

| | | | | |
|--|---|--|--|----------------------|
|  Eni S.p.A. Divisione Refining & Marketing | CLIENTE Eni S.p.A Divisione Refining & Marketing | |  Snamprogetti | |
| | LOCALITA' Sannazzaro de' Burgondi (PV) | | Commessa 317700 | UNITA' 00 |
| | PROGETTO IMPIANTO EST ED UNITA' ASSOCIATE | | SPC. No. | 00-ZA-E-85503 |
| | | | AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE Scheda D / IV - Fg. 1 di 1 | |

SCHEDA D QUATER

INDIVIDUAZIONE DELLA PROPOSTA IMPIANTISTICA ED EFFETTI AMBIENTALI

| | | | | |
|--|--|--|--|----------------------|
|  Eni S.p.A. Divisione Refining & Marketing | CLIENTE Eni S.p.A Divisione Refining & | |  Snamprogetti | |
| | LOCALITA' Sannazzaro de' Burgondi (PV) | | Commessa 317700 | UNITA' 00 |
| | PROGETTO IMPIANTO EST ED UNITA' ASSOCIATE | | SPC. No. | 00-ZA-E-85503 |
| | | | AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE Scheda D.1 / IV - Fg. 1 di 2 | |

SCHEDA D.1 Quater

INFORMAZIONI DI TIPO CLIMATOLOGICO

| D.1 Informazioni di tipo climatologico | |
|---|---|
| Sono stati utilizzati dati meteo climatici? | <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no |
| Sono stati utilizzati modelli di dispersione? | <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no In caso di risposta affermativa indicare il nome: AERMOD |
| Temperature | Disponibilità dati: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: APAT, Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione di dati Climatologici di Interesse Ambientale |
| Precipitazioni | Disponibilità dati: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: APAT, Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione di dati Climatologici di Interesse Ambientale |
| Venti prevalenti | Disponibilità dati: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: APAT, Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione di dati Climatologici di Interesse Ambientale |
| Altri dati climatologici (pressione, umidità, ecc.) | Disponibilità dati: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: APAT, Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione di dati Climatologici di Interesse Ambientale |
| Ripartizione percentuale delle direzioni del vento per classi di velocità | Disponibilità dati: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: APAT, Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione di dati Climatologici di Interesse Ambientale |
| Ripartizione percentuale delle categorie di stabilità per classi di velocità | Disponibilità dati: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: APAT, Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione di dati Climatologici di Interesse Ambientale |
| Altezza dello strato rimescolato nelle diverse situazioni di stabilità atmosferica e velocità del vento | Disponibilità dati: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: APAT, Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione di dati Climatologici di Interesse Ambientale |
| Temperatura media annuale | Disponibilità dati: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: APAT, Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione di dati Climatologici di Interesse Ambientale |
| Altri dati (precisare) | Disponibilità dati <input type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti _____ |

| | | | | |
|--|--|--|--|----------------------|
|  Eni S.p.A. Divisione Refining & Marketing | CLIENTE Eni S.p.A Divisione Refining & | |  Snamprogetti | |
| | LOCALITA' Sannazzaro de' Burgondi (PV) | | Commessa 317700 | UNITA' 00 |
| | PROGETTO IMPIANTO EST ED UNITA' ASSOCIATE | | SPC. No. | 00-ZA-E-85503 |
| | | | AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE Scheda D.2 / IV - Fg. 1 di 2 | |

SCHEDA D.2 Quater

SCELTA DEL METODO

| D.2 Scelta del metodo | |
|--|--|
| <p>Indicare il metodo di individuazione della proposta impiantistica adottato:</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Metodo di ricerca di una soluzione MTD soddisfacente → compilare la sezione D.3</p> <p><input type="checkbox"/> Metodo di individuazione della soluzione MTD applicabile → compilare tutte le sezioni seguenti</p> | |
| LG settoriali applicabili | LG orizzontali applicabili |
| <p>Linee guida per l'identificazione delle migliori tecnologie disponibili - categoria IPPC 1.2 Raffinerie di petrolio (documento disponibile in bozza)</p> | <p>Linee guida Generali, Allegato I al D.M. 31 Maggio 2006, pubblicato su G.U. 13 Giugno 2006, n.135</p> |
| <p>“Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF)” emesso dall'ufficio IPPC della UE sito in Siviglia nel Febbraio 2003</p> | |
| <p>Commenti</p> <p>I riferimenti e le conclusioni riportati nella presenta Scheda D quater fanno riferimento all'esercizio del nuovo impianto EST ed unità associate, lasciando impregiudicate le conclusioni riportate nelle precedenti versioni della stessa scheda e riferentesi alla Raffineria nel suo complesso e alle iniziative successive e oggetto di precedenti integrazioni volontarie.</p> | |

| | | | | |
|--|--|--|----------------------|------------|
|  Eni S.p.A. Divisione Refining & Marketing | CLIENTE Eni S.p.A Divisione Refining & |  Snamprogetti | | |
| | LOCALITA' Sannazzaro de' Burgondi (PV) | Commessa 317700 | UNITA' 00 | |
| | PROGETTO IMPIANTO EST ED UNITA' ASSOCIATE | SPC. No. | 00-ZA-E-85503 | |
| | | AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE Scheda D.3 / IV - Fg. 1 di 12 | | Rev. 00 |

SCHEDA D.3 Quater

METODO DI RICERCA DI UNA SOLUZIONE MTD SODDISFACENTE

D.3 Metodo di ricerca di una soluzione MTD soddisfacente

D.3.1. Confronto fasi rilevanti - LG nazionali

Si veda la nota al Quadro D.3.3.

D.3.2. Verifica di conformità dei criteri di soddisfazione

| Criteri di soddisfazione | Livelli di soddisfazione | Conforme |
|--|---|-----------------|
| Prevenzione dell'inquinamento mediante MTD | Adozione di tecniche indicate nelle linee guida di settore o in altre linee guida o documenti comunque pertinenti | SI |
| | Priorità a tecniche di processo | SI |
| | Sistema di gestione ambientale | SI |
| Assenza di fenomeni di inquinamento significativi | Emissioni aria: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA | SI |
| | Emissioni acqua: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA | N.A. |
| | Rumore: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA | SI |
| Riduzione produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti | Produzione specifica di rifiuti confrontabile con prestazioni indicate nelle LG di settore applicabili | N.A. |
| | Adozione di tecniche indicate nella LG sui rifiuti | SI |
| Utilizzo efficiente dell'energia | Consumo energetico confrontabile con prestazioni indicate nelle LG di settore applicabili | SI |
| | Adozione di tecniche indicate nella LG sull'efficienza energetica (se presente) | N.A. |
| | Adozione di tecniche di <i>energy management</i> | SI |
| Adozione di misure per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze | Livello di rischio accettabile per tutti gli incidenti | SI |
| Condizioni di ripristino del sito al momento di cessazione dell'attività | | SI |

D.3.3. Risultati e commenti

Introduzione

Nel seguito vengono confrontate le tecniche e le prestazioni attese dal progetto “Impianto EST e Unità associate” con le migliori tecniche disponibili (MTD).

Essendo il progetto basato su una tecnologia innovativa e non convenzionale, licenziata Eni, il confronto con le MTD è stato condotto con riferimento a tipici impianti di raffinazione, anche se non tutte le apparecchiature possono rientrare in tale categoria.

Il confronto con le MTD viene effettuato con riferimento alla seguente documentazione di riferimento:

| | |
|--------------|--|
| Rif.1 | “Linee guida per l’identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili, Categoria IPPC 1.2: Raffinerie di petrolio e di gas” emesso in data Ottobre 2005 dal Gruppo Tecnico Ristretto “Raffinerie” |
| Rif.2 | “Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF)” emesso dall’ufficio IPPC della UE sito in Siviglia nel Febbraio 2003 |

Unità 90 – EST

Il nuovo impianto EST sarà alimentato con residuo vacuum per una capacità di progetto pari a 3840 t/d.

Il calore necessario al processo verrà fornito da cinque nuovi forni di processo B-90101, B-90102, B-90103, B-90104, B-90105, e un forno per Hot Oil, alimentati esclusivamente con fuel gas di Raffineria.

Tale assetto è in linea con quanto previsto nel Rif.1 (pag. 138) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di SOx: è considerata MTD di tipo primario l’impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, massimizzando l’utilizzo del gas di Raffineria desolfurato.

Tale assetto è in linea con quanto previsto nel Rif.1 (pag. 138) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di SOx: è considerata MTD di tipo primario l’impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, massimizzando l’utilizzo del gas di Raffineria desolfurato.

Si sottolinea l’impiego di tecniche di tipo primario, cioè misure di prevenzione e controllo preferite alle tecniche di tipo secondario (misure di abbattimento).

Tale assetto è considerata MTD applicabile all’Impianto di Distillazione sotto vuoto Rif.1 (pag. 141) per la riduzione delle emissioni di SOx dai gas.

I forni dell’unità sono inoltre dotati di bruciatori a bassa emissione di ossidi azoto (low-NOx); anche questa installazione è in linea con quanto previsto nel Rif. 1 (pag. 138) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di NOx: è considerata MTD di tipo primario l’impiego di bruciatori di tipo low-NOx.

Le acque acide dai condensatori da vuoto sono inviate alla sezione Sour Water Stripper. Questa, nel Rif. 1 (pag 141) è considerata BAT applicabile alle distillazioni sotto vuoto.

Per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto, in Rif. 2 sono riportati i consumi attesi per le unità tipiche di Raffineria. La tecnologia EST è una nuova tecnologia che si differenzia da quelle attualmente presenti nello scenario internazionale. Tra le tecnologie descritte nel Rif. 2, l'Hydrocracker è preso come impianto che meglio si presta ad un confronto con la Tecnologia EST. Le differenze principali tra EST e Hydrocracker, significative per i consumi energetici, sono:

- le reazioni del processo Hydrocracker sono fortemente esotermiche, quelle del processo EST sono moderatamente esotermiche.
- EST ha tre circuiti di reazione, per cui sono previste tre zone di riscaldamento per i reattori tramite forno, oltre ai forni per il frazionamento, e tre compressori di riciclo; gli impianti Hydrocracker prevedono una o due sezioni di reazione, per cui meno forni e un solo compressore di riciclo.
- la necessità su EST di mantenere caldi i circuiti critici contenenti prodotti ad elevato punto di scorrimento, per cui un uso estensivo della tracciatura con vapore e hot oil;
- la maggiore quantità su EST di spurghi gassosi contenenti idrogeno, che comporta l'installazione di un compressore alternativo in più per il recupero dell'idrogeno dagli offgas rispetto a quanto tipicamente previsto negli impianti Hydrocracker.

Si riportano di seguito i valori per un'unità Hydrocracker, come da **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** seguente.

Tabella 0-A: Da BREF: Consumi Attesi per Impianti Hydrocracker

Consumi Attesi per t di Alimentazione

| | Fuel MJ/t | Electricity KWh/t | Steam Kg/t | Cooling water (Delta T = 17°C) m3/t |
|--------------|--------------|----------------------|---------------|---|
| Hydrocracker | 400÷1200 | 20÷150 | 30÷300 | 10÷300 |

I valori corrispondenti per la nuova unità EST (vedi Tabella 0-B:) sono stati calcolati in base ai seguenti dati di progetto:

- Carica impianto: 3840 t/g;
- Consumo fuel gas: 77 MW(consumo di processo);
- Consumo energia elettrica: 22.1 MW (BHP);
- Consumo vapore: 79 t/h;
- Consumo acqua di raffreddamento: 3990 t/h (delta=10°C).

Si sottolinea che il consumo di Fuel Gas dell'Impianto EST, è inferiore alla produzione di Offgas inviato all'Unità 86. Pertanto il bilancio energetico per il combustibile è positivo per quanto riguarda l'Impianto EST.

Tabella 0-B: Consumi per t di alimentazione

| | |
|--------------------------------|-----------|
| Fuel | 1750 MJ/t |
| Electricity | 140 KWh/t |
| Steam | 493 Kg/t |
| Cooling water (Delta T = 17°C) | 42.4 m3/t |

Dal confronto tra le due tabelle risulta evidente che i consumi del nuovo impianto EST risultano allineati con i valori indicati nel BREF, a meno di :

- un modesto aggravio per il Fuel Gas, imputabile al numero di forni necessari al processo.
- un aggravio per il vapore imputabile all'uso di vapore come fluido motore al posto dell'energia elettrica per alcune macchine di grossa potenza, e alla necessità di usare vapore per mantenere caldi i circuiti più critici.

Unità 94 – SRU/TGTU

La nuova unità SRU/TGTU Unit 94 è una unità di tipo tradizionale, ad aria non arricchita. E' prevista una unità di trattamento dei gas di coda (TGTU) e l'ossidazione dell' H₂S residuo a SO₂ prima dell'immissione in atmosfera.

Le migliori tecniche disponibili sono le seguenti:

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

La nuova unità Claus della Raffineria di Sannazzaro risulta allineata alle MTD in quanto:

- La conversione globale garantita, con il trattamento dei gas di coda con tecnologia HCR, è pari al 99,6%;
- La capacità del nuovo impianto sarà pari a 160 t/giorno di zolfo prodotto, quindi superiore alla produzione massima incrementale prevista dovuta al nuovo Impianto EST (109 t/giorno nel

caso di marcia Ural100%). Si otterrà quindi un incremento della capacità totale di trattamento di gas acidi raffineria, garantendo quindi complessivamente un incremento medio della performance (in termini di recupero dello zolfo e quindi riduzione dell'emissione di SO₂) e dell'affidabilità del processo di desolforazione dei gas e recupero zolfo nel suo insieme;

- o Nella SRU verranno recuperati i gas di testa proveniente dalle nuove unità Sour Water Stripper e Amine Recovery Unit
- o Sono previste due Sezioni Claus operanti in parallelo
- o Il Fattore di utilizzo viene massimizzato, mediante l'utilizzo di macchine spare installate, ridondanza della strumentazione principale di controllo e sicurezza, ed utilizzo di catalizzatori largamente sperimentati ed utilizzati in applicazioni similari
- o Il nuovo impianto sarà dotato di un sistema di monitoraggio del processo per garantire il rapporto ottimale H₂S/SO₂.

Si riportano di seguito i valori per un'unità Claus, come da **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** seguente.

Tabella 0-C: Da BREF: Consumi Attesi per Impianti SRU

Consumi Attesi per t di Alimentazione

| | Fuel MJ/t | Electricity KWh/t | Steam Produced Kg/t | Cooling water (Delta T = 10°C) m3/t |
|-----|--------------|----------------------|---------------------------|---|
| SRU | 1000-1600 | 60÷75 | 1500÷2000 | 0÷20 |

I valori corrispondenti per la nuova Unità (vedi Tabella 8) sono stati calcolati in base ai seguenti dati di progetto:

- o Alimentazione impianto: 10 t/h;
- o Consumo fuel gas: 502kg/h;
- o Consumo energia elettrica: 500 kWh;
- o Produzione vapore: 20.9/0.6//6.1 t/h vapore HP/MP/LP
- o Consumo acqua di raffreddamento: 207 t/h (delta=10°C).

Tabella 0-D: Consumi per t di alimentazione

| | |
|--------------------------------|------------|
| Fuel | 2430 MJ/t |
| Electricity | 49.5 KWh/t |
| Steam Produced | 2760 Kg/t |
| Cooling water (Delta T = 10°C) | 20.7 m3/t |

Dal confronto tra le due tabelle risulta che i consumi del nuovo impianto SRU/TGTU risultano superiori sia in termini di consumo specifico di combustibile sia in termini di recupero energetico come produzione di vapore rispetto ai valori indicati nel BREF.

Dal confronto tra le due tabelle risulta che i consumi del nuovo impianto SRU/TGTU risultano superiori sia in termini di consumo specifico di combustibile sia in termini di recupero energetico come produzione di vapore rispetto ai valori indicati nel BREF.

Questo disallineamento è da ricondursi prevalentemente alla natura della carica, con un alto rapporto (gas da SWS) / (gas da rigenerazione ammina), che si traduce in un alto contenuto di ammoniaca nella carica. Questo fa sì che da un lato si recuperi maggiore energia sotto forma di vapore dalla combustione totale dell'ammoniaca, dall'altro si incrementi il volume totale di inerti (acqua e azoto) circolanti e quindi la spesa di combustibile nella sezione di incenerimento.

Unità 95 – HPU

La nuova unità HPU Unit 95 è una unità di produzione idrogeno tramite reforming di idrocarburi in gas di sintesi.

Come dichiarato dal Licenziate, l'analisi di allineamento alle BAT, o Migliori Tecniche Disponibili, comprende tre aspetti: le emissioni di liquido, di gas e l'efficienza energetica.

Emissioni di liquido

L'unica emissione di liquido in marcia continua proviene dal Boiler Blow Downs Drum F-9505. Lo scarico continuo corrisponde all'1% della Boiler Feed Water alimentata allo Steam Drum F-9504, e rappresenta la normale pratica industriale per mantenere costante la qualità dell'acqua di alimento caldaia circolante nell'impianto.

L'impianto idrogeno è progettato per recuperare tutte le condense prodotte all'interno dell'impianto, tramite il Process Condensate Stripper E-9501.

Emissioni gassose

Le emissioni gassose all'atmosfera provengono da:

- Vapore da Deareatore F-9503: vapor d'acqua con un minimo contenuto di ossigeno proveniente dall'acqua DEMI. L'acqua DEMI viene deareata per evitare corrosione nelle caldaie.
- Vapore da Boiler Blow Down Drum F-9505: la quantità corrisponde a circa l'1% del blow down di caldaia, che rappresenta la normale pratica industriale per mantenere costante la qualità dell'acqua circolante.
- Vapore d'acqua dagli scaricatori di condensa: il quantitativo è normalmente definito durante la fase di ingegneria.
- -Flue Gas dal camino Flue Gas Stack L-9501: la portata di flue gas dallo stack, e di conseguenza le emissioni di CO₂, è minimizzata per quanto possibile. Il Licenziate dichiara di aver progettato il Forno di Reforming con il maggior recupero possibile di calore considerando i limiti progettuali imposti (qualità del Refinery Fuel Gas,

restrizioni sull'export del vapore di alta pressione). L'efficienza globale del forno di reforming è 92%. Per il forno si prevede l'utilizzo di bruciatori tipo "Ultra Low NOx". Il valore atteso di NOx è atteso ben al di sotto del limite di 150mg/Nm3 @ 3%vol O2 come richiesto dalle specifiche di progetto. Il valore finale sarà confermato dal Vendor dei bruciatori. Le emissioni di SOx dipendono dal contenuto di H2S del Gas combustibile di Raffineria.

Efficienza energetica dell'Impianto

L'impianto è progettato con un prereformer, che permette che la temperatura di ingresso del gas di processo possa essere incrementata a 650°C, e si possa operare con un basso rapporto Steam/Carbon (per la Raffineria di Sannazzaro il valore è: S/C=2.1) Questo riduce il consumo di idrocarburi nella carica e di fuel gas.

Il Licenziante dichiara che grazie ad una progettazione proprietaria speciale del sistema d'uscita dei tubi catalitici è possibile operare il reformer tubolare ad alte temperature (ROT). Una più alta ROT riduce i consumi di idrocarburi di carica, ma aumenta l'export di vapore. Per la Raffineria di Sannazzaro la ROT è 895°C.

Il Licenziante dichiara che la propria progettazione mette a disposizione l'impianto idrogeno con la maggior efficienza energetica sul mercato in termini di Energia Netta Consumata (Net Energy Consumption). La NEC è definita come:

Carica più Combustibile meno l'export di vapore di alta pressione.

La NEC per la Raffineria di Sannazzaro è 3.13 Gcal/1000 Nm3 di idrogeno prodotto (o 3.24 Gcal/1000Nm3 di idrogeno prodotto nel caso di marcia LVN).

Dichiarazione di allineamento alle BAT

Il Licenziante dichiara che l'impianto in oggetto è progettato coerentemente alle MTD prendendo in considerazione:

1. la specifica delle cariche di processo e del gas combustibile di raffineria come definito, nelle Basi di Progettazione emesse dal Licenziante.
2. la specifica richiesta dell'idrogeno prodotto, come definito nelle basi di progettazione.
3. la specifica sulle emissioni gassose (NOx e CO), come definite nelle basi di progettazione;
4. valutazioni di costo/opportunità.

Si riportano di seguito i consumi tipici di un impianto di Steam Reforming, come da **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** seguente.

Tabella 0-E: Da BREF: Consumi Attesi per Impianti Steam Reforming

Consumi Attesi per t di H2

| | | | | |
|--|-----------------|-------------------------|-------------------|-----------------------------------|
| | Fuel MJ/t H2 | Electricity KWh/t H2 | Steam Produced | Cooling water (Delta T = 10°C) |
|--|-----------------|-------------------------|-------------------|-----------------------------------|

| | | | | |
|-----------------|-------------|---------|-----------|---------|
| | | | Kg/t H2 | m3/t H2 |
| Steam reforming | 35000-80000 | 200÷800 | 2000÷8000 | 50÷300 |

I valori corrispondenti per la nuova sezione della Raffineria (vedi Tabella 0-F) sono stati calcolati in base ai seguenti dati di progetto:

- Produzione impianto: 100000 Nm3/h;
- Consumo fuel gas: 88650 kg/h (refinery fuel gas + tail gas da PSA);
- Consumo energia elettrica: 3400 kW (BHP);
- Produzione vapore: 74-80 t/h;
- Consumo acqua di raffreddamento: 550 t/h (delta=10°C).

Tabella 0-F: Consumi per t di H2

| | |
|--------------------------------|---------------|
| Fuel | 75900 MJ/t H2 |
| Electricity | 380 KWh/t H2 |
| Steam Produced | 8960 Kg/t H2 |
| Cooling water (Delta T = 10°C) | 62 m3/t H2 |

Dal confronto tra le due tabelle risulta evidente che i consumi del nuovo impianto di produzione idrogeno risultano sostanzialmente allineati con i valori indicati nel BREF.

Unità 93 – ARU (Unità di recupero ammine)

Il nuovo impianto ARU sarà alimentato con Ammina Ricca per una capacità di progetto pari a 227 t/h. Il calore necessario al processo verrà fornito da vapore a bassa pressione proveniente dalla rete di raffineria.

L'ammina utilizzata per il processo è MDEA ed è in linea con quanto previsto nel Rif.1 (pag. 77).

L'utilizzo di ammina rigenerabile ed la rigenerazione della stessa è considerata BREF applicabile all'Impianto di Rigenerazione Ammina Rif.2 (pag. 413). Lo stesso dicasi per la possibilità dell'impianto ARU – Unità 93 di poter essere sottoposto a manutenzione ed alla capacità di sopportare variazioni di carico nelle alimentazioni all'impianto stesso.

Inoltre è stato previsto lo stoccaggio della soluzione amminica decomposta, in modo tale da poter pianificare l'alimentazione all'unità di trattamento acque, utilizzando portate di fluido da trattare molto piccole.

Per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto, in Rif. 2 sono riportati i consumi attesi per le unità tipiche di Raffineria.

Si riportano di seguito i valori per un'unità ARU, come da Tabella 0-G seguente.

Tabella 0-G: Da BREF: Consumi Attesi per Impianti ARU

Consumi Attesi per t di H2S Rimosso

| | Electricity KWh/t | Steam Kg/t | Cooling water (Delta T = 10°C) m3/t |
|--------------------|----------------------|---------------|---|
| Ammine Treating | 70÷80 | 1500÷3000 | 25÷35 |

I valori corrispondenti per la nuova sezione della Raffineria (vedi Tabella 5) sono stati calcolati in base ai seguenti dati di progetto:

- Carica impianto: 227 t/h;
- Consumo energia elettrica: 0.31MW (Brake Horse Power);
- Consumo vapore: 30.5 t/h;
- Consumo acqua di raffreddamento: 27 t/h (delta=10°C).

Tabella 0-H: Consumi per t di H2S Rimosso

| | |
|--------------------------------|----------------|
| Electricity | 48 KWh/t (BHP) |
| Steam | 4620 Kg/t |
| Cooling water (Delta T = 10°C) | 4.1 m3/t |

Dal confronto tra le due tabelle risulta evidente che i consumi del nuovo impianto ARU risultano allineati con i valori indicati nel BREF, a meno di :

- un aggravio di consumo di vapore, imputabile all'alto grado di rigenerazione dell'ammina, che consente una riduzione della quantità di ammina circolante con conseguente riduzione dell'energia elettrica necessaria alla circolazione (come si può notare in Tabella 0-H).

Unità 92 - SWS

Il nuovo impianto SWS sarà alimentato con Acqua Acida per una capacità di progetto pari a 99 t/h, comprensivi di 22t/h di overdesign.

Il calore necessario al processo verrà fornito da vapore a bassa pressione proveniente dalla rete interna.

Il processo utilizzato per lo strippaggio delle acque acide è in linea con quanto previsto nel Rif.1 (pag. 121). In particolare il processo è assimilabile allo strippaggio con due colonne, in quanto la rimozione dell' NH_3 nel fondo colonna è ottenuto innalzando il PH dell'acqua da strappare ed aumentando il numero di piatti della colonna. In tal modo non viene sovraccaricato l'impianto trattamento acque reflue a valle dello stesso.

L'utilizzo di un un recipiente di polmonazione e di equalizzazione della carica alla colonna di strippaggio è considerata BREF applicabile all'Impianto di SWS Rif.2 (pag. 369). Lo stesso dicasi per la possibilità dell'impianto SWS – Unità 92 di poter essere sottoposto a manutenzione ed alla capacità di sopportare variazioni di carico nelle alimentazioni all'impianto stesso.

Inoltre è stato previsto lo stoccaggio della soluzione di acqua strippata fuori specifica, in modo tale da poter pianificare l'alimentazione all'unità di trattamento acque, utilizzando portate di fluido da trattare molto piccole ed equalizzando la carica.

Come consigliato dalle BREF è inoltre utilizzato un separatore iniziale che elimina gli eventuali Idrocarburi nella carica della colonna, e garantisce una alimentazione all'Impianto zolfo priva degli stessi. In tal modo si preserva da possibili off-set il funzionamento dell'impianto zolfo a valle.

Per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto, in Rif. 2 sono riportati i consumi attesi per le unità tipiche di Raffineria.

Si riportano di seguito i valori per un'unità SWS, come da Tabella 4 seguente.

Tabella 4

Da BREF: Consumi Attesi per Impianti SWS

Consumi Attesi per t di H2S Rimosso

| | Electricity KWh/t | Steam Kg/t | Acid and Caustic Consumption |
|-----------------|----------------------|---------------|------------------------------|
| Ammine Treating | 2÷3 | 100÷200 | n.a. |

I valori corrispondenti per la nuova sezione della Raffineria (vedi Tabella 5) sono stati calcolati in base ai seguenti dati di progetto:

- Carica impianto: 99 t/h;
- Consumo energia elettrica: 0.15MW (BHP: Brake Horse Power);
- Consumo vapore: 30.5 t/h;
- Consumo acqua di raffreddamento: 27 t/h (delta=10°C).

Tabella 0-I: Consumi per t di Acqua Trattata

| | |
|-------------|-----------------|
| Electricity | 1.5 KWh/t (BHP) |
| Steam | 277 Kg/t |

Dal confronto tra le due tabelle risulta evidente che i consumi del nuovo impianto SWS risultano allineati con i valori indicati nel BREF, a meno di un lieve aggravio di consumo di vapore, imputabile all'alto grado strippaggio dell'acqua, che consente una riduzione della quantità di H₂S ed NH₃ nell'acqua a trattamento.