenuti in Italia e nel mondo tra il 1960 ed il 2004; tale ricerca è stata effettuata consultando la banca dati MHIDAS© (Health and Safety Executive (HSE) Croner, "Major Hazard Incident Data Service", developed by AEA Technology on behalf of the Major Hazards Assessment Unit of the United Kingdom Health and Safety Executive. British Crown Copyright 1985 to present.), aggiornata al mese di luglio del 2000. La banca dati contiene gli incidenti occorsi in 95 Paesi, in particolare Stati Uniti, Gran Bretagna, Canada, Germania, Francia, India,

Gli incidenti riguardano principalmente impianti petrolchimici di processo e sono stati selezionati secondo i criteri di similitudine di seguito descritti:

- per similitudini di sostanze pericolose processate:
 - * Gas di sintesi
 - * Olio pesante
 - * Nafta
 - * Propano
 - * Idrogeno solforato
 - * Monossido di carbonio
 - * Ossigeno
 - * Idrogeno
 - per similitudine di processo: * impianti con processi coinvolgenti le sostanze pericolose sopra elencate (impianti gassificazione, Unità di desolforazione, ecc.)
 - per similitudine di condizioni operative: * processi ad alta temperatura e alta pressione
 - per similitudine di apparecchiature coinvolte: * vessel di processo
 - * pompe/compressori
 - * scambiatori calore
 - * reattori
- *tubazioni collegamento apparecchiature

Di seguito vengono riportati il grafico rappresentativo della sintesi dell'analisi storica effettuata e una descrizione sintetica di alcuni incidenti tipo selezionati..



I. EVENTUALI BONIFICHE SU PARTI DI IMPIANTO (REALIZZATE O IN FASE DI REALIZZAZIONE)

L'impianto IGCC è stato realizzato in un'area della Raffineria della Saras SpA nella quale sono stati smantellati i serbatoi ST 4-5-6-7.

Le attività di smantellamento dei serbatoi sono iniziate nel mese di gennaio del 1996 e sono terminate nel mese di luglio del 1996.

E' stata quindi effettuata una caratterizzazione dei terreni e delle acque di falda. In considerazione del tipo di attività esercitata sull'area in oggetto, si è supposto che i probabili inquinanti che si sarebbero potuti incontrare nel terreno e nelle acque fossero di origine petrolifera (oli minerali ed idrocarburi) legati a sversamenti accidentali. Sono state, quindi, ricercate anche le presenze di alcuni metalli e di solventi organici.

La ricognizione della superficie ha evidenziato l'esistenza di limitate aree dove erano presenti residui oleosi.

Tali aree sono state localizzate in prossimità delle tubazioni di convogliamento dei fluidi nei serbatoi e/o dei pozzetti di scarico dei serbatoi stessi in fognatura oleosa.

I residui erano anche presenti lungo le canalette di raccolta delle acque di corrivazione superficiale, collegate alla rete fognaria dello Stabilimento e ubicate perimetralmente a ciascuna isola.

Tali residui interessavano superficialmente il terreno per una profondità non superiore a 10 cm circa.

In corrispondenza dei collegamenti fognari e/o di pozzetti di derivazione oppure nei pozzetti di raccolta vicino alle tubazioni di immissione nei serbatoi, erano presenti contaminazioni localmente più profonde legate alla movimentazione di terreno e/o al riempimento dopo la posa e/o alla manutenzione di detti manufatti.

L'area dei serbatoi è stata invece oggetto di verifica dopo il loro smantellamento.

Le attività di bonifica sono iniziate nel mese di maggio del 1996 e sono terminate nel mese di agosto 1996. La metodologia di bonifica adottata in base agli esiti della caratterizzazione è consistita nell'asportazione del terreno contaminato e trattamento di inertizzazione in apposito impianto.

E' stato quindi effettuato un controllo della qualità del terreno dopo la avvenuta bonifica, che ha dato esiti positivi, non essendo stati rilevati contaminanti in concentrazioni superiori ai limiti ammissibili.

L. GESTIONE DELLO STABILIMENTO

Descrizione delle modalità complessive di gestione dello stabilimento, includendo l'analisi delle problematiche ambientali correlate all'avvio ed all'arresto

Nel sito Saras è implementato un Sistema di Gestione della qualità, conformemente allo standard ISO 9001:2000. Attualmente risultano certificati i processi aziendali relativi alle seguenti attività:

- Laboratorio Chimico della raffineria, cui è assegnata la verifica e il controllo analitico degli idrocarburi presenti;
- Spedizioni, che cura la distribuzione, via terra e via mare, dei prodotti richiesti dai clienti;
- Movimento Prodotti, che si occupa della preparazione dei prodotti secondo le specifiche contrattuali dei clienti;
- Pontile, il quale sovrintende alle operazioni di carico e scarico, via mare, dei prodotti e delle materie prime (grezzi);
- Programmazione Operativa e a Medio Termine, che supervisiona gli arrivi delle materie prime (grezzi), le lavorazioni degli stessi, le preparazioni e le uscite dei prodotti finiti richiesti dai clienti;
- Ingegneria, che si occupa della progettazione di impianti nuovi, nonché delle modifiche di miglioria degli impianti esistenti;
- Manutenzione e Costruzioni, che si occupa della realizzazione di impianti nuovi, nonché delle modifiche costruttive agli impianti esistenti.

Inoltre, nel maggio 2004, la raffineria ha ottenuto la certificazione ambientale del sistema di gestione ambientale che ha adottato ai sensi allo standard ISO 14001:2004.

In accordo alla politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, l'azienda ha predisposto un sistema di gestione della sicurezza.

In conformità ai sistemi di gestione suddetti, si descrivono di seguito gli aspetti gestionali riguardanti le attività di manutenzione, i malfunzionamenti e gli eventi incidentali.

Gestione delle attività di manutenzione

Nell'ambito del sistema di gestione ambientale e del sistema di gestione della sicurezza, la procedura **SPP 015** descrive le modalità di gestione delle attività di ispezione e manutenzione di apparecchiature e impianti.

Il Sito è dotato, inoltre, di un Programma di manutenzione preventiva e programmata allo scopo di garantire nel tempo l'integrità, la funzionalità e l'affidabilità di impianti, macchine ed apparecchiature, tra cui quelle dedicate al controllo degli aspetti ambientali.

Di seguito si riporta una sintesi della procedura SPP 015.

Manutenzione programmata

In relazione alla tipologia delle apparecchiature ed impianti presenti in raffineria le attività periodiche di controllo, verifica e manutenzione sono riconducibili a:

- manutenzione ispettiva e predittiva;
- manutenzione preventiva;

Allegato B18

- manutenzione correttiva (a rottura).

La maggior parte delle attività di manutenzione preventiva sulle singole apparecchiature/impianti viene eseguita durante i periodi di **FERMATA PROGRAMMATA** delle apparecchiature degli impianti e dei servizi, opportunamente fissati sulla base dei risultati dei controlli ispettivi, delle periodicità di legge (per le attrezzature sottoposte a controllo periodico di legge), delle evidenze di interventi manutentivi correttivi nonché delle esigenze di produzione.

Le attività di manutenzione preventiva e predittiva che vengono effettuati periodicamente sono:

- controlli spessimetrici su recipienti e tubazioni;
- controlli sulla rete e sulle apparecchiature elettriche;
- controlli sulla strumentazione;
- controllo periodico dei blocchi, definito in uno specifico programma;
- controlli, verifiche e tarature su PSV;
- verifiche periodiche delle apparecchiature di rilevamento (ad esempio rilevatori H₂S)
- controlli sulle apparecchiature dinamiche;
- controlli, verifiche e manutenzione delle dotazioni ed attrezzature antincendio, gestito attraverso un programma di manutenzione preventiva, da parte del Reparto Antincendio del Servizio Prevenzione e Protezione.

I restanti interventi di manutenzione vengono eseguiti a seguito di guasti o malfunzionamento delle apparecchiature di impianti o servizi.

Manutenzione preventiva e predittiva

Il Servizio Ingegneria di Manutenzione Ispezioni e Collaudi, provvede a redigere un elenco, diviso per tipologie, delle apparecchiature/impianti che necessitano di manutenzione preventiva al fine di garantirne la sicurezza e la piena efficienza e di tarare con più precisione il sistema di manutenzione preventiva.

L'elenco delle apparecchiature critiche, viene compilato e/o revisionato a seguito di:

- revisione generale della valutazione dei rischi di incidente rilevante,
- analisi periodica dei risultati delle verifiche predittive,
- analisi periodica dei risultati delle manutenzioni preventive e correttive,
- analisi e valutazione dei rischi connessi ad attività di modifiche impiantistiche e di processi.

La manutenzione preventiva sulle apparecchiature statiche e sulle linee è effettuata dal Servizio Manutenzione. Per queste apparecchiature è prevista inoltre una manutenzione predittiva articolata in:

- *Controlli ispettivi*

I controlli ispettivi alla base della manutenzione predittiva si applicano alle seguenti apparecchiature di raffineria:

- apparecchiature statiche (colonne, scambiatori di calore, accumulatori, forni, caldaie, serbatoi, ecc.),
- tutte le linee (piping) degli impianti e di interconnessione ai serbatoi di stoccaggio e al terminale marino
- rivestimenti interni ed esterni di linee ed apparecchiature
- valvole di sicurezza.

Ad ogni apparecchiatura, a seconda della criticità viene attribuita una frequenza di

ispezione sulla base delle seguenti considerazioni:

- classe di criticità dell'impianto/apparecchiatura;
- indicazioni del costruttore;
- risultati di precedenti monitoraggi;
- report delle attività di manutenzione preventiva e correttiva
- risultati del processo RBI (Risk Based Inspection).

Ogni apparecchiatura d'impianto ha una **Scheda d'Ispezione**, in cui viene riportato lo stato dell'apparecchiatura, gli interventi eseguiti e quelli previsti nella fermata successiva nonché indicata la stima di vita residua.

Per ogni apparecchiatura d'impianto viene emessa inoltre una **Scheda Previsione Interventi**, strutturata in due parti principali, una base comune a tutte le tipologie di apparecchiature, in cui vengono indicati i dati identificativi dell'apparecchiatura e la data del previsto intervento, e l'altra (variabile per tipologia di apparecchiatura) in cui sono descritti per ogni sua parte gli interventi da eseguire.

Metodi ispettivi

a) PIPING

Tutte le linee, ad eccezione di quelle in servizio per acqua potabile - aria strumenti - azoto - vapore b.p. , sono soggette a controllo spessimetrico periodico.

La periodicità del controllo è in generale di carattere triennale per quanto riguarda le linee fredde (temperatura di esercizio $<80^{\circ}\text{C}$), e a carattere massimo quinquennale per quanto riguarda le linee calde ($T \geq 80^{\circ}\text{C}$); quest'ultimo controllo può essere eseguito (con le normali procedure / strumenti) esclusivamente con la linea fredda, ciò che normalmente corrisponde alla fermata dell'impianto. Le linee del GPL refrigerato, fuori limite batteria impianti, vengono controllate ogni 3 anni mediante scoibentazione a tratti e spessimetria ultrasonora.

b) Apparecchiature

Tutte le apparecchiature, indipendentemente dal processo, sono oggetto d'ispezione.

L'ispezione viene svolta sia con apparecchiatura fuori servizio (bonificata ed in condizioni di massima pulizia), sia con apparecchiatura in esercizio. Il periodo fra due ispezioni successive varia mediamente da 2 a 5 anni a seconda della tipologia di apparecchiatura e del tipo di servizio.

c) Valvole di sicurezza

Tutte le valvole di sicurezza devono essere ispezionate periodicamente (1 o 3 anni a seconda del tipo di esenzione data dalla ASL); l'ispezione, di fatto coincidente con la verifica di legge, consiste oltre che in un controllo visivo dei componenti in una prova di collaudo eseguita al banco.

d) Movimento prodotti

Per i serbatoi atmosferici ed in pressione si effettua un'ispezione visiva generale esterna con serbatoio in esercizio, a cadenza annuale. Ogni 3-5 anni si rilevano, dall'esterno, gli spessori dei mantelli e le difettosità delle saldature con ultrasuoni, liquidi penetranti e/o liquidi magnetici. In occasione delle manutenzioni programmate si effettuano i controlli interni delle lamiere e dei fondi.

Le sfere hanno scadenza di legge decennale e comunque vengono ispezionate seguendo un programma basato sullo stato delle saldature rilevato dalle precedenti ispezioni.

- Programmazione della manutenzione predittiva (Programma di Fermata)

Il Servizio Ingegneria di Manutenzione Ispezioni e Collaudi redige annualmente, in base alle esigenze ispettive, il Piano di manutenzione predittiva; tale piano costituisce la base per formulare il programma di fermate impianti, in cui si integrano esigenze ispettive e di legge con esigenze di manutenzione.

Annualmente, in base ai risultati dei controlli ispettivi (riportati nelle "Schede d'ispezione" definiti per le singole apparecchiature) ed a evidenze/considerazioni emerse dalle altre attività di manutenzione, viene definito un programma di fermata.

Nel programma vengono prese in considerazione tutte le fermate programmate, siano esse Turn-Around o fermate di esercizio. Tale programma non include invece le fermate per investimento.

Le fermate denominate Turn-Around (TA) sono di entità significativa, in termini di durata e costo e, per ciascun impianto, vengono generalmente effettuate ogni tre – sei anni.

Le fermate di esercizio sono fermate programmate di minore entità, che si svolgono nell'intervallo di tempo che intercorre fra un Turn-Around e il successivo. Sono determinate ad esempio dalla necessità di effettuare interventi di pulizia sugli scambiatori o di procedere alla sostituzione di un catalizzatore.

Durante le fermate programmate o accidentali a valle di qualunque lavoro vanno specificati su appositi rapporti gli interventi da eseguire sulle singole apparecchiature.

Nel caso di fermate generali, a fine fermata va compilato un rapporto generale in cui viene illustrata la situazione in cui è stato trovato l'impianto, i lavori eseguiti e gli interventi significativi di maggior spessore che si prevede verranno eseguiti nella fermata generale successiva.

Manutenzione correttiva

Quando un operatore di reparto si accorge del cattivo funzionamento o della rottura di un apparecchio o strumento, o in generale di una avaria, deve avvertire il Capo Turno che emette l'avviso di manutenzione.

La riparazione dell'apparecchiatura avviene sulla base dell'avviso di manutenzione indirizzato alla specifica officina di competenza (meccanica, elettrica, strumentale).

Al termine della riparazione, la chiusura del lavoro viene effettuata mediante consegna dell'apparecchiatura dal Servizio Manutenzione all'Area Produttiva.

Allegato B18

Le seguenti tabelle riassumono le strategie di controllo e manutenzione adottate in raffineria in relazione alle differenti tipologie di apparecchiature presenti.

Elementi soggetti a controllo	Tipo di controllo/manutenzione
<p>Apparecchiature statiche e linee:</p> <ul style="list-style-type: none">◆ apparecchiature statiche (colonne, scambiatori di calore, accumulatori, forni, caldaie, serbatoi, ecc.),◆ tutte le linee (piping) degli impianti e di interconnessione ai serbatoi di stoccaggio e al terminale marino◆ rivestimenti interni ed esterni di linee ed apparecchiature◆ valvole di sicurezza	<p>Apparecchiature statiche, linee e valvole di sicurezza sono sottoposte a controllo ispettivo; le strategie ispettive sono basate sulla metodologia SHELL-RBI (Risk Based Inspection) in corso di implementazione sui vari impianti. I metodi adottati sono:</p> <ul style="list-style-type: none">- controllo spessimetrico periodico con ultrasuoni sulle linee;- esame visivo, liquidi penetranti, magnetoscopia, spessimetria con ultrasuoni, difettoscopia con ultrasuoni, difettoscopia con metodi elettromagnetici/elettrici, radiografie, repliche metallografiche, termografie sulle apparecchiature statiche;- ispezione periodica (che coincide con la verifica di legge) che consiste nell'esame visivo dei componenti e prova di collaudo valvole di sicurezza.
<p>Rete e apparecchiature elettriche:</p> <ul style="list-style-type: none">◆ motori elettrici◆ trasformatori◆ generatori◆ protezioni elettriche◆ interruttori◆ inverter◆ accumulatori di distribuzione cc◆ blindato 150 kv	<p>La strategia manutentiva è basata sulle esperienze pregresse e su una analisi multidisciplinare secondo la metodologia Shell-RCM (Reliability Centred Maintenance), in fase di implementazione sui vari impianti della Raffineria, che permette di individuare tutte le principali cause di guasto e le conseguenze relative in termini di costi, possibili incidenti e perdite di produzione.</p>

Elementi soggetti a controllo	Tipo di controllo/manutenzione
<p>Apparecchiature strumentali:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ valvole di sicurezza ◆ sistemi di blocco grandi macchine (turbine e compressori) ◆ sistemi di blocco degli impianti di produzione, trasferimento e stoccaggio ◆ strumentazione di campo ◆ analizzatori di processo e ambientali ◆ contatori ed apparecchiature fiscali ◆ strumenti di livello parco serbatoi. 	<p>La strategia manutentiva è basata sulle esperienze pregresse e su una analisi multidisciplinare secondo la metodologia Shell-RCM (Reliability Centred Maintenance), in fase di implementazione sui vari impianti della Raffineria, che permette di individuare tutte le principali cause di guasto e le conseguenze relative in termini di costi, possibili incidenti e perdite di produzione.</p>
<p>Apparecchiature dinamiche:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ pompe centrifughe ◆ turbine a gas/turbine a vapore/compressori centrifughi/compressori alternativi ◆ apparecchi di sollevamento ◆ attacchi rapidi bracci di carico pontile. 	<p>La strategia manutentiva è basata, analogamente alle apparecchiature strumentali, sulle esperienze pregresse e su una analisi multidisciplinare secondo la metodologia Shell-RCM (Reliability Centred Maintenance), in fase di implementazione sui vari impianti della Raffineria.</p>
<p>Attrezzature e dotazioni antincendio:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ estintori (portatili e carrellati) ◆ impianti fissi (a polvere, a spostamento liquido, di erogazione schiuma) ◆ idranti ◆ monitori ◆ naspi ◆ docce lavaocchi ◆ coperte antifiamma ◆ cassette porta maschere ◆ cassette con tuta e autoprotettori ◆ maschere e filtri antigas. 	<p>Controlli, verifiche e manutenzioni periodiche delle attrezzature antincendio vengono eseguite in conformità con quanto richiesto dalla normativa e dagli standard di buona tecnica.</p> <p>Per ciascun tipo di dotazione esiste una anagrafica che ne identifica le caratteristiche, l'ubicazione all'interno della raffineria, il tipo di controlli a cui è soggetta.</p>

M. ANALISI DELLA GESTIONE DEI MALFUNZIONAMENTI E INCIDENTI AMBIENTALI ACCADUTI

Al fine di prevenire l'accadimento di emergenze, eventi incidentali e infortuni e adempiere alle norme di sicurezza e salute cogenti alle attività aziendali, la società ha implementato un Sistema di Gestione della Sicurezza e ha definito i seguenti documenti e strumenti:

- ◆ Politica di Prevenzione degli incidenti rilevanti;
- ◆ Procedure del Sistema di Gestione della Sicurezza;
- ◆ Manuale del Sistema di Gestione della Sicurezza;
- ◆ il Rapporto di Sicurezza;
- ◆ il Piano di Emergenza Interno;
- ◆ il Piano di Emergenza Esterno.

In particolare nell'ambito del sistema di gestione della sicurezza, le procedure **SPP 006**, **SPP 011** e **SPP 019**, descrivono rispettivamente le analisi dei pericoli e valutazione dei rischi di incidente rilevante, la gestione degli interventi di modifica agli impianti e ai processi, e la gestione delle attività di controllo periodico blocchi strumenti critici.

L'analisi e valutazione dei rischi di incidente rilevante viene condotta in base a quanto definito dalla specifica normativa di riferimento e viene applicata:

- nelle condizioni operative ordinarie, con periodicità previsti dalla normativa vigente;
- ai progetti di nuovi impianti;
- in caso di modifiche e migliorie agli impianti.

Ogni impianto, nuovo o modificato, viene sottoposto ad analisi HAZOP (Hazard and Operability Study), metodologia operativa di verifica applicata allo studio di processo con lo scopo di evidenziare e rimuovere le cause di possibili problematiche operative e di sicurezza.

In funzione dei risultati dell'analisi Hazop e dell'entità della modifica si procede eventualmente ad una nuova valutazione dei rischi secondo quanto previsto nella procedura "Analisi dei pericoli e valutazione dei rischi di incidente rilevante" (SPP006).

In relazione alla tipologia delle apparecchiature presenti negli impianti e dei blocchi ad esse connesse, e degli strumenti vengono definiti gli elenchi dei blocchi e degli strumenti critici per l'ambiente e per la prevenzione degli incidenti rilevanti.

Per ogni blocco e strumento critico viene analizzata tutta la catena interessata al rilievo ed alla effettuazione del blocco o della segnalazione per poter stabilire la tipologia degli interventi di controllo al fine di mettere in atto, durante il controllo stesso, tutti gli accorgimenti necessari per non causare anomalie o danni alla marcia degli impianti e di conseguenza alle persone e all'ambiente.

Con cadenza biennale, o in occasione di modifiche agli impianti o in seguito ad aggiornamenti tecnologici, viene verificata l'adeguatezza della tipologia e la periodicità del controllo dei blocchi e degli strumenti critici per l'ambiente e per la prevenzione degli incidenti rilevanti.

Per questa attività vengono presi in considerazione i dati derivanti dall'analisi delle anomalie e dei guasti di tutta la catena interessata al rilievo e al blocco o segnalazione degli strumenti critici nel biennio precedente.

Per quanto riguarda la politica di prevenzione degli incidenti rilevanti la raffineria redige, a partire dal 1989, un *Rapporto di Sicurezza* (RDS), in cui effettua un'analisi dettagliata della situazione impiantistica e gestionale esistente, ipotizza gli scenari di rischio e gli eventi incidentali possibili, quindi le conseguenze che questi possono portare, relativamente ai lavoratori, l'area interna dello stabilimento e l'area del territorio esterno.

Allegato B18

A partire dagli scenari di rischio interni allo stabilimento, la Saras ha definito il *Piano di Emergenza Interno* (PEI), finalizzato a:

- prevenire e limitare i danni alle persone e soccorrere gli eventuali infortunati;
- controllare gli eventi incidentali, limitando le dimensioni degli effetti;
- prevenire e limitare i danni all'ambiente;
- prevenire e limitare i danni al patrimonio aziendale.

Il piano di emergenza, così come è stato definito dalla raffineria, prevede diversi tipi di emergenza e li classifica in tre categorie:

- emergenza limitata, quando l'evento incidentale è circoscritto ad una zona ben delimitata dell'impianto, normalmente senza incendio, e può essere rapidamente eliminata con le sole risorse disponibili localmente;
- emergenza generale, quando un evento incidentale, per sua natura o per particolari condizioni ambientali, presenta il pericolo di propagarsi ad altri punti dell'impianto o interessare le aree esterne alla raffineria;
- mancati incidenti, quelle situazioni che potenzialmente avrebbero potuto portare ad incidenti.