

ALLEGATO B.18
RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

INDICE

1.	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	3
2	DESCRIZIONE DI PROCESSO	4
2.1	GENERALITA'	4
2.2	SEZIONE GASSIFICAZIONE (SMPP)	5
2.3	SEZIONE COGENERAZIONE (CCPP)	24
2.4	SERVIZI AUSILIARI	31
2.5	CAPACITA' DI PRODUZIONE O TRATTAMENTO	37
2.6	ORGANIZZAZIONE	37
3.	INCONVENIENTI AMBIENTALI	38

1. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto IGCC è ubicato all'interno del sito della raffineria api di Falconara M.ma.

Come visibile dalla planimetria del sito riportata in Allegato B.22, l'IGCC occupa una posizione centrale nell'area degli impianti di processo, lato mare.

Le unità di produzione energia (fase rilevante CAPP) sono ubicate lungo il mare; nella stessa area sono ubicate le apparecchiature a terra del sistema di raffreddamento ad acqua di mare, in prossimità della radice delle condotte di adduzione alle opere di presa e di scarico dell'acqua mare.

Le unità che compongono la fase di gassificazione degli idrocarburi pesanti (fase rilevante SMPP) sono, in parte, ubicate a monte delle unità di produzione energia e in parte a sud-ovest (ossia in direzione di Falconara).

Altre informazioni di carattere generale sul sito sono rintracciabili nel Rapporto Ambientale 2004, riportato in Allegato A.26.

2 DESCRIZIONE DI PROCESSO

2.1 GENERALITA'

L'IGCC ha il compito di utilizzare il residuo dell'unità Visbreaker proveniente dalla sezione di flash sotto vuoto e/o il residuo dall'unità Vacuum 1 della Raffineria, per produrre energia elettrica e vapore d'acqua ai livelli di pressione richiesti dalle unità di processo della Raffineria.

L'impianto si basa sul processo di gassificazione del residuo mediante reazione sub stechiometrica con ossigeno per formare un gas di sintesi ricco di idrogeno e di ossido di carbonio. Tale gas dopo essere stato completamente desolfurato in una unità di lavaggio viene bruciato in una turbina a gas per produrre energia elettrica. I fumi di scarico della turbina vengono utilizzati in una caldaia a recupero di calore per produrre vapore.

L'ossigeno necessario per la gassificazione viene prodotto in una unità di frazionamento aria.

L'impianto IGCC è suddiviso nelle seguenti principali sezioni:

NUMERO	DESCRIZIONE
SEZIONE GASSIFICAZIONE (fase rilevante SMPP)	
7450	Storage (Serbatoi stoccaggio carica IGCC)
8000	Gasification quench/scrubbing (Gassificazione carica e lavaggio gas)
8100	Carbon extraction/soot water (Recupero residui carboniosi e strippaggio naphtha)
8200	Gas cooling/COS hydrolysis/syngas expander (Raffreddamento syngas ed idrolisi COS)
8300	H ₂ S absorption/solvent regeneration (Assorbimento Idrogeno Solforato)
8400	Sulphur Recovery/Claus plant (Recupero zolfo)
8500	Tail gas treatment /Thermal Oxidiser (Trattamento gas di coda, Ossidatore termico)
8600	Grey water treatment/Ammonia stripper (Depurazione acqua grigia)
8900	Air Separation Unit (Frazionamento aria)
7800	SMPP Steam and Condensate (Rete vapore, Recupero condense, Blow down SMPP)
SEZIONE COGENERAZIONE (fase rilevante CCP)	
9000	Gas Turbine (Turbina a Gas)
9100	Feedwater Tank-Deaerator (Degasatore), Heat Recovery Steam Generator (Caldaia a Recupero), DENOX system (Sistema catalitico di abbattimento NOx), Auxiliary Boiler (Caldaia Ausiliaria)
9200	Steam Turbine (Turbina a Vapore), Water & Steam Cycle (Circuiti acqua e vapore)
8700	Condensate Treatment (Trattamento condense di recupero, Additivazione acqua di alimento caldaie), Electrochlorination (Sistema di clorazione acqua mare)
8800	Demi water (Produzione acqua demineralizzata e stoccaggio)
9300	Sea Water Intake and Cooling System (Sistema acqua mare e raffreddamento)

NUMERO	DESCRIZIONE
	UNITÀ AUSILIARIE COMUNI (fase rilevante SERVIZI AUSILIARI)
7400	Fuel oil distribution (Sistema di distribuzione olio combustibile)
7500	Fuel gas distribution (Sistema di distribuzione gas di raffineria)
7600	Instrument and Plant air distribution (Sistema di distribuzione aria strumenti e servizi)
7700	Oxygen, Nitrogen, and Refrigerant distribution (Sistema di distribuzione ossigeno, azoto e acqua refrigerante)
7900	Electrical systems (Rete distribuzione elettrica)
9400	Fire fighting system and potable water (Rete antincendio e acqua potabile)
9500	Oily/Clean drains system (Sistema drenaggi)
9600	Sewer system (Rete di fogna)
9700	Slop system (Rete raccolta slop)
9800	Flare system header (Collettori di raccolta scarichi in torcia)

I tre camini dell'impianto IGCC (Caldaia a Recupero, Caldaia Ausiliaria, Ossidatore Termico) sono tutti dotati di sistemi di analisi e monitoraggio in continuo della composizione dei fumi e dei flussi massici delle emissioni. Sono misurati i seguenti componenti: NO_x (NO e NO₂), SO₂, CO, CO₂, H₂O, O₂ e particolato (oltre all'NH₃ nel caso della Caldaia a Recupero e all'H₂S per l'Ossidatore Termico). Viene anche calcolata la portata in peso dei fumi uscenti da ciascun camino (la portata è misurata nel caso dell'Ossidatore Termico).

2.2 SEZIONE GASSIFICAZIONE (SMPP)

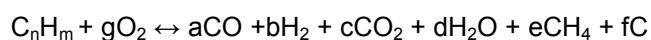
UNITÀ 7450 – STOCCAGGIO CARICA

La carica all'unità IGCC proveniente dalla Raffineria viene stoccata in due serbatoi dedicati (TK-38 e TK-39) per essere poi inviata all'unità di gassificazione (8000). La carica (Fresh Oil) è costituita da residuo Visbreaking (Unità 1800) e/o residuo Vacuum 1 (Unità 1900).

UNITÀ 8000 – GASSIFICAZIONE CARICA E LAVAGGIO GAS

La gassificazione è basata sul processo di ossidazione parziale di idrocarburi con ossigeno.

Il processo prevede la combustione parziale degli idrocarburi secondo la reazione tipo:



Operando in difetto di ossigeno, a fine reazione questo è praticamente assente dalla miscela di reazione.

La presenza di carboncino (C) è direttamente legata alla velocità di cracking degli idrocarburi (più pesanti sono gli idrocarburi, più elevata è la velocità di cracking, maggiore è il carboncino nei prodotti finali) e alla miscelazione idrocarburo/ossigeno (migliore miscelazione, minore presenza di carboncino). Il vapore d'acqua è aggiunto alla miscela al doppio scopo sia di atomizzare la carica di idrocarburi (e quindi migliorare la miscelazione con l'ossigeno) sia per contenere la temperatura (volano termico).

L'utilizzo di ossigeno invece di aria è giustificato dal fatto che utilizzando aria si dovrebbe fornire il calore necessario per portare anche l'azoto alla temperatura richiesta. Ciò darebbe luogo a maggiori consumi di idrocarburi e minori rese in CO e H₂.

Il processo di gassificazione è suddivisibile in:

- sistema di carica;
- gassificazione della carica e quench del syngas (2 unità);
- lavaggio (scrubbing) del syngas (2 unità).

Poiché sono presenti due gassificatori identici operanti in parallelo e di un sistema di lavaggio del syngas per ogni gassificatore, si descrive uno solo dei due.

Sistema di carica

La carica viene inviata in parte verso gli scambiatori E-8001A/B ed in parte agli scambiatori E-8002A/C.

Dagli scambiatori E-8001A/B la carica è inviata al drum di carica D-8001 e da qui in aspirazione alle pompe di carica P-8004A/C. Le pompe P-8004A/C, elettriche alternative, inviano la carica ai gassificatori alla pressione di 82 bar(a). Due pompe sono in marcia, una per ciascun gassificatore, una è di riserva comune. La carica a ciascun gassificatore è regolata tramite variatori di velocità dei motori delle pompe. Un opportuno sistema di olio di tenuta pompe (drum D-8003), alimentato con HVGO, garantisce la circolazione di olio necessaria ad evitare che la cenere contenuta nella carica danneggi le pompe.

Dagli scambiatori E-8002 la carica è inviata al D-8002 e di qui all'unità 8100 Carbon Extraction, dove è utilizzata per recuperare il carboncino dalla naphtha, che a sua volta lo recupera dall'acqua utilizzata per il quench nei gassificatori. La carica contenente carboncino e ceneri (Soot Oil) ritorna dall'unità 8100 e si miscela con il fresh oil, a monte degli E-8001A/B.

Per le sole fasi di avviamento impianto, la carica è costituita da olio combustibile BTZ; allo scopo è installato un circuito dedicato (drum D-8004) che alimenta direttamente le pompe P-8400A/C. Il passaggio da BTZ a fresh oil avviene quando tutte le unità a valle della 8000 sono allineate.

Gassificazione della carica e quench del syngas

Il gassificatore R-8001/1-2 è un recipiente cilindrico verticale suddiviso in due zone: quella di reazione (la superiore), rivestita internamente con refrattario date le elevate temperature in gioco, e quella di raffreddamento (l'inferiore).

La carica, premiscelata con vapore proveniente dalla Sezione di Cogenerazione, e l'ossigeno, proveniente dall'unità di frazionamento aria (8900), sono inviati ad un bruciatore installato in testa al gassificatore. Il bruciatore è protetto dalle alte temperature della zona di reazione tramite un circuito chiuso di acqua di raffreddamento (serbatoio TK-8001), comune per entrambi i gassificatori.

Le reazioni che avvengono nel gassificatore sono esotermiche per cui le temperature all'uscita della sezione di reazione sono dell'ordine di 1200-1450°C.

I gas uscenti dalla zona di reazione, composti principalmente da CO, H₂, CO₂, H₂O, H₂S e minime quantità di COS e CH₄, sono convogliati nella zona di quench dove si raffreddano a contatto con acqua. Ne deriva che il gas uscente dal gassificatore è saturo d'acqua

L'acqua è alimentata in continuo al gassificatore tramite un anello di raffreddamento. L'acqua uscente dal gassificatore è inviata all'Unità 8100 per la rimozione del coke non reagito e ceneri (soot), previo raffreddamento negli scambiatori E-8005/1-2 dove riscalda l'acqua (grey water) di ritorno dall'unità 8100.

Lavaggio syngas

Il sistema di Scrubbing ha lo scopo di completare la rimozione dei residui carboniosi (soot) dal syngas. Il gas in uscita dal gassificatore è mescolato con acqua in un mixer allo scopo di bagnare le particelle presenti nel gas in modo da favorirne la separazione nella fase successiva nella colonna di scrubber T 8001/1-2.

Il gas e l'acqua sono alimentati sul fondo dello scrubber dove avviene la separazione tra acqua e gas. Il gas, che risale lungo la colonna, è lavato in controcorrente con il condensato in modo da eliminare ogni trascinarsi di soot. Un demister installato sulla testa della colonna elimina le gocce di acqua. Il gas, privo di particolato, è poi inviato all'unità 8200 al fine di raffreddarlo e condensare l'acqua presente nella corrente gassosa.

UNITÀ 8100 – RECUPERO RESIDUI CARBONIOSI E STRIPPAGGIO NAPHTHA

Il processo di recupero dei residui carboniosi e di stripping della naphtha è suddivisibile in tre distinti sistemi:

- decanter e separatore acqua;
- riscaldamento della naphtha e della carica;
- stripping della naphtha.

Decanter e separatore acqua

Il sistema ha lo scopo di trasferire ad una corrente di naphtha la soot (cenere e coke non reagito) presenti nell'acqua di raffreddamento uscente dai gassificatori.

Tale acqua (soot water) è miscelata con una piccola corrente di naphtha nel miscelatore MA-8101 dove la soot è trasferita alla naphtha mentre le ceneri rimangono nell'acqua. La separazione tra fase idrocarburica e fase acquosa è poi condotta per gravità nel Decanter D-8101.

Il livello di interfaccia della miscela acqua/naphtha è mantenuto estraendo la soot-naphtha dall'alto del Decanter. L'acqua è estratta dal fondo sotto controllo di pressione (per evitare vaporizzazione dell'acqua e/o della naphtha) ed è poi inviata al separatore D-8102 dove avviene la rimozione sia dei gas disciolti che della naphtha trascinata. L'acqua, priva di residui carboniosi, è quindi ricircolata agli scrubber del syngas; una parte dell'acqua è inviata all'unità 8600 di Depurazione acqua grigia in modo da mantenere costante la concentrazione di sali e di ceneri.

Il livello dell'acqua nel separatore è mantenuto tramite acqua di make-up costituita da:

- acqua dall'unità 8650 – Stripping acque acide;
- acqua degasata (MBW);
- acqua demi.

I gas ed i vapori strippati dal D-8102 sono condensati nel condensatore ad aria E-8101 e quindi raffreddati nel refrigerante ad acqua E-8102. La condensa è inviata all'accumulatore di testa della colonna di stripping naphtha T-8101. I gas sono inviati, sotto controllo di pressione, all'Unità 8500 di Trattamento dei gas di coda.

In caso di fuori servizio del Decanter e durante le operazioni di avviamento/fermata la soot water è inviata direttamente al serbatoio di stoccaggio TK-8101 da 5.000 mc, previo raffreddamento. Nel serbatoio è mantenuta una circolazione di acqua, tramite pompa dedicata e distributore sul fondo, per evitare la sedimentazione della soot.

Riscaldamento della naphtha e della carica

La naphtha estratta dal Decanter è miscelata con la carica proveniente dal D-8002 e quindi vaporizzata in un riscaldatore verticale E-8104 in modo da trasferire la soot dalla naphtha alla carica. La miscela liquido/vapore è quindi inviata al separatore D-8104.

I vapori di naphtha sono inviati alla colonna di strippaggio naphtha T-8101; la fase liquida, costituita da carica, naphtha e soot, è ulteriormente riscaldata nello scambiatore E-8105 e quindi inviata alla colonna di strippaggio naphtha.

Strippaggio della naphtha

La colonna di strippaggio naphtha T-8101 completa la separazione della naphtha dalla carica. La naphtha "pulita" è ricircolata al Decanter, mentre la carica e la soot estratta sono inviate al drum di carica D-8001.

Sul fondo della colonna è iniettato vapore a media pressione per consentire di minimizzare le perdite di naphtha. Il vapore proviene direttamente dalla Sezione di Cogenerazione. Al di sopra del piatto di alimentazione viene estratta una corrente di naphtha che viene poi inviato all'ingresso dello scambiatore E-8104.

I vapori di testa della T-8101 sono condensati nello scambiatore E-8106 (dove preriscalda la naphtha al Decanter allo scopo di migliorare la separazione acqua/naphtha), raffreddati ed inviati all'accumulatore di testa colonna D-8105. Di qui, in parte torna come riflusso alla colonna ed in parte è inviata al Decanter ed al mixer MA-8101.

Il livello della naphtha nel D-8105 è mantenuto tramite un reintegro da parte della Raffineria. Il gas dal D-8105 è ulteriormente raffreddato nel refrigerante E-8108 mediante acqua refrigerata prodotta nell'unità 8900 di frazionamento aria, quindi è inviato al separatore D-8107.

La fase gas è inviata alla Unità 8500 di Trattamento gas di coda, mentre la fase liquida è trasferita al D-8105 e da qui in parte al mixer MA-8101 (al D-8102 in fase di avviamento).

UNITÀ 8200 – RAFFREDDAMENTO SYNGAS E IDROLISI COS

Il processo di Raffreddamento del Syngas e di Idrolisi del COS è suddivisibile in tre distinti sistemi:

- syngas cooling – treno 1° e idrolisi del COS;
- syngas cooling – treno 2°;
- syngas expander.

Syngas cooling – Treno 1° e Idrolisi del COS

Questo sistema ha lo scopo di raffreddare il syngas proveniente dallo scrubber T-8001/1-2.

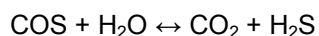
Il gas saturo di acqua ha un elevato contenuto termico dovuto principalmente alla elevata quantità di vapore presente che condensa quasi completamente. Il calore recuperato viene utilizzato per produrre vapore a 3 diversi livelli di pressione.

In particolare il raffreddamento è condotto attraverso 3 generatori di vapore disposti in serie: E-8201 (vapore a 20 bara), E-8202 (vapore a 15 bara), E-8203 (vapore a 5 bara).

A valle di ciascun generatore è installato un drum di separazione gas/liquido: il gas è inviato al generatore successivo, mentre la fase liquida (acqua) è inviata ad un drum comune (D-8204), il cui condensato è allo scrubber dell'Unità 8000.

Il gas uscente dall'ultimo drum è riscaldato negli scambiatori E-8204 (dove scambia con l'effluente dal reattore del COS) ed E-8205 (vapore di alta pressione) fino alla temperatura ottimale di reazione ed è quindi inviato al sistema di reazione.

La rimozione del COS presente nel gas è ottenuta mediante la reazione catalitica di idrolisi:



Il sistema di reazione è composto da due reattori di guardia R-8201A/B (il cui catalizzatore è a base di allumina attivata), per la rimozione di tracce dei composti che potrebbero avvelenare il catalizzatore del reattore principale, e dal reattore di idrolisi R-8202, dove il COS è idrolizzato ad H₂S.

Il catalizzatore di idrolisi è a base di ossidi di potassio e cromo esavalente. La concentrazione di COS all'uscita del reattore è inferiore a 40 ppm (vol).

Syngas cooling – treno 2°

Il sistema ha lo scopo di raffreddare il syngas uscente dal reattore di rimozione COS e condensare l'acqua ancora presente nel gas.

Il calore recuperato è utilizzato per produrre vapore a 5 bara, da inviare alla Sezione di Cogenerazione, e preriscaldare sia l'acqua di alimentazione ai generatori che l'acqua demi inviata al degasatore dell'Unità 9100 (Caldaia a Recupero, Caldaia ausiliaria).

In particolare il raffreddamento è condotto attraverso gli scambiatori E-8204 (preriscaldamento syngas al reattore), E-8207 (generatore di vapore a 5 bara), E-8209A/B (preriscaldamento acqua alimento caldaie), E-8213 (preriscaldamento acqua demi), E-8211 (refrigerante ad aria), E-8212 (refrigerante ad acqua).

Il condensato proveniente dall'ultimo scambiatore è inviato all'unità 8650 di strippaggio acque acide per eliminare l'ammoniaca e l'H₂S in esso contenuti. Il gas raffreddato è inviato all'Unità 8300 di rimozione dell'H₂S.

Syngas Expander

Il syngas proveniente dall'Unità 8300 (Assorbimento Idrogeno Solforato) è riscaldato nello scambiatore E-8210 e quindi inviato all'expander GI-8201, dove il gas è espanso passando da una pressione di 51 bar(a) fino a 36 bar(a) generando una potenza elettrica di circa 1600 kW (che viene immessa direttamente nella rete interna MT). Il gas è quindi miscelato con azoto ad alta pressione proveniente dall'Unità 8900 di frazionamento aria ed inviato alla turbina a gas.

Il riscaldamento è necessario per assicurare che dopo l'espansione il syngas sia sufficientemente surriscaldato e non si verifichi pertanto condensazione in turbina e nella unità a valle dell'expander.

UNITÀ 8300 – ASSORBIMENTO IDROGENO SOLFORATO

Il sistema ha lo scopo di eliminare l'H₂S dal syngas tramite il processo di assorbimento con Selexol. Il processo è di tipo fisico e si basa sulla solubilità dell'H₂S nella soluzione di Selexol. È condotto a pressioni elevate (circa 52 bara) e basse temperature (circa 40°C).

Il processo consente anche la rimozione oltre che dell'H₂S anche del COS non convertito, dell'acqua e della CO₂ presenti nel syngas.

L'unità è suddivisibile in tre distinti sistemi:

- assorbimento H₂S;
- rigenerazione del Selexol;
- sistema di stoccaggio Selexol e raccolta drenaggi.

Assorbimento H₂S con Selexol

Il syngas proveniente dall'Unità 8200 è inviato al fondo della colonna T-8301 di assorbimento, in controcorrente con il Selexol alimentato in testa.

Il gas pulito esce dall'alto della colonna ed è inviato al KO drum D-8302 dove si separano eventuali trascinalamenti di Selexol e da qui è inviato all'expander della Unità 8200 (GI-8201). Il contenuto di zolfo nel syngas uscente dall'unità è inferiore a 50 ppm (vol). La verifica del contenuto di H₂S è realizzata tramite un analizzatore in continuo.

Il Selexol uscente dall'assorbitore T-8301 (Selexol ricco) è inviato alla turbina PT-8301, dove la pressione si riduce da 52 bar(a) a circa 7 bar(a). La turbina è collegata ad una delle due pompe di rilancio del Selexol alla colonna di assorbimento in modo da recuperare la potenza sviluppata. Di qui il Selexol è inviato al separatore D-8303 dove, per effetto della riduzione di pressione, avviene il

rilascio di parte della CO₂, CO e H₂ assorbiti che, inviati al compressore C-8301A/B e raffreddati, sono alimentati alla T-8301 come gas di ricircolo.

La soluzione di Selexol ricco viene riscaldata negli scambiatori E-8303A/B e quindi alimentata alla colonna di rigenerazione T-8302.

Rigenerazione Selexol

La soluzione di Selexol ricco è alimentata in testa alla colonna T-8302 dove incontra una corrente di vapori derivanti dalla vaporizzazione del prodotto di fondo condotta nel ribollitore E-8304. Per effetto dell'aumento di temperatura e della riduzione di pressione, la solubilità dell'H₂S diminuisce e pertanto questo è desorbito e passa dalla fase liquida alla fase vapore. Dal fondo della colonna fuoriesce Selexol povero in H₂S che, previo raffreddamento, è inviato alla colonna T-8301. Una parte del Selexol è anche filtrato per rimuovere eventuale particolato presente nel sistema.

I vapori uscenti dalla testa della T-8302 sono condensati tramite un refrigerante ad aria (E-8304A/B) ed uno ad acqua (E-8306) ed inviati ad un drum di separazione gas/liquido (D-8304). Di qui la fase liquida costituisce sia il riflusso della T-8302 che il lavaggio del gas rilasciato nel D-8303, mentre la fase gassosa è inviata all'unità 8400 di recupero zolfo.

Sistema di stoccaggio e raccolta drenaggi

Il serbatoio TK-8301 da circa 300 mc di capacità è dedicato allo stoccaggio di Selexol povero da inviare alla colonna T-8301. Al serbatoio è inviata la soluzione rigenerata proveniente dalla colonna T-8302.

I drenaggi dell'impianto sono raccolti nel serbatoio interrato D-8307 da cui la soluzione è rinviata alla colonna di rigenerazione T-8302.

UNITÀ 8400 – RECUPERO ZOLFO

L'unità di recupero zolfo è costituita da due sezioni identiche ed è basato sul processo Claus a doppio stadio di conversione. Tale processo prevede la combustione con ossigeno dell'H₂S ad alta temperatura in un forno e quindi due stadi di conversione catalitica in un reattore.

L'unità è suddivisibile nei seguenti sistemi:

- pretrattamento dei gas di alimentazione (comune alle due unità);
- camera di combustione (due unità gemelle);
- reattore catalitico (due unità gemelle);
- sistema di raccolta e degasaggio zolfo (comune alle due unità).

Pretrattamento dei gas di alimentazione

I gas inviati a questa unità di recupero zolfo provengono da:

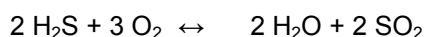
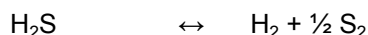
- Unità 8300 (Assorbimento Idrogeno Solforato);
- Unità 8500 (Trattamento del gas di coda);
- Unità 8600 (Depurazione acqua grigia);
- Unità 8650 (Strippaggio Acque Acide).

I gas da 8300 e 8500 sono inviati al D-8401, mentre i gas dalle Unità 8600 e 8650 sono inviati al separatore D-8402 per eliminare le condense ed il liquido eventualmente trascinato.

Camera di combustione

Dai separatori D-8401 e D-8402 i gas sono inviati alla camera di combustione BF-8401/8451.

Durante la combustione l' H_2S reagisce secondo gli equilibri di seguito riportati:



Il quantitativo residuo di H_2S nel gas all'uscita della camera di combustione dipende dalla quantità di ossigeno alimentato.

La camera di combustione è suddivisa in due sezioni separate fisicamente da una parete in materiale refrattario forato. Nella prima sezione viene bruciato il gas dalle Unità 8600 e 8650, ricco in ammoniaca, e parte del gas dalle Unità 8300 e 8500. Il quantitativo di aria è quello corrispondente alla totalità del gas da trattare. Ne deriva che la sezione opera in atmosfera ossidante.

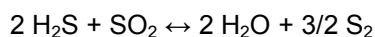
Il restante gas dalle Unità 8300 e 8500 è inviato alla seconda sezione e mescolato ai prodotti di combustione della prima sezione, contenenti l'ossigeno in eccesso comunque sufficiente per la reazione. La temperatura della prima sezione è più alta della seconda dato l'eccesso di ossigeno a cui si opera. L'ossigeno alla reazione è fornito alimentando ossigeno puro prodotto nella Unità 8900 di Frazionamento aria, per raggiungere temperature più elevate con minori portate.

I gas uscenti dalla camera di combustione sono raffreddati nelle caldaie E-8401/8451, con produzione di vapore ad alta pressione, quindi sono inviati al primo condensatore E-8402/8452 dove avviene la condensazione della maggior parte dello zolfo prodotto, con produzione di vapore a bassa pressione.

I gas in uscita dal primo condensatore sono quindi alimentati al reattore R-8401/8451, previo riscaldamento alla temperatura di reazione nello scambiatore E-8403/8453 condotto con vapore ad alta pressione.

Reattore Catalitico

Nei reattori gemelli R-8401/8451 prosegue la conversione dell'H₂S a zolfo secondo la reazione:



La reazione avviene su catalizzatore a base di allumina attivata. Per ottenere rese elevate è necessario operare su due letti catalitici, procedendo a raffreddamento, con condensazione dei vapori di zolfo presenti (per favorire la resa nel reattore), e riscaldamento intermedio del gas prima dell'ingresso al secondo reattore (per evitare che la condensazione dello zolfo avvenga sul letto catalitico).

I gas in uscita dai reattori sono raffreddati nel secondo condensatore E-8404/8454 dove avviene la condensazione dello zolfo prodotto, con produzione di vapore a bassa pressione.

Quindi i gas sono nuovamente riscaldati nello scambiatore E-8405/8455 con vapore ad alta pressione fino alla temperatura di reazione ed inviati al secondo reattore R-8402/8452 ed infine al terzo condensatore E-8406/8456 dove si produce vapore a bassissima pressione.

I gas uscenti da E-8406/8456, gas di coda, sono inviati all'Unità 8500 di trattamento dei gas di coda.

Sistema di raccolta e Degasaggio zolfo

Lo zolfo condensato nella precedente sezione di reazione è raccolto nella vasca AD-8401, dove avviene il degasaggio. Lo zolfo prodotto, infatti, contiene H₂S disciolto che deve essere rimosso prima di inviare lo zolfo a stoccaggio.

Il degasaggio è realizzato processo a due stadi Aquisulf. La vasca è divisa in due sezioni in ciascuna delle quali sono installate due coppie di pompe: la prima provvede al mantenimento dello zolfo in circolazione nella prima sezione della vasca, la seconda mantiene lo zolfo in circolazione nella seconda sezione e provvede ad inviarlo a stoccaggio. In aspirazione alle pompe della prima sezione è iniettato, tramite un sistema dedicato, il catalizzatore Aquisulf per favorire il rilascio dell'H₂S. L'H₂S rilasciato viene aspirato mediante eiettore a vapore di bassa pressione ed inviato al Post Combustore BQ-8501 (Ossidatore Termico). Lo zolfo degasato è poi trasferito a stoccaggio.

UNITÀ 8500 – TRATTAMENTO GAS DI CODA / OSSIDATORE TERMICO

Lo scopo di questo trattamento è quello di trasformare i composti dello zolfo (ed eventuali tracce di zolfo liquido e/o vapori di zolfo presenti nel gas di coda) non convertiti nell'unità 8400, in H₂S successivamente ricircolato alla stessa Unità 8400. In carica all'unità arriva anche il gas acido proveniente dalla Unità 8100 (sezione di strippaggio Naphtha).

L'impianto è inserito a valle dell'unità 8400 di recupero zolfo ed a monte dell'impianto di Post combustione al quale sono inviati i composti non convertiti ad H₂S e gas inerti. Nel Post Combustore i gas sono bruciati e quindi scaricati all'aria attraverso un camino.

L'unità è basata sul processo di idrogenazione BSR (Beavon Sulphur Removal), seguito da assorbimento con ammine e relativa rigenerazione.

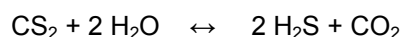
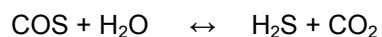
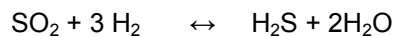
L'unità è suddivisibile nelle seguenti sezioni:

- idrogenazione del gas di coda;
- raffreddamento del gas;
- assorbimento con MDEA;
- rigenerazione MDEA.

Idrogenazione del gas di coda

I gas in arrivo dalle unità 8400/8100 sono miscelati ed inviati al riscaldatore BP-8501. Il riscaldamento è condotto mediante combustione di metano, allo scopo di riscaldare i gas fino alla temperatura ottimale di idrogenazione ed idrolisi ed integrare i gas riducenti (H₂ e CO) presenti nel gas di coda fino alla concentrazione necessaria alle reazioni. La combustione è condotta in condizioni leggermente sub-stechiometriche di metano in presenza di vapore a bassa pressione per limitare la formazione di carboncino. I gas di coda e prodotti di combustione uscenti dal BP-8501 sono alimentati al reattore di idrogenazione catalitica R-8501.

Nel reattore avvengono le seguenti reazioni:



Il catalizzatore è costituito da ossidi di molibdeno e di cobalto supportati su allumina. Le reazioni sono esotermiche.

Raffreddamento del gas

I gas uscenti dal reattore sono raffreddati nell'E-8501, producendo vapore a bassa pressione, e quindi vengono inviati alla colonna di desurriscaldamento e condensazione T-8501.

Il gas entra nella sezione inferiore della colonna ed è raffreddato tramite contatto con una soluzione di Soda Caustica, che è mantenuta in circolazione tramite pompe che aspirano dal fondo della colonna.

Il gas ed il vapore vengono successivamente lavati con acqua per rimuovere eventuali trascinalenti di Soda Caustica; quindi attraversano la sezione superiore della colonna dove, tramite il contatto con una corrente di acqua, avviene la condensazione dei vapori ed il raffreddamento dei gas fino alla temperatura ottimale per il successivo assorbimento con MDEA. L'acqua è mantenuta in circolazione tramite pompe che aspirano dal piatto camino posto tra la sezione superiore ed inferiore e mandano sulla testa della colonna previo raffreddamento. Dato il carattere acido della condensa, il livello nel piatto camino è mantenuto trasferendo la condensa all'unità 8650 di strippaggio acqua acide.

Assorbimento con MDEA

La colonna T-8502 è progettata per utilizzare una soluzione acquosa al 50% di MDEA attivata (nome commerciale: Ucarsol HS-101). Il gas entra sul fondo della colonna e risale lungo la colonna stessa incontrando in controcorrente la MDEA alimentata sul piatto di testa. Il gas pulito esce dalla testa della colonna T-8502 ed è inviato ad un KO drum posto al di sotto della colonna (nello stesso mantello), il cui scopo è recuperare eventuali trascinalenti di MDEA. Per favorire il recupero, prima dell'ingresso nel drum il gas è lavato con acqua. Dal KO drum il gas è poi inviato al Post Combustore BQ-8501 (Ossidatore Termico). Il contenuto di zolfo nel gas uscente dall'unità è inferiore a 150 ppm (vol).

La MDEA uscente dalla T-8502 (MDEA ricca) è alimentata alla colonna di rigenerazione T-8503, previo riscaldamento nello scambiatore E-8504.

Rigenerazione MDEA

La colonna di rigenerazione T-8503 ha lo scopo di strappare dalla MDEA ricca l'H₂S e la CO₂ assorbiti, consentendo quindi il riutilizzo della MDEA rigenerata. Lo strippaggio è realizzato con i vapori della soluzione prodotti nel ribollitore di fondo colonna E-8505.

Il prodotto di fondo colonna è MDEA povera che, previo raffreddamento nello scambiatore E-8504 (dove riscalda la soluzione ricca proveniente dalla T-8502), è inviata a stoccaggio nel serbatoio TK-

8503. Di qui la MDEA è rilanciata al refrigerante E-8503 e quindi alla colonna T-8502, mentre una parte è filtrata per rimuovere eventuale particolato presente nel sistema.

Nella sezione superiore a riempimenti della colonna è assicurata la circolazione di acqua allo scopo sia di raffreddare il gas (e condensare eventuali vapori), sia di recuperare eventuali trascinalamenti di MDEA.

I gas uscenti dalla testa della colonna T-8503 (H_2S e CO_2) sono quindi inviati all'Unità 8400.

I drenaggi dell'impianto sono raccolti nel serbatoio interrato TK-8505 da cui la soluzione è rinviata, al serbatoio TK-8503.

UNITÀ 8600 – DEPURAZIONE ACQUA GRIGIA

Scopo dell'unità 8600 di Trattamento Grey Water è quello di recuperare i metalli pesanti (derivanti dalla carica) nell'acqua di spurgo del D-8102 (Unità 8100 di Recupero residui carboniosi) prima che questa sia inviata all'impianto di trattamento di acque reflue della Raffineria. Il processo di trattamento acqua è di tipo chimico-fisico (licenza Texaco) per la distruzione dei cianuri e la rimozione e recupero di metalli pesanti, seguito da uno stripping delle acque acide per la rimozione dei solfuri, ammoniacca e anidride carbonica.

L'unità è suddivisibile nei seguenti distinti sistemi:

- trattamento chimico;
- filtrazione del fango;
- filtrazione in pressione con sabbia;
- strippaggio dell'ammoniaca;
- stoccaggio additivi chimici;
- strippaggio acque acide.

Trattamento Chimico

La grey water di spurgo dall'Unità 8100 (D-8102) è trasferita al serbatoio TK-8601 previo raffreddamento. Di qui l'acqua è poi inviata al riscaldatore E-8602 e quindi al reattore R-8601.

Il TK-8601 rappresenta il serbatoio polmone dell'Unità 8600 in modo da accumulare l'acqua dall'Unità 8100 in caso di fermata dell'Unità 8600 o mantenere la capacità dell'Unità 8600 al di sopra del minimo se il blow down dall'Unità 8100 è inferiore al minimo. Il serbatoio riceve anche l'acqua di controlavaggio dai filtri a sabbia.

Il trattamento chimico dell'acqua inizia nel reattore R-8601 dove all'acqua sono aggiunti solfato di ferro (Fe_2SO_4), soda caustica (NaOH) ed un polimero (Polimero 1) per favorire la precipitazione dei solfuri e cianuri e produrre fiocchi di ossido ferroso $\text{Fe}(\text{OH})_2$.

La miscelazione acqua/additivi è realizzata dall'agitatore GD-8601.

L'effluente dal reattore R-8601 è inviato per gravità al sedimentatore FD-8601 dove i solidi sospesi ed i fiocchi sono separati. Il fango raccolto sul fondo del sedimentatore è inviato ai filtri pressa FD-8602A/B per eliminare l'acqua presente. Se necessario, è possibile ricircolare parte del fango all'ingresso del sedimentatore per favorire la formazione di fiocchi. La fase acquosa dall'FD-8601 e dai filtri FD-8602A/B (sia l'acqua filtrata che quella di controlavaggio) è inviata al reattore di alcalizzazione R-8602.

L'acqua entrante al reattore R-8602 è addizionata con soda caustica per completare la neutralizzazione degli acidi e far precipitare gli ioni ferrosi ancora presenti. L'acqua dal fondo R-8602 è inviata ai filtri a sabbia FD-8603A/B. È possibile addizionare anche un secondo polimero (Polimero 2) all'ingresso del reattore, o all'ingresso dei filtri a sabbia, per favorire una ulteriore formazione di fiocchi. Il polimero può essere lo stesso utilizzato in ingresso al reattore R-8601.

La miscelazione acqua/additivi è realizzata dall'agitatore GD-8602.

Filtrazione del Fango

Il fango raccolto sul fondo del sedimentatore FD-8601 è inviato ai filtri pressa FD-8602A/B dove il fango è disidratato. Il fango risultante, denominato "filter cake", è conferito all'esterno a società specializzate per il recupero dei metalli presenti (Ni e Vn). I due filtri hanno capacità ciascuno pari al 100%. Un filtro è in esercizio mentre il secondo è in lavaggio o pronto per l'esercizio.

Al termine del ciclo di filtrazione, la filter cake è trattata come segue:

- lavaggio con acqua dal fondo della colonna di strippaggio ammoniacca T-8601 per rimuovere l'ammoniaca presente;
- flussaggio con azoto per rimuovere l'acqua in eccesso.

I filtri sono posizionati in elevazione in modo da consentire lo scarico per gravità della filter cake in container alloggiati al di sotto dei filtri.

L'acqua risultante dai filtri FD-8602A/B è ricircolata al reattore R-8602.

Filtrazione in Pressione con Sabbia

L'acqua dal reattore R-8602 è inviata ai filtri a sabbia FD-8603A/B per la rimozione dei solidi sospesi presenti fino ad un contenuto massimo di 10 ppm (peso).

La filtrazione è necessaria per evitare l'intasamento dei piatti della colonna di strippaggio ammoniacca T-8601. I due filtri hanno capacità ciascuno pari al 100%. Un filtro è in esercizio mentre il secondo è in lavaggio o pronto per l'esercizio. I filtri sono riempiti con un letto costituito da due materiali filtranti (silice ed antracite). Il flusso dell'acqua è dall'alto verso il basso.

Al termine del ciclo di filtrazione il materiale filtrante è pulito tramite controlavaggio. Prima del controlavaggio è possibile procedere al soffiaggio con azoto per agitare il materiale. L'acqua di controlavaggio dall'accumulatore D-8602 è inviata ai filtri. L'acqua dal controlavaggio è inviata al serbatoio TK-8601.

Strippaggio dell'Ammoniaca

L'acqua filtrata dai FD-8603A/B è trasferita all'accumulatore D-8602A/B. L'accumulatore è diviso in due sezioni: quella superiore (D-8602A) rappresenta l'accumulatore dell'acqua di controlavaggio dei filtri a sabbia FD-8603A/B. La sezione inferiore (D-8602B) rappresenta l'accumulatore per l'acqua di alimento alla colonna di strippaggio dell'ammoniaca T-8601. Dal D-8602B l'acqua è inviata allo scambiatore E-8606 e quindi alimentata alla colonna T-8601. La colonna ha lo scopo di strappare l'ammoniaca e consentire l'invio dell'acqua al trattamento biologico della Raffineria. Lo strippaggio dell'acqua è realizzato con il vapore prodotto nel ribollitore di fondo colonna E-8605A/B, riscaldato con vapore a bassa pressione. Il condensato dall'E-8605A/B è inviato al D-8608 da cui è trasferito, sotto controllo di livello, al sistema di raccolta condensato della sezione SMPP (Unità 7800).

L'acqua strippata dal fondo colonna T-8601 è poi inviata alla Raffineria previo raffreddamento negli scambiatori E-8606 (preriscaldamento dell'acqua alimentata alla colonna), E-8604 (refrigerante ad aria) ed E-8607 (refrigerante ad acqua). Parte dell'acqua è utilizzata per il lavaggio dei filtri FD-8602A/B (filter cake).

I vapori di testa della T-8601 sono raffreddati e condensati nel refrigerante E-8603 e quindi sono inviati all'accumulatore di testa colonna D-8603. Il condensato è inviato, come riflusso, al piatto di testa della T-8601. I gas non condensabili (ammoniaca) uscenti dal D-8603 sono inviati, sotto controllo della pressione, all'Unità 8400 per la distruzione dell'ammoniaca.

Stoccaggio Additivi Chimici

Sono previste attrezzature per lo stoccaggio ed il dosaggio degli additivi chimici utilizzati nell'Unità 8600.

Il solfato di ferro è stoccato nel serbatoio TK-8604. Le pompe dosatrici P-8610A/B inviano il solfato al reattore R-8601.

La soda ai reattori R-8601 e R-8602 è inviata tramite pompe dedicate, P-8608A/B (R-8601) e P-8609 (R-8602). Le pompe aspirano dal serbatoio TK-8605.

La pompa P-8608B è di riserva comune alla P-8609 ed alla P-8608A.

La pompa P-8614 trasferisce la soda dal TK-8605 all'Unità 8500 (Trattamento gas di coda).

Lo stoccaggio dei polimeri utilizzati ai reattori è realizzato nei serbatoi TK-8606A/B. In tal modo è possibile garantire l'iniezione del polimero nel caso sia necessario procedere alla preparazione della soluzione. Ogni serbatoio è dotato di agitatore per la miscelazione della soluzione. Le pompe di iniezione polimero, P-8611A/B (Polimero 1, R-8601) e P-8612 (Polimero 2, R-8602) aspirano da entrambi i serbatoi.

Strippaggio Acque Acide

La colonna di strippaggio acque acide T-8651 è progettata per trattare le acque acide dalle Unità 8200/8400/8500 ed i drenaggi acidi dalle Unità 8200/8300 che contengono elevate quantità di H₂S, ammoniaca e CO₂. La colonna ha lo scopo di rimuovere tali sostanze e quindi poter ricircolare l'acqua all'Unità 8100 (D-8102).

Le acque acide dalle varie unità sono raccolte nell'accumulatore D-8651. Di qui l'acqua è inviata alla colonna T-8651 sotto controllo di portata. Il gas sviluppato nel D-8651 è inviato al separatore D-8402 dell'off-gas in ingresso all'unità 8400 o, in alternativa, alla torcia acida.

Prima di entrare nella T-8651, l'acqua è riscaldata nello scambiatore E-8653 dall'acqua strippata dal fondo della T-8651.

Il ribollitore di fondo colonna T-8651, E-8652, è riscaldato con vapore a bassa pressione e produce il vapore per lo strippaggio dell'acqua. Il condensato dall'E-8652 è inviato al D-8653 da cui è trasferito al sistema di raccolta condensato della sezione SMPP (Unità 7800).

I vapori di testa della T-8651 sono raffreddati e quindi sono inviati all'accumulatore di testa colonna D-8652. Il condensato è inviato, come riflusso, al piatto di testa della T-8601. I gas non condensabili sono inviati, insieme ai gas dal D-8651, al separatore D-8402 dell'off-gas in ingresso all'unità 8400.

L'acqua strippata sul fondo T-8651 è inviata allo scambiatore E-8653 (lato mantello), dove riscalda l'acqua di alimento colonna, e quindi all'Unità 8100 (D-8102). Se il quantitativo di acqua è superiore

a quanto richiesto dall'Unità 8100 (controllo di livello del D-8102), l'acqua in eccesso è raffreddata nel refrigerante E-8654 e trasferita al serbatoio TK-8601.

A valle del E-8654 è prevista una linea di ricircolo al D-8651 da utilizzare nel caso di bassa portata in carica alla T-8651 derivante da marcia a capacità ridotta o da condizioni di avviamento.

UNITÀ 8900 – FRAZIONAMENTO ARIA

L'unità produce azoto e ossigeno alle condizioni (di purezza e pressione) richieste dagli utilizzatori.

L'unità provvede anche alla produzione di aria strumenti, aria servizi e acqua refrigerata utilizzate nell'ambito dell'IGCC.

L'unità è suddivisibile in due sezioni:

- pretrattamento aria;
- frazionamento criogenico ("cold box").

Pretrattamento aria

L'aria è aspirata dal compressore C-8901 (BLAC – Base Load Air Compressor), di tipo centrifugo multistadio (5 stadi) ad alta efficienza con raffreddamento tra i vari stadi di compressione. Sull'aspirazione del compressore è installato un gruppo di filtraggio a 4 stadi di filtrazione (demister, coalescenti, prefiltri a tasche, pannelli ad alta efficienza) per rimuovere il particolato solido ed eventuali goccioline di acqua che causerebbero erosione del compressore e sporcamento dei refrigeranti intermedi.

L'aria in uscita dal compressore è raffreddata nei refrigeranti E-8904 (ad acqua di mare) ed E-8905 (con acqua refrigerata). L'acqua refrigerata (chilled water) è prodotta nell'unità PA-8905 utilizzando un ciclo di assorbimento/desorbimento su sali di Bromuro di Litio.

L'aria raffreddata è quindi inviata ai filtri D-8902A/B (uno in servizio e l'altro in stand-by) il cui letto filtrante è costituito da setacci molecolari. La rigenerazione del letto esaurito è condotta con azoto caldo in controcorrente. Dopo la rigenerazione il letto è raffreddato e quindi pressurizzato per poter essere riutilizzato.

L'aria è poi filtrata ulteriormente nel filtro FD-8903 per la rimozione di particolato eventualmente trascinato dai D-8902A/B ed è infine inviata al frazionamento criogenico. Una parte viene anche utilizzata come aria strumenti all'interno dell'impianto IGCC.

Frazionamento criogenico

L'aria purificata è inviata in parte direttamente al frazionamento ("main air"), in parte al compressore booster C-8902 (BAC – Booster Air Compressor).

L'aria compressa dal BAC è raffreddata e condensata nell'E-8912, riscaldando e vaporizzando l'ossigeno prodotto da inviare alla compressione, quindi è sottoraffreddata nel surriscaldatore dell'azoto E-8914. L'aria sottoraffreddata è così inviata alle tre colonne di frazionamento:

- alta pressione (T-8901);
- media pressione (T-8902);
- bassa pressione (T-8903).

La "main air" dalla purificazione è raffreddata nello scambiatore E-8913 e quindi inviata alla colonna di frazionamento ad alta pressione, insieme a parte della "booster air".

La colonna di frazionamento di alta pressione T-8901 provvede ad una prima separazione tra azoto e ossigeno. I vapori di azoto dalla testa colonna sono:

- una parte estratti, riscaldati nell'E-8913, dove raffreddano la "main air", e quindi inviati ad uno stadio intermedio del compressore dell'azoto C-8904 (BLNC – Base Load Nitrogen Compressor);
- una parte scambiano calore nel ribollitore di fondo (E-8915) della colonna a bassa pressione (ossigeno bollente) e pertanto condensano. Parte dell'azoto liquido costituisce il riflusso della colonna di alta pressione; parte è ulteriormente raffreddato nel surriscaldatore dell'azoto E-8914 ed inviato come riflusso di testa della colonna di bassa pressione;
- una parte utilizzati al ribollitore di fondo della colonna a media pressione T-8902 e quindi rinviati alla colonna ad alta pressione.

Il prodotto di fondo della colonna ad alta pressione (aria arricchita in O₂) è inviato alla colonna di frazionamento di media pressione T-8902, che provvede ad un ulteriore frazionamento (arricchimento) dell'azoto. Alla colonna è alimentata anche parte della booster air.

I vapori di azoto dalla testa colonna sono condensati nel condensatore E-8916 posto nella colonna a bassa pressione per fornire il duty intermedio della colonna stessa. L'azoto liquido in parte costituisce il riflusso della colonna a media pressione ed in parte è estratto come "azoto utilities" per IGCC e Raffineria, previo riscaldamento e vaporizzazione nell'E-8912. Una corrente di azoto liquido è estratta dalla colonna a media pressione ed inviata alla colonna a bassa pressione come riflusso di testa colonna previo raffreddamento nell'E-8914.

Il duty del ribollitore di fondo della colonna a media pressione T-8902 è fornito condensando parte dei vapori di azoto dalla colonna ad alta pressione T-8901.

L'ossigeno arricchito di fondo della colonna a media pressione, previo raffreddamento nel surriscaldatore dell'azoto (E-8914), e parte della booster air, sono alimentati alla colonna di frazionamento a bassa pressione T-8903, che provvede al frazionamento finale (arricchimento) dell'ossigeno.

I vapori di azoto (a bassa purezza) sono riscaldati del surriscaldatore E-8914 raffreddando la booster air, l'azoto di riflusso di testa colonna T-8901 e l'ossigeno di carica alla T-8903. Sono quindi ulteriormente riscaldati fino a circa la temperatura ambiente nello scambiatore E-8913. L'azoto a bassa purezza è:

- in parte inviato in aspirazione al compressore dell'azoto di diluizione C-8904 (BLNC). Ad uno stadio intermedio del compressore è inviato l'azoto dalla colonna di alta pressione;
- in parte utilizzato per la rigenerazione dei filtri FD-8903A/B;
- in parte estratto dall'E-8913, espanso nel turboexpander GI-8901 per provvedere al raffreddamento del processo. Nella espansione si genera una potenza elettrica di circa 170 kW che viene immessa direttamente nella rete interna MT. L'azoto espanso è quindi suddiviso in due correnti inviate rispettivamente all'E-8912 ed all'E-8913, riscaldato fino alla temperatura ambiente e quindi scaricato in atmosfera.

L'ossigeno dal fondo della colonna a bassa pressione è inviato allo scambiatore E-8912, dove è riscaldato fino alla temperatura ambiente. Prima dell'ingresso allo scambiatore l'ossigeno è suddiviso in due correnti: la prima (ossigeno a bassa pressione) è utilizzata sia nell'unità 8400 di recupero zolfo sia nell'unità di recupero zolfo della Raffineria, la seconda è inviata al compressore dell'ossigeno C-8903 (BLOC – Base Load Oxygen Compressor) e quindi utilizzata nell'Unità 8000 di gassificazione carica (ossigeno ad alta pressione).

UNITÀ 7800 – RETE VAPORE, CONDENSE, BLOW DOWN

Il circuito di Gassificazione è completato dal sistema di distribuzione del vapore per uso interno e dalla rete di recupero delle condense e dei blow down provenienti dagli impianti SMPP. L'acqua di condensa si unisce alle condense provenienti dalla Sezione di Cogenerazione nella vasca di drenaggio del Clean Drains System (9500 – Sistema di raccolta acque oleose o pulite) per essere poi inviata alle torri di raffreddamento della Raffineria.

2.3 SEZIONE COGENERAZIONE (CCPP)

UNITÀ 9000 – TURBINA GAS

L'unità è costituita dalla turbina a gas modello GT13E2 MBTU, realizzata da Alstom, e dai relativi sistemi ausiliari.

La turbina a gas (GT – Gas Turbine) è dotata di bruciatori a premiscelazione a basso livello di emissione di NOx e nelle Normali Condizioni Operative (NOC) è in grado di produrre una potenza elettrica pari a 188,6 MW, processando circa 130 t/h di syngas diluito con altre 127 t/h di azoto.

Descrizione di processo

Il syngas uscente dall'expander, dove passa da 51 a 36 bar(a) generando nell'espansione una potenza elettrica di circa 1600 kW che viene immessa direttamente nella rete interna MT a 6.6kV e contribuisce a ridurre i prelievi di energia dalla rete ENEL, è diluito con l'azoto ad alta pressione proveniente dall'Unità 8900 di frazionamento aria ed è quindi inviato alla turbina a gas.

La portata dell'azoto è controllata tramite un controllore di rapporto azoto/syngas il cui set point è fissato in modo tale che il potere calorifico della miscela di gas sia pari a 7 MJ/kg (monitorato tramite un analizzatore in continuo).

La miscela syngas/azoto è così inviata ai bruciatori della GT dove è miscelata con l'aria comburente proveniente dal gruppo di filtraggio a 4 stadi di filtrazione (demister, coalescenti, prefiltri a tasche, pannelli ad alta efficienza). L'aria è compressa fino alla pressione necessaria dal compressore calettato sull'albero della turbina stessa.

I gas di combustione si espandono nella turbina e quindi sono inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per la produzione di vapore a tre differenti livelli di pressione (alta, media e bassa).

Nel caso in cui la turbina non sia in grado di bruciare l'intera produzione di syngas pur avendo raggiunto le condizioni di massimo carico (Base Load), l'eccedenza di gas è inviata ad un bruciatore (post-combustore) posto in ingresso alla caldaia a recupero, per la produzione di ulteriore vapore a contenuto energetico maggiore.

L'energia elettrica prodotta nell'Unità 9000 dal generatore accoppiato alla turbina è infine inviata alla sottostazione elettrica di consegna.

Descrizione meccanica del gruppo Turbina a Gas – Generatore Elettrico

La turbina a gas è costituita essenzialmente dai seguenti componenti: compressore aria comburente, camera di combustione, turbina, rotore e cuscinetti di sostentamento, generatore ed eccitatore. Il controllo dei parametri di funzionamento di tutti i componenti è realizzato tramite un sistema dedicato EGATROL interfacciato con il sistema DCS della IGCC.

Il **compressore** è di tipo assiale a 22 stadi, con un rapporto di compressione pari a circa 15. La palettatura di ingresso ha inclinazione variabile (VIGV) per mantenere una elevata efficienza anche a carichi ridotti. La regolazione dell'inclinazione è effettuata automaticamente tramite il sistema di controllo e di supervisione della GT sulla base della temperatura dei fumi di combustione in ingresso al primo stadio della turbina. Per prevenire eventuali stress alla palettatura durante le fasi di avviamento e fermata della GT il compressore è dotato di un sistema di scarico dell'eccesso di aria costituito da 4 valvole di blow-off provviste di silenziatore. Un apposito sistema di lavaggio mobile, inoltre, consente il recupero di efficienza e di energia prodotta dall'impianto a seguito di periodiche pulizie del compressore.

La **camera di combustione**, posizionata tra il compressore e la turbina, è di forma anulare ed è costituita da una zona primaria, dove avviene la combustione vera e propria, ed una zona secondaria, dove i gas di combustione vengono inviati alla turbina. Nella zona primaria sono installati 72 bruciatori a bassa emissione (di tipo EV – Enviromental burners). I bruciatori, suddivisi in due gruppi, sono disposti ad anello su due file, per consentire una combustione completa ed una distribuzione di temperatura uniforme nei gas caldi di combustione. Essi sono progettati in modo tale da ottimizzare la miscelazione di gas e aria comburente e mantenere temperature di fiamma poco elevate. Ciò garantisce bassi livelli di emissione di NOx ed una buona stabilità di fiamma.

I bruciatori sono inoltre progettati per bruciare sia syngas (combustibile base) che gasolio (combustibile di riserva), che viene utilizzato principalmente per l'avviamento della turbina. Nel caso di marcia con gasolio, in ciascun bruciatore viene anche iniettata acqua demineralizzata tramite un ugello separato, per contenere le emissioni di ossidi di azoto (NOx).

La combustione è controllata da tre rilevatori di fiamma; se due rilevatori su tre non riscontrano presenza di fiamma, interviene la logica di sicurezza del sistema mandando in blocco l'unità.

I gas caldi sono inviati alla **turbina** a 5 stadi. Poiché la palettatura della turbina è a contatto con i gas caldi uscenti dalla camera di combustione, le prime tre corone di palette rotoriche e le prime due di quelle statoriche sono completamente raffreddate con aria prelevata direttamente dal compressore. I gas espansi sono poi inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per recuperare il calore residuo e produrre vapore.

La temperatura dei gas espansi nella turbina è misurata tramite 15 termocoppie disposte sul diffusore di uscita; la temperatura è calcolata come media pesata delle 15 misurazioni. Insieme alla

pressione di uscita dal compressore, essa è utilizzata per calcolare la temperatura in ingresso alla turbina (TIT). Il sistema di controllo EGATROL provvede dunque alla regolazione della corsa delle valvole di controllo del combustibile e dell'inclinazione delle VIGV per mantenere costante la TIT al valore del carico base. Quando le VIGV sono nella posizione di completa apertura, la GT opera in condizioni di carico massimo.

Il **rotore**, su cui sono montate sia la palettature del compressore che quella della turbina, è sostenuto da due cuscinetti portanti posizionati rispettivamente all'ingresso del compressore e all'uscita del condotto dei gas espansi. La posizione assiale dell'intero rotore è fissata tramite un cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del compressore. Il rotore è protetto dalle alte temperature tramite un rivestimento con piastre di protezione termica raffreddate ad aria e libere di espandersi in modo da evitare stress termici. Tutto il sistema è inoltre monitorato in termini di temperatura cuscinetti, velocità di rotazione, vibrazioni e dilatazioni.

Il **generatore** elettrico Alstom da 221,9 MVA è accoppiato alla turbina tramite un albero di rinvio. Il generatore è di tipo sincrono a due poli e tre fasi, è raffreddato ad aria ed è dotato di sistemi combinati di avviamento e di eccitazione Startex. Il Convertitore Statico di Frequenza (SFC) permette inoltre l'utilizzo del generatore come motore per consentire l'avviamento della GT.

L'albero del rotore è sostenuto da tre cuscinetti portanti radiali a strisciamento (due principali ed uno ausiliario) posizionati fuori della cassa del generatore. La posizione assiale dell'intero albero è fissata tramite il cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del compressore della GT. Il raffreddamento del generatore è condotto tramite un sistema chiuso aria-acqua. L'aria calda è raffreddata in un gruppo di quattro scambiatori in cui circola l'acqua di raffreddamento del circuito chiuso. L'eccitatore è posizionato sul lato opposto dell'accoppiamento dell'albero.

L'energia elettrica prodotta è poi elevata da 15,75kV a 132kV dal trasformatore di Step-up ed è quindi inviata alla sottostazione ENEL di consegna.

UNITÀ 9100 – CALDAIA A RECUPERO, DEGASATORE, SISTEMA CATALITICO PER ABBATTIMENTO NO_x, CALDAIA AUSILIARIA

L'unità è costituita principalmente dalla Caldaia a Recupero (HRSG – Heat Recovery Steam Generator) e dalla Caldaia Ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator). L'unità ha lo scopo di produrre il vapore necessario alle utenze dell'IGCC e della Raffineria, recuperando il calore dai gas di combustione della turbina a gas. Il vapore in eccesso viene sfruttato per generare energia elettrica nella turbina a vapore.

Caldaia a Recupero

La caldaia produce vapore surriscaldato a tre livelli di pressione:

- Alta pressione HP (99,7 bara – 489°C)
- Media pressione IP (17,5 bara – 491°C)
- Bassa pressione LP (4,8 bara – 170°C)

La caldaia è di tipo orizzontale a circolazione naturale. La produzione di vapore, come detto, è condotta recuperando il calore residuo dai gas di combustione uscenti dalla turbina a gas. Nel caso in cui la GT abbia raggiunto il suo carico massimo in determinate condizioni ambientali e non sia in grado di bruciare l'intera produzione di syngas, l'eccedenza di questo può essere inviata ad un bruciatore supplementare (Post combustore o Post Firing) collocato in ingresso alla caldaia a recupero, al fine di produrre una maggiore quantità di vapore a più alto contenuto energetico. L'utilizzo del post combustore è possibile soltanto se la turbina a gas è in marcia in condizioni di Base Load.

Il vapore HP in uscita dal primo surriscaldatore della caldaia è inviato in parte all'Unità 8000 della Sezione di Gassificazione ed in parte è surriscaldato ulteriormente ed inviato alla prima immissione della ST. Il vapore IP, insieme al vapore saturo HIS prodotto dalle Unità 8200 e 8400 della Sezione di Gassificazione, è surriscaldato ed inviato alla terza immissione della ST. Il vapore LP, infine, si unisce con il vapore saturo LIS proveniente anch'esso dalle Unità 8200 e 8400, è surriscaldato ed inviato al collettore di bassa pressione della raffineria ed alla quarta immissione della ST.

La pressione dei tre livelli di vapore è controllata tramite le regolatrici di ingresso (immissione) alla turbina a vapore. In caso di disservizio, fermata o avviamento della ST, le pressioni sono controllate tramite le rispettive regolatrici di by-pass della ST.

Sistema acqua di alimento

Due pompe (una titolare ed una di riserva) di tipo verticale trasferiscono in continuo il condensato dal condensatore della turbina a vapore al degasatore TK-9110. Il condensato è utilizzato come fluido di condensazione dei vapori/gas estratti dal condensatore tramite gli eiettori J-9220 e J-9230 (uno in servizio, l'altro in riserva), quindi è preriscaldato nello scambiatore E-9210 con vapore a bassa pressione prelevato all'uscita della ST ed inviato al degasatore.

Il reintegro dell'acqua di alimento caldaia necessario a sopperire sia il blow-down dal condensatore sia il condensato non recuperato (vapore inviato alla Raffineria ed alla Sezione di Gassificazione) è realizzato con acqua demineralizzata proveniente dalla Unità 8800.

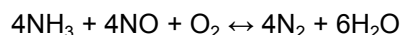
L'acqua di alimento caldaia deve essere preriscaldata fino a 94°C per evitare fenomeni di condensazione acida nell'economizzatore a bassa temperatura della caldaia. Pertanto al

degasatore sono alimentati anche l'acqua di ricircolo dall'economizzatore LP e vapore a bassissima pressione (1,4 bara) prelevato dalla ST allo scopo di degasare il condensato ed incrementarne la temperatura. Qualora il vapore della ST non fosse sufficiente (è il caso, ad esempio, di marcia della ST a carico ridotto), questo può essere integrato con vapore direttamente dal collettore a 4,5 bar. In caso di marcia a gasolio della GT, la temperatura di preriscaldamento viene portata a 120°C.

Dal degasatore l'acqua è inviata alla Caldaia a Recupero ed alle utenze delle Unità 8200 e 8400 tramite due pompe per acqua ad alta pressione e altre due pompe per acqua a pressione bassa/intermedia. La Caldaia Ausiliaria è alimentata mediante tre pompe dedicate.

Impianto DeNOx per l'abbattimento degli NOx

All'interno della Caldaia di recupero è presente un sistema catalitico (DeNOx) per una ulteriore riduzione degli ossidi di azoto nei fumi evacuati al camino. L'efficienza massima di abbattimento degli NOx è pari al 50%. Tale sistema prevede l'iniezione di una soluzione ammoniacale (NH₄OH) mediante un'apposita griglia posizionata in una sezione opportuna della caldaia; il pacco catalitico, posto a valle, provoca l'abbattimento degli ossidi di azoto secondo la seguente reazione:



Il sistema si compone di due parti principali:

- Sistema di ricevimento, stoccaggio ed iniezione dell'Ammoniaca in soluzione acquosa (al 25÷32% wt);
- Sistema di riduzione mediante catalizzatore (SCR – Selective Catalytic Reduction).

La soluzione ammoniacale viene caricata tramite tubo flessibile per caduta direttamente nel serbatoio di stoccaggio. Questo è di tipo cilindrico orizzontale, progettato per essere esercito alla pressione di vapore dell'NH₃ alle condizioni ambientali del sito. Dal serbatoio la soluzione è inviata tramite pompe alla linea di ricircolo di una parte dei gas di scarico, dove evapora per effetto del calore dei gas prima di essere miscelato ed inviato alla griglia di iniezione.

Il sistema è posto automaticamente fuori servizio qualora la GT sia alimentata a gasolio. In tale assetto la riduzione degli NOx viene condotta mediante iniezione di acqua demi direttamente ai bruciatori della turbina a gas.

Caldaia Ausiliaria

La Caldaia Ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator) ha lo scopo di produrre il vapore necessario ad alimentare la Raffineria e le utenze più critiche dell'IGCC in caso di fuori servizio della Caldaia a Recupero HRSG.

La caldaia è del tipo a circolazione naturale per la produzione di vapore ad un unico livello di pressione (100 bara – 480°C). l'acqua di alimentazione proviene dallo stesso sistema (degasatore) della Caldaia a Recupero tramite 3 pompe dedicate (al 50% della potenzialità della caldaia).

La caldaia è dotata di 4 bruciatori. Il combustibile di normale alimentazione è il gas di raffineria (fuel gas), mentre in particolari condizioni di funzionamento è possibile bruciare olio combustibile (fuel oil). La caldaia è inoltre provvista di due ventilatori per aria comburente (ciascuno al 100% della capacità) e di un sistema di preriscaldamento dell'olio combustibile con le relative pompe.

Tutti i principali controlli della caldaia (livello nel corpo cilindrico, temperatura del vapore, rapporto aria/fuel) sono realizzati automaticamente. La caldaia è continuamente tenuta in esercizio per poter avere rapidamente la piena disponibilità – e ridurre i tempi necessari a raggiungere il massimo carico – in caso di fuori servizio dell'HRSG oppure per elevati picchi di prelievo da parte della Raffineria. Nelle normali condizioni operative il vapore prodotto viene inviato in parte alla Raffineria, come vapore HS, in parte alla turbina a vapore nella sezione ad alta pressione.

UNITÀ 9200 – TURBINA A VAPORE, WATER & STEAM CYCLE

L'unità è costituita dalla Turbina a Vapore (ST – Steam Turbine) e dall'insieme dei circuiti per la distribuzione dell'acqua di alimento alle caldaie ed ai sistemi di atterramento e del vapore alle utenze dell'IGCC e della Raffineria.

Turbina a Vapore

La turbina a vapore è del tipo tandem a condensazione, con un unico rotore e due sezioni:

- Alta pressione
- Bassa pressione a doppio flusso

La sezione di alta pressione della turbina è dotata di tre immissioni di vapore ed una estrazione: nella prima e nella seconda immissione entra il vapore di alta pressione (circa 100 bar) proveniente rispettivamente dalla HRSG e dalla Caldaia Ausiliaria. Nella terza immissione è addizionato il vapore di media pressione (circa 17 bar) proveniente dall'HRSG. A valle di questa il vapore viene estratto ad una pressione di 10 bar per essere immesso nella rete MS.

All'uscita della sezione di alta pressione il vapore è addizionato con il vapore LP prodotto dall'HRSG ed è inviato alla sezione di bassa pressione tramite la quarta immissione di vapore. Nella sezione di bassa pressione sono presenti altre due estrazioni, che forniscono vapore per il preriscaldamento del condensato nello scambiatore E-9210 e per il degasatore TK-9110. il vapore uscente dalla palettatura di bassa pressione è infine inviato al condensatore raffreddato con acqua di mare e rimesso in circolo.

Il controllo della turbina, sia in marcia normale che durante le fasi di avviamento e fermata, è effettuato tramite un sistema automatico elettroidraulico (TURBOTROL). Le funzioni di controllo sono realizzate elettronicamente mentre gli attuatori delle varie valvole sono messi in azione idraulicamente. La parte principale del sistema è costituita dal controllo di velocità durante le fasi di avviamento e fermata della turbina, che sono condotte completamente in automatico.

Il **rotore** della turbina, su cui sono montate le palettature di alta e bassa pressione, è sostenuto da due cuscinetti portanti posizionati rispettivamente all'ingresso del vapore HP ed all'uscita del vapore LP. La posizione assiale dell'intero rotore è fissata tramite un cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del vapore HP. Tutti i cuscinetti sono lubrificati e raffreddati tramite un sistema chiuso di olio di lubrificazione.

Il **generatore** elettrico Alstom da 117,3 MVA è accoppiato alla turbina tramite un albero di rinvio. Il generatore è di tipo sincrono a due poli e tre fasi, è raffreddato ad aria ed è dotato di unità di eccitazione.

L'albero del rotore è sostenuto da tre cuscinetti portanti radiali a strisciamento (due principali ed uno ausiliario) posizionati fuori della cassa del generatore. La posizione assiale dell'intero albero è fissata tramite il cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del vapore HP della ST. Il raffreddamento del generatore è condotto tramite un sistema chiuso aria-acqua. L'aria calda è raffreddata in un gruppo di quattro scambiatori in cui circola l'acqua di raffreddamento del circuito chiuso. L'eccitatore è posizionato sul lato opposto dell'accoppiamento dell'albero.

L'energia elettrica prodotta è poi elevata da 15,75kV a 132kV dal trasformatore di Step-up ed è quindi inviata alla sottostazione ENEL di consegna.

Ciclo vapore agli utenti di Raffineria

Il vapore che viene inviato alla Raffineria è fornito a tre livelli di pressione:

- Alta pressione HS (42 bar – 420°C)
- Media pressione MS (9,5 bar – 270°C)
- Bassa pressione LS (4 bar – 165°C)

Il vapore HS, laminato e desurriscaldato a partire dal vapore prodotto a 100 bar, è fornito dalla Caldaia Ausiliaria o dalla HRSG (se la Caldaia Ausiliaria è fuori servizio). Parte del vapore HS è inviato anche alla Sezione Gassificazione nell'Unità 8400 di recupero zolfo.

La laminazione alla rete a 42 bar è realizzata tramite due linee operanti in regolazione split-range: la prima è utilizzata per richieste comprese tra 300 e 7.000 kg/h, la seconda per richieste comprese tra 7.000 e 140.000 kg/h. Il vapore laminato è anche desurriscaldato tramite iniezione di acqua demi sotto controllo di temperatura.

Il vapore MS proviene normalmente da una estrazione della turbina a vapore. In caso di necessità è integrato da vapore HS laminato dalla rete a 42 bar e desurriscaldato con iniezione di acqua demi. Parte del vapore MS è inoltre utilizzato alla Sezione Gassificazione nella colonna di stripping della naphtha (T-8101).

Il vapore LS proviene direttamente dall'HRSG ed è integrato, se necessario, da vapore HS laminato dalla rete a 42 bar e desurriscaldato con iniezione di acqua demi.

In caso di fuori servizio della Sezione Cogenerazione, il vapore HS, MS e LS alla Raffineria è prodotto interamente dalla Caldaia Ausiliaria (Unità 9100), per laminazione del vapore prodotto a 100 bar direttamente sulla rete a 42 bar e da questo sulle reti a 9,5 bar e 4 bar.

Sistema di drenaggio

I drenaggi esterni del ciclo acqua/vapore sono raccolti in un collettore dedicato ed inviati al separatore atmosferico GI-9210. La miscela condensato/vapore espande e si separa. Il vapore è scaricato direttamente in atmosfera, il condensato è trasferito, tramite pompe, alla vasca di drenaggio del Clean Drains System (9500 – Sistema di raccolta acque oleose o pulite).

I drenaggi interni alla ST sono inviati alla camera di flash del condensatore e quindi rimessi in circolo nell'acqua di alimento caldaie.

La caldaia HRSG e la Caldaia Ausiliaria dispongono ciascuna di un recipiente per la raccolta degli spurghi dei corpi cilindrici (serbatoio di blow down). Il serbatoio raccoglie gli scarichi di blow down (continui ed intermittenti) dai corpi cilindrici HP, IP e LP per l'HRSG, HP per la Caldaia Ausiliaria. Il vapore è scaricato in atmosfera, mentre il condensato è scaricato per gravità nella vasca di drenaggio del Clean Drains System (9500 – Sistema di raccolta acque oleose o pulite).

Dal Clean Drains System le condense sono poi inviate alle torri di raffreddamento della Raffineria.

2.4 SERVIZI AUSILIARI

UNITÀ 8700 – TRATTAMENTO CONDENSE DI RECUPERO, ADDITIVAZIONE ACQUA ALIMENTO CALDAIE E CLORAZIONE ACQUA MARE

La sezione trattamento condense è posizionata in area Raffineria esternamente all'area IGCC. Essa provvede ad eliminare eventuali sostanze inquinanti presenti nell'acqua di condensa proveniente dai riscaldatori a vapore della Sezione di Gassificazione prima di inviare il condensato all'unità 8800 (Produzione acqua demineralizzata). Il trattamento viene effettuato mediante filtrazione su carboni attivi del tipo a pressione.

Il condensato, prima di entrare nell'unità, è raffreddato negli scambiatori E-8871 ed E-8871B, dove il calore è recuperato per preriscaldare l'acqua demi inviata al degasatore dell'Unità 9100 (Caldaia a Recupero, Turbina a Vapore). In ingresso alla sezione, inoltre, è posto un analizzatore di oli che, in caso di presenza di tracce di sostanze organiche, provvede a deviare il flusso di condensa direttamente al sistema di fogna oleosa della Raffineria.

I filtri a carbone sono due da 20 mc di capacità utile ciascuno (volume effettivo di carbone per ciascun filtro: 14 mc), funzionanti normalmente in serie, e sono dotati di sistema di controlavaggio con acqua servizi per la pulizia del carbone. I reflui del controlavaggio sono inviata al sistema fognario della Raffineria o, in alternativa, alla vasca di neutralizzazione insieme ai reflui dell'impianto demi.

Nella sezione di additivazione dell'acqua di alimentazione caldaie si provvede alla produzione delle soluzioni dei vari additivi chimici da miscelare all'acqua inviata alle caldaie.

La caldaia HRSG, la caldaia ausiliaria e gli stream principali del ciclo acqua/vapore sono infatti provvisti di un sistema di campionamento e di analizzatori in linea per la verifica della qualità dell'acqua e del vapore. Le principali caratteristiche dell'acqua e del vapore sono mantenute costanti mediante opportuno dosaggio di additivi. In particolare, nei corpi cilindrici delle caldaie viene iniettata una soluzione a base di fosfato trisodico per il controllo della corrosione interna, mentre al degasatore viene immesso un deossigenante, per eliminare ogni traccia di gas disciolto, ed un alcalinizzante a base di ammoniaca, per alzare il pH.

La sezione di clorazione acqua mare provvede alla produzione di una soluzione di Ipoclorito di Sodio ad una concentrazione massima pari allo 0,2% diluito in acqua di mare. L'Ipoclorito è ottenuto mediante elettrolisi dell'acqua mare; l'elettrolizzatore è composto da quattro moduli costituiti a loro volta da piastre anodiche alternate a piastre catodiche, alimentate a corrente continua.

La soluzione di Ipoclorito di Sodio è immagazzinata in un serbatoio di stoccaggio (TK-9361) da 100 mc di capacità, dal quale è poi iniettata in modo continuo, tramite pompe, nel sistema di circolazione acqua mare, in modo da controllare lo sviluppo di incrostazioni di origine organica nelle tubazioni e nelle apparecchiature interessate.

Durante il normale esercizio, all'interno degli elettrolizzatori si ha anche la formazione di idrossidi insolubili, bicarbonati e carbonati che danno luogo a depositi sulle piastre del pacco elettrolitico. Per tale motivo la superficie degli elettrodi deve essere periodicamente lavata con Acido Cloridrico con concentrazione compresa tra il 3% e il 5%. L'acido è stoccato nel serbatoio TK-9362 da 3 mc di capacità.

UNITÀ 8800 – PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA

Questa unità produce acqua demineralizzata utilizzata sia all'interno dell'IGCC che della Raffineria.

L'unità è costituita da tre linee gemelle aventi ciascuna capacità di produzione netta pari a 130 mc/h, di cui normalmente due sono in produzione e la terza è in riserva o in rigenerazione. Per i picchi di richiesta di acqua demi è possibile la marcia con tre linee contemporaneamente.

L'acqua di alimentazione alle linee demi proveniva, fino al 2005, dal sistema di pretrattamento acque di superficie e di pozzo della Raffineria e dalla sezione trattamento condensato dell'unità 8700. Attualmente, oltre che dalla sezione 8700, l'alimentazione proviene da pozzi di messa in sicurezza d'emergenza, previo trattamento nell'impianto TAF (Trattamento Acque di Falda) della raffineria api¹. E' previsto che rimanga, comunque, presente l'assetto originario, già autorizzato, di alimentazione con acque provenienti da pozzi di raffineria e Vallato del Molino, che verrà utilizzato solo in caso di necessità e che quindi a regime ha portata nulla.

Per garantire la qualità dell'acqua richiesta dell'IGCC (conducibilità <0,2 $\mu\text{S}/\text{cm}$), ciascuna linea di produzione dispone di un letto di resine cationiche, un letto di resine anioniche ed un letto misto.

Nella **marcia normale** dell'impianto l'acqua di alimentazione attraversa il letto di resine cationiche, dove avviene la rimozione degli ioni Ca^{++} , Mg^{++} e Na^{+} , ed è quindi inviata alla Torre di decarbonatazione, comune alle tre unità, per lo stripping della CO_2 gassosa. Dal Decarbonatore l'acqua è inviata tramite pompe al letto di resine anioniche, dove avviene la rimozione dei radicali degli acidi (Cl^{-} , SO_4^{-} e NO_3^{-}) e della Silice. L'acqua uscente dal letto anionico è inviata al letto misto per eliminare le ultime tracce di sali e Silice.

L'acqua demineralizzata uscente dal letto misto è inviata allo stoccaggio comune del complesso IGCC/Raffineria, costituito dai due serbatoi TK-8871 e TK-8872 di capacità pari a 5.000 mc ciascuno, e da qui è poi inviata agli utilizzatori dell'IGCC (mediante tre pompe in parallelo) ed a quelli della Raffineria (tramite altre due pompe in parallelo).

L'avviamento e la fermata delle linee di produzione è fissato in base al livello dei due serbatoi di stoccaggio, mentre l'esclusione di una linea per rigenerazione è effettuata automaticamente per raggiungimento di un tempo prefissato o per elevata conducibilità dell'acqua in uscita. Sulla base delle caratteristiche di design dell'acqua di alimento e della capacità NOC, la durata di un ciclo delle resine cationiche ed anioniche è pari a circa 12 ore; per le resine del letto misto circa una settimana.

¹ L'impianto TAF effettua il trattamento delle acque di falda emunte dai pozzi della barriera idraulica finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza del sito (D.M.471/99 e successive modifiche)

La **rigenerazione** delle resine è condotta con Acido Cloridrico (per le resine cationiche) e con Soda Caustica (per le resine anioniche). Il sistema di rigenerazione è comune per le tre linee ed è del tipo "in controcorrente"; la rigenerazione può essere condotta sia in modo automatico che manuale. L'Acido Cloridrico al 30% e la Soda Caustica al 50% sono stoccati nei rispettivi serbatoi (uno da 63 mc di capacità utile per l'acido ed un altro da 33 mc per la soda) dai quali sono inviati ai rispettivi letti da rigenerare tramite pompe volumetriche. Entrambi sono diluiti con acqua demineralizzata fino alla concentrazione del 3% per l'acido e del 5% per la soda.

La rigenerazione dei letti misti è condotta in modo analogo ai letti cationici ed anionici prevedendo però anche un insufflaggio con aria per favorire la stratificazione delle resine.

L'effluente della rigenerazione è raccolto in una vasca comune di neutralizzazione. L'acido e la soda necessari alla neutralizzazione sono dosati automaticamente controllando il pH tramite un analizzatore in continuo installato in prossimità della pompa di trasferimento. Una volta neutralizzato, l'effluente viene quindi trasferito, tramite pompe, al pozzetto di scarico per poi essere immesso nell'attiguo fiume Esino.

UNITÀ 9300 – SISTEMA ACQUA MARE

L'Unità 9300 ha lo scopo di raffreddare, mediante acqua di mare, le seguenti utenze:

- condensatore della Turbina a Vapore (Unità 9100);
- acqua del sistema di raffreddamento a circuito chiuso della Sezione di Cogenerazione, costituito da due refrigeranti ad acqua di mare che raffreddano l'acqua demi inviata, in circuito chiuso, ai refrigeranti di varie utenze della CCPP;
- acqua del sistema di raffreddamento a circuito chiuso della Sezione di Gassificazione, costituito da quattro refrigeranti ad acqua di mare che raffreddano l'acqua demi inviata, in circuito chiuso, ai refrigeranti di varie utenze della SMPP;
- diverse utenze dell'unità di Frazionamento aria (8900), tra cui il raffreddamento dell'aria tra i vari stadi del compressore principale.

In nessuna delle utenze sopra citate, l'acqua di mare entra in contatto diretto con sostanze inquinanti o può essere inquinata a seguito di eventuali disservizi.

Il sistema ha una capacità di design di 36.000 mc/h. L'acqua di mare è prelevata a circa 1000 m dalla costa tramite due tubazioni e raccolta in un sistema di vasche e canali di filtrazione; all'imbocco di ciascuna tubazione è installato un filtro a maglia per trattenere i corpi grossolani.

Il sistema di filtrazione è costituito da due canali, ciascuno con una griglia a barre (FD-9301A/B) e filtro rotante a maglia (FD-9302A/B). la griglia a barre ha lo scopo di rimuovere detriti presenti

nell'acqua di dimensioni superiori a 50 mm; il successivo filtro rotante trattiene i materiali di dimensioni superiori a 4 mm.

Entrambi i sistemi di filtrazione dispongono di un sistema automatico per la rimozione dei detriti accumulati. La pulizia delle griglie a barre è condotta meccanicamente tramite un rastrello che scorre periodicamente tra le barre; la pulizia dei filtri rotanti è condotta tramite lavaggio con acqua spruzzata sulla maglia in modo da rimuovere i detriti. L'acqua di lavaggio è prelevata dal bacino di aspirazione delle pompe di circolazione tramite due pompe dedicate (una titolare ed una di riserva).i materiali rimossi da entrambi i sistemi sono raccolti per la successiva rimozione periodica.

Dopo filtrazione, l'acqua, da entrambi i canali, è raccolta in una vasca da cui aspirano tre pompe di circolazione alle utenze (P-9301A/B/C). Le pompe sono di tipo verticale ad elica, ciascuna di capacità pari a 18.000 mc/h, di cui due in marcia ed una di riserva. Il collettore di mandata pompe è suddiviso in due subcollettori, uno per servire la Sezione di Cogenerazione (Condensatore ST e Sistema di raffreddamento a circuito chiuso CCPP), l'altro per la Sezione di Gassificazione (Sistema di raffreddamento a circuito chiuso SMPP e Unità di frazionamento aria).

L'acqua mare di ritorno dalle utenze è inviata ad una vasca di raccolta denominata "Siphon Pit" da cui parte una tubazione che scarica l'acqua a circa 500 m dalla costa e la cui parte terminale è costituita da più diffusori per limitare la velocità di efflusso. Il Siphon Pit è suddiviso in due sezioni delimitate da uno stramazzo.

Un sistema di saracinesche (Stoplog) opportunamente disposte permette di sezionare parte dei circuiti per effettuare la manutenzione della attrezzature e dei canali/vasche.

L'iniezione di Ipoclorito di Sodio, prodotto dalla sezione di clorazione acqua mare dell'unità 8700, avviene sulle bocche di aspirazione a mare. È anche possibile iniettare la soluzione di Ipoclorito anche direttamente a monte delle griglie a barre, al fine di mantenere un minimo tasso di Cloro attivo nell'acqua alle utenze per evitare la proliferazione di organismi marini all'interno delle tubazioni, delle apparecchiature di scambio termico e dei canali/vasche.

L'unità è completata da un sistema di monitoraggio dei principali parametri, tra cui:

- temperatura dell'acqua mare di scarico;
- differenza di temperatura tra prelievo e scarico dell'acqua mare;
- incremento di temperatura nel corpo ricettore (mare), misurato entro un raggio di 1000 m dallo scarico;
- contenuto di Cloro attivo residuo nell'acqua mare di scarico.

La temperatura dell'acqua allo scarico è effettuata mediante termoresistenze poste nel Siphon Pit, mentre la temperatura dell'acqua prelevata dal mare è misurata tramite termoresistenze collocate in ciascun canale di filtrazione. L'incremento di temperatura nel corpo ricettore è misurato mediante

3 sensori di temperatura fissati ciascuno su pali infissi in mare aperto attorno ai diffusori di scarico (alla opportuna distanza) e che trasmettono il segnale per mezzo di collegamento GSM ad un PC dedicato. La concentrazione di Cloro attivo residuo, infine, è misurata nel Siphon Pit in prossimità della tubazione che adduce al mare mediante idoneo analizzatore.

UNITÀ AUSILIARIE COMUNI

I circuiti sono completati dai seguenti sistemi ausiliari/distribuzione:

- **7400** – *Sistema di distribuzione olio combustibile (fuel oil);*
- **7500** – *Sistema di distribuzione gas di raffineria (fuel gas);*
- **7600** – *Sistema di distribuzione aria strumenti e servizi;*
- **7700** – *Sistema di distribuzione ossigeno, azoto e acqua refrigerante.* All'interno dell'unità 7700 è presente uno stoccaggio criogenico di azoto analogo a quello esistente in area di raffineria (Unità 5500);
- **7900** – *Rete di distribuzione elettrica.* L'alimentazione elettrica giunge direttamente dalla sottostazione ENEL a 132kV. Due trasformatori principali (00BCT01/02) alimentano le sbarre a 10kV per la Sezione Gassificazione e quelle a 6,6kV per i carichi comuni e per la Sezione Cogenerazione. Le principali utenze ausiliarie della CCPP, in particolare, sono normalmente alimentate da una linea dedicata che preleva direttamente l'energia elettrica prodotta dal generatore della GT. Trasformatori ausiliari alimentano poi la rete LV a 400V e a 220V;
- **9400** – *Rete antincendio e acqua potabile.* L'IGCC è dotata di un proprio sistema di acqua antincendio connesso all'anello principale della Raffineria. L'acqua antincendio è alimentata dalle pompe antincendio della sala pompe comune Raffineria/IGCC;
- **9500** – *Sistema di raccolta acque oleose o pulite.* Il sistema riceve tutte le condense ed i blow down provenienti dalle sezioni Gassificazione e Cogenerazione e le invia poi alle torri di raffreddamento della Raffineria dove vengono riutilizzate;
- **9600** – *Rete di fognatura;*
- **9700** – *Rete di raccolta slop.* Lo slop è rilavorato all'interno dell'IGCC. Normalmente esso è inviato ai reattori di gassificazione dell'unità 8000; in caso di fuori servizio o S/D impianti è mandato ai serbatoi dedicati di Raffineria;
- **9800** – *Collettori di raccolta scarichi al sistema di torcia di raffineria.*

In Allegato A.25 è riportato lo schema semplificato dell'intero impianto IGCC.

2.5 CAPACITA' DI PRODUZIONE O TRATTAMENTO

Capacità di progetto unità IGCC: 283,6 MW (di energia elettrica prodotta lorda).

A fronte dell'energia elettrica prodotta in condizioni di progetto si ha:

- l'esportazione alla raffineria di 12 t/ora di vapore di alta pressione
- l'esportazione alla raffineria di 55 t/ora di vapore a media pressione
- l'esportazione alla raffineria di 56 t/ora di vapore a bassa pressione
- la produzione di 4 t/h di zolfo
- il consumo di 59,2 t/h di carica pesante e di 2,7 t/h di gas di raffineria.

Capacità garantita unità IGCC: 283.6 MW (di energia elettrica prodotta lorda)

Lavorato anno 2004 unità IGCC: 2.252.350 MWh (di energia elettrica prodotta al netto dei consumi interni)

20.676 tonnellate (di zolfo prodotto)

10 tonnellate (di olio combustibile S>1% consumato)

1.362 tonnellate (di olio combustibile S<1% consumato)

41.108 tonnellate (di gas di raffineria consumato)

2.925 tonnellate (di distillati leggeri consumati)

2.886 tonnellate (di gasolio semilavorato consumato)

17.337 tonnellate (di gasolio semifinito consumato)

5.426 tonnellate (di distillati pesanti consumati)

441.078 tonnellate (di residuo consumato)

2.6 ORGANIZZAZIONE

La gestione dell'intero IGCC è affidata alla funzione Operazioni IGCC di api raffineria, ed in particolare ai reparti SMPP, CCPP e Servizi Ausiliari.

3. INCONVENIENTI AMBIENTALI

Nel sito produttivo api vengono registrati ed analizzati gli inconvenienti ambientali, ossia gli eventi anomali che hanno dato luogo ad emissioni non ordinarie verso l'ambiente.

In conformità con i punti B.23 e B.29 del Rinnovo della Concessione per la lavorazione degli oli minerali nella raffineria, vengono effettuate le registrazioni degli inconvenienti riguardanti le componenti ambientali aria e rumore per tutto il sito produttivo.

Si allegano alla presente relazione le registrazioni degli inconvenienti riguardanti aria e rumore, avvenuti nel sito produttivo negli ultimi due anni.

Le registrazioni degli inconvenienti vengono effettuate anche per la componente acqua.

Dal 2003 ad oggi sono stati registrati 5 inconvenienti riguardanti lo sversamento accidentale di sostanze nelle acque marine dalle strutture di carico a mare della raffineria.

EVENTI SEGNALATI MATRICE "ARIA" - I semestre 2004

DATA	DURATA	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
19-21/01/04	Alcune ore	Torcia con fiamma alta e picco di SO2	non quantificabile	Momentaneo blocco dei gassificatori del 19/01/04	Effetto visivo, superamento soglia di attivazione di 200 ug/Nm3 a Falconara Scuola (225 ug/Nmc) e leggero aumento della concentrazione oraria di H2S a Falconara Acquedotto (10,5 ug/mc) del 21/01/04	Riavviato in data 19/04/2004 il primo gassificatore dell'IGCC e il 20/04/2004 il secondo; sostituzione dell'olio combustibile ATZ, in alimentazione ai forni, con olio combustibile BTZ.	Comunicazione da Comune prot. N. 2619; Telefax a Comune-Arpam-Regione Ns. prot. N. 162/2004; Telefax a Comune - ARPAM prot. N. 201/04; Comunicazione da ARPAM Prot.N. 2854/5AR/748 del 04/03/2004
03-17/03/04	Alcuni giorni	Fenomeni odorigeni	non quantificabile	Formazione di vapori e conseguente emissione odorigena da TK 49 nel quale vengono stoccati i semilavorati provenienti da impianti del ciclo benzine in fermata dal 1 marzo.	Incremento delle concentrazioni di H2S, HC, Benzene e SO2 nelle centraline provinciali RRQA situate intorno alla raffineria	Attivazione di una barriera di acqua al fine di abbassare la temperatura del serbatoio e quindi contenere la formazione di vapori. Successiva predisposizione degli opportuni collegamenti per trasferire il prodotto al TK 62. Completo svuotamento Tk 49. A seguito di indagine ispettiva, il serbatoio è stato posto in manutenzione straordinaria	Telefax a Comune e Regione Ns. prot. N. 758/04. Verbale ARPAM prot.N. 01/AO/2004 Telefax ad ARPAM Ns. prot. N. 788/04 Verbale ARPAM del 6/03/04. Verbale ARPAM del 7/03/04. Telefax ad ARPAM Ns prot. N. 856/2004 Verbale ARPAM del 12/03/2004 Prot.N. 16/FF/2004 Telefax ad ARPAM del 13/03/2004 Ns. prot. N. 888/2004 Verbale ARPAM del 15/03/2004 Prot.N. 01/2004 Verbale ARPAM del 16/03/2004 Prot.N. 18/FF/2004 Verbale ARPAM del 16/03/2004 Prot.N. 214M/2004 Telefax ad ARPAM Ns. prot. N. 918/2004 Telefax ad ARPAM Ns. prot. N. 988/2004 Comunicazione ad ARPAM del 5/04/2004 Ns.Prot.N. 1129/04 Comunicazione da Comune del 14/04/2004 Prot. N.19614 Comunicazione a Comune del 26/04/2004 Ns. Prot.N. 1358/04 Comunicazione da ARPAM del 20/04/2004 Prot.N.6054/SAR/1355 Comunicazione da api ad ARPAM del 7/06/2004 Ns.Prot.N. 1859/04 Comunicazione da ARPAM del 7/06/2004
20/05/04	Alcune ore	Picco di SO2 e fenomeni odorigeni	non quantificabile	Nessuna anomalia impiantistica	Superamento soglia di attivazione di 200 ug/Nm3 (286 ug/Nmc) e aumento delle concentrazioni di H2S (73,5 ug/Nmc) a Falconara Acquedotto	Adeguate manovre operative comprendenti anche la sostituzione dell'olio combustibile ATZ, in alimentazione ai forni, con l'olio combustibile BTZ.	Telefax api a Comune, ARPAM del 20/05/2004 Ns. Prot. N. 1666/04,Comunicazione ARPAM del 28/05/2004 Prot.N. 8950/SAR/1714

EVENTI SEGNALATI MATRICE "RUMORE" - I semestre 2004

DATA	DURATA	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
Periodo ottobre 2003-marzo 2004 (3-7/10/2003;30-31/01/2004;1-2-3-12-13/02/2004)	Alcune ore	Fenomeno rumoroso	non quantificabile	30-31/01/2004 e 1/02/2004 la raffineria e l'impianto IGCC sono in normale assetto operativo, attività di manutenzione alle unità PRB; 2/02/2004 blocco impianto IGCC e blocco dello zolfo 1 delle unità Oxi e HCR, riavviate successivamente; 3/02/2004 messa a regime dell'impianto IGCC, normale assetto operativo della raffineria;12-13/02/2004 normali assetti operativi per raffineria e IGCC.	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Ripristino normali condizioni operative relativamente ai giorni 2 e 3/02/2004; nessuna azione intrapresa relativamente ai giorni 30-31/01, 01/02 e 13/02/2004 in quanto non è stata riscontrata nessuna anomalia	Comunicazione ARPAM del 17/03/2004 Prot.N. 3656/SRR/R/792, Comunicazione api ad ARPAM del 16/04/2004 Ns. Prot.N.1253/2004, comunicazione ARPAM del 5/5/2004 Prot.N. 69587SRR/R/1228.
18-25/01/04	Alcune ore	Episodi rumorosi	non quantificabile	Periodo caratterizzato dalla manutenzione degli impianti del ciclo residui, per la giornata del 19/01/2004 si segnala il blocco dell'impianto IGCC, subito riavviato.	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte del NOE	Riavviamento dell'impianto IGCC	Comunicazione da ARPAM del 21/04/2004 Prot. N. 6169/SRR/R/1112 Comunicazione ad ARPAM Ns. Prot. N. 1723/2004 del 25/5/04
2-3/03/04	Indeterminabile	Fenomeno rumoroso	non quantificabile	Problemi su U 8450 e U 1400	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Ripristino normali condizioni operative	Comunicazione ARPAM del 24/03/2004 Prot. N. 4057/SRR/R/843
12/03/04	Indeterminabile	Fenomeno rumoroso	non quantificabile	Assetto transitorio dei sistemi di regolazione degli impianti durante la fase di riavviamento ciclo alta pressione.	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Gestione delle operazioni di riavviamento del ciclo alta pressione	Verbale ARPAM del 12/03/2004,Telefax a Comune del 12/03/2004 Ns. Prot. N.883/04, Telefax a Comune e Arpam del 17/03/2004 Ns.prot. N.930/04, comunicazione ARPAM (relazione tecnica) del 24/03/2004 prot. N. 4040/SRR/R/842, comunicazione api del 13/05/2004 a: Procura della Repubblica,Prefetto di Ancona, Regione Marche, Provincia di Ancona, Comune di Falconara, ARPAM Dip. Provinciale, ARPAM; Ns.Prot. N.1590/2004
16/04/04	Indeterminabile	Fenomeno rumoroso	non quantificabile	Non si sono verificate, in raffineria, situazioni tali da causare emissioni sonore fuori dai normali livelli.	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Non sono state individuate azioni mitigative in quanto non è stata riscontrata nessuna anomalia	Telefax da Comune prot.N. 20046 del 16/04/2004. Risposta con Ns. fax prot.N. 1257/04 del16/04/2004. Comunicazione di ARPAM del 22/04/2004 Prot. N.6274/SRR/R/1131, comunicazione api ad ARPAM del 10/05/2004 Ns. Prot. N.1536/2004

EVENTI SEGNALATI MATRICE "ARIA" - II semestre 2004

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
29/07/2004	10.00	13.00	problema odorigeno	Rispetto limite di emissione	Temporaneo blocco all'impianto HCR	Aumento concentrazioni di SO2 (max 213 µg/Nmc) e H2S (max 50 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Immediato ripristino delle normali condizioni di esercizio	Comunicazione api del 29 luglio ns.prot.2500/04 a Comune di Falconara Settore Ambiente - ARPAM Servizio Aria Comunicazione da ARPAM -Servizio ARIA - prot. N. 13751/SAR/2268
07/08/2004	13.00	15.00	problema odorigeno	Rispetto limite di emissione	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni di SO2 (max 221 µg/Nmc) e H2S (max 47 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Riduzione dell'olio combustibile in alimentazione ai forni	Comunicazione api dell' 8 agosto ns.prot.2578/04 a Comune di Falconara - Settore Ambiente - Comunicazione del 14 settembre da ARPAM Servizio Aria Prot.n. 14959/SAR/2408 - Comunicazione del 14 settembre 2004 da A.S.U.R. Regione Marche - Dipartimento di Prevenzione Servizio igiene e sanità pubblica Prot. n.50787
30/08/2004	12.00	16.00	problema odorigeno	Rispetto limite di emissione	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni di H2S (max 52,8 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica assetto impianti	Comunicazione del 26 novembre da ARPAM Servizio Aria prot. 20839/SAR/3129
03/10/2004	N.D.	N.D.	Fumosità dai camini di Raffineria	Non quantificabile	Operazioni di svaporamento delle apparecchiature riconducibile alle attività di manutenzione durante la fermata programmata	Effetto visivo	Le operazioni di svaporamento delle apparecchiature inquadrate nel programma di manutenzione degli impianti, sono state condotte secondo le procedure di sicurezza.	Comunicazione da Comune di Falconara del 4/10/04 prot. 55482 - Comunicazione api del 6/10/04 ns. prot. 3177/04 a Comune di Falconara - Settore ambiente
05/10/2004	N.D.	N.D.	problema odorigeno	Non quantificabile	Operazioni di bonifica apparecchiature in occasione della fermata programmata degli impianti di Raffineria	-	Le operazioni di bonifica delle apparecchiature inquadrate nel programma di manutenzione degli impianti, sono state condotte secondo le procedure di sicurezza.	Sopralluogo dei Vigili Urbani di Falconara M.ma - Comunicazione api del 6 ottobre ns.prot.3178/04 a Comune di Falconara - Settore Ambiente -
13/11/2004	19.00	24.00	problema odorigeno	Rispetto limite di emissione	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni di H2S (max 58,6 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica assetto impianti	Comunicazione del 26 novembre da ARPAM Servizio Aria prot. 20841/SAR/3130
22/12/2004	12.30	18.30	Visibilità torcia	Non quantificabile	Sostituzione di un bruciatore al secondo gassificatore e conseguente temporaneo invio di syngas in torcia	Effetto visivo	Operazioni effettuate nel rispetto delle procedure di sicurezza	Comunicazione da Comune di Falconara del 22/12/04 prot. 71540 - Comunicazione api del 22/12/04 ns. prot. 4146/04 a Comune di Falconara - Settore ambiente
29/12/2004	10.30	24.00	Picchi di SO2 e H2S	Rispetto limite di emissione	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Superamento soglia oraria volontaria di attivazione (200 µg/Nmc) per SO2 nella Centralina Falconara Acquedotto ore 17.00 e 18.00 (Riduzione dell'olio combustibile in alimentazione ai forni	Comunicazione api del 30/12/04 ns.prot.4283/04 e comunicazione del 22/02/05 ns. prot. 658/2005, a Comune di Falconara - Settore Ambiente - ARPAM Servizio Aria - Comunicazione del 12/01/05 da ARPAM Servizio Aria Prot.n. 609/SAR/58
30/12/2004	6.00	13.00				300 µg/Nmc e 258 µg/Nmc) . 3 superamenti del limite semiorario per H2S, superiori a 100 µg/Nmc (225 µg/Nmc, 161 µg/Nmc e 111 µg/Nmc)		

EVENTI SEGNALATI MATRICE "RUMORE" - II semestre 2004

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
22/12/2004	N.D.	N.D.	Fenomeno rumoroso	Non quantificabile	Sostituzione di un bruciatore al secondo gassificatore e conseguente temporaneo invio di syngas in torcia	Segnalazione ad Ente Pubblico (ARPAM, Comune) da parte di privati cittadini	Operazioni effettuate nel rispetto delle procedure di sicurezza	Comunicazione da ARPAM del 4 gennaio 2005 prot.n.25/SRR/R/9 - Comunicazione api del 9 febbraio 2005 ns. prot. n. 457/2005 ad ARPAM Servizio Radiazioni Rumore

EVENTI SEGNALATI MATRICE "ARIA" - I semestre 2005

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
19/02/2005	12.30	14.00	problema odorigeno	quantità stimata di H2S bruciato in torcia IGCC pari a circa 118,2 kg (nell'arco dell'intero periodo fermata-riavviamento)	Blocco impianto IGCC	Aumento concentrazioni H2S (max semioraria 27,1 µg/Nmc) Centralina Falconara Acquedotto	Verifica rispetto delle procedure di messa in sicurezza impianto IGCC; individuate specifiche migliorie impiantistiche e procedurali	Lettera Arpam prot. 5117/SAR/586 del 15/03/2005; lettera Arpam prot. 6088/DIR/624 del 29/03/2005; risposta nostra lettera prot. 1807/05 del 23/05/2005
27/02/2005	19.00	22.00	Picchi di SO2 e H2S	Non quantificabile	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni di SO2 (max oraria 188 µg/Nmc, rilevata il 28/02/05) e H2S (max semioraria 62 µg/Nmc, rilevata il 28/02/05) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica interna su possibili anomalie e su carichi operativi degli impianti correlabili ad elevate emissioni di SO2/H2S; sopralluoghi in prossimità della centralina esterna	Comunicazione a Arpam ns. prot 736/05 del 28/02/2005; Lettera Arpam 4465/SAR/450 del 8/03/2005
28/02/2005	0.00	17.00						
01/03/2005	0.00	4.00						
15/03/2005	11.00	15.00	problema odorigeno	Non quantificabile	Fermata impianto IGCC	Aumento concentrazioni di SO2 (max oraria 363,7 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 139,5 µg/Nmc), Centralina Falconara Acquedotto	Verifica rispetto delle procedure di messa in sicurezza impianto IGCC; individuate specifiche migliorie impiantistiche e procedurali	Nostro Fax n. prot. 957/2005 del 15/03/2005; lettera Arpam prot. 9695/DIR/1054 del 20/05/2005; lettera Arpam prot. 6912/SAR/908 del 08/04/05
16/06/2005	14.00	20.00	problema odorigeno	Non quantificabile	Anomalia valvola di controllo asservita all'impianto Post combustore di raffineria (attività di evacuazione treni zolfo durante fermata generale)	Aumento concentrazioni di SO2 (max oraria 43,0 µg/Nmc) Centralina Falconara Alta	Ripristino della corretta funzionalità della strumentazione e pianificazione di un controllo preventivo sulla strumentazione interessata durante le future fermate.	Verbale Arpam n. 55/GM/2005 del 16/06/2005; Verbale Arpam n. 59/FF/2005 del 17/06/2005; Verbale Arpam n. 66/FF/2005 del 07/07/2005; Comunicazione ns prot. 2135/05 del 20/06/2005; lettera Arpam prot. 12025/SIR/2179 del 23/06/2005; lettera Arpam prot. 17737/SAR/2321 del 23/09/05; Comunicazione ns prot. 2462/05 del 20/07/2005; Comunicazione ns prot. 2109/05 del 18/06/2005

EVENTI SEGNALATI MATRICE "RUMORE" - I semestre 2005

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
19/02/2005	n.d.	n.d.	Fenomeno rumoroso	Non quantificabile	Blocco impianto IGCC	secondo i rilievi ARPAM ci sarebbero 2 episodi acustici della durata di 5 minuti con valori compresi tra 75 e 80 dB e probabilmente correlati all'evento	Verifica rispetto delle procedure di messa in sicurezza impianto IGCC; individuate specifiche migliorie impiantistiche e procedurali	Lettera Arpam prot. 6088/DIR/624 del 29/03/2005; risposta nostra lettera prot. 1807/05 del 23/05/2005

EVENTI SEGNALATI MATRICE "ARIA" - II semestre 2005

DATA	INIZIO EVENTO *	FINE EVENTO *	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
08/07/2005	13.00	18.00	fenomeno odorigeno	SO2: 0,77 tons H2S: 0,0 tons	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni SO2 (max oraria 46 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 15 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	verifica assetto emissivo impianti	Comunicazione Arpam prot. 16602/SAR/2156 del 08/09/2005
22/07/2005	12.30	18.00	fenomeno odorigeno	SO2: 1,45 tons H2S: 0,0 tons	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni SO2 (max oraria 132 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 33 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	verifica assetto emissivo impianti	Comunicazioni Arpam prot. 14438/SAR/1893 del 29/07/2005 e 16602/SAR/2156 del 08/09/2005
29/07/2005	11.00	18.00	Picco di SO2 e H2S	SO2: 1,37 tons H2S: 0,0 tons	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni SO2 (max oraria 229 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 56 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica interna su possibili anomalie impiantistiche e su carichi operativi degli impianti correlabili ad elevate emissioni di SO2/H2S (esito negativo); riduzione progressiva dell'olio combustibile utilizzato nei forni	fax api 2548/05 del 29 luglio 2005; comunicazione ARPAM 16602/SAR/2156 del 08 settembre 2005; lettera api 3804/05 del 16 dicembre 2005
01/08/2005	13.00	18.00	Picco di SO2 e H2S	SO2: 0,97 tons H2S: 0,0 tons	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	Aumento concentrazioni SO2 (max oraria 207 µg/Nmc) e H2S (max semioraria 46 µg/Nmc) - Centralina Falconara Acquedotto	Verifica interna su possibili anomalie impiantistiche e su carichi operativi degli impianti correlabili ad elevate emissioni di SO2/H2S (esito negativo); riduzione progressiva dell'olio combustibile utilizzato nei forni	fax api 2559/05 del 1 agosto 2005; comunicazione ARPAM 16602/SAR/2156 del 08 settembre 2005; lettera api 3804/05 del 16 dicembre 2005

* si riferisce sempre all'ora solare

EVENTI SEGNALATI MATRICE "RUMORE" - II semestre 2005

DATA	INIZIO EVENTO	FINE EVENTO	TIPO DI PROBLEMA	QUANTIFICAZIONE	PROBABILI CAUSE	IMPATTO ESTERNO	AZIONI INTRAPRESE IMMEDIATE/PROGRAMMATE	RIFERIMENTO EPISTOLARE
18/06/2005 - 06/07/2004 (*)	24/6/05 22.00	25/6/05 6.00	"Rumori vari percepiti come continui"	non quantificabile	possibili attività (non ulteriormente identificabili) correlate alla manutenzione generale e/o al riavviamento impianti	2 - 3 dB(A) secondo i rilievi ARPAM	monitoraggio acustico durante le fasi di fermata e riavviamento impianti	lettera ARPAM prot. 17878/SRR/R/2652 del 28/09/2005; risposta api prot. 353/06 del 01/02/2006
	25/6/05 22.00	26/6/05 6.00	"Rumori vari percepiti come continui"	non quantificabile	possibili attività (non ulteriormente identificabili) correlate alla manutenzione generale e/o al riavviamento impianti	2 - 3 dB(A) secondo i rilievi ARPAM	monitoraggio acustico durante le fasi di fermata e riavviamento impianti	lettera ARPAM prot. 17878/SRR/R/2652 del 28/09/2005; risposta api prot. 353/06 del 01/02/2006
24/07/2005 - 07/08/2004	3/8/05 22.00	4/8/05 6.00	Episodi rumorosi "quasi continui"	non quantificabile	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	circa 2 dB(A) secondo i rilievi ARPAM	verifica degli assetti operativi	lettera ARPAM prot. 17878/SRR/R/2652 del 28/09/2005; risposta api prot. 353/06 del 01/02/2006
	4/8/05 22.00	5/8/05 6.00	Episodi rumorosi "quasi continui"	non quantificabile	Nessuna anomalia nel funzionamento degli impianti	circa 2 dB(A) secondo i rilievi ARPAM	verifica degli assetti operativi	lettera ARPAM prot. 17878/SRR/R/2652 del 28/09/2005; risposta api prot. 353/06 del 01/02/2006

(*) questi due eventi, pur essendo avvenuti nel mese di giugno, vengono evidenziati nel report del II° semestre in quanto indagati dalla scrivente successivamente all'invio del primo report 2005