



**ISAB ENERGY S.r.l.**  
**Priolo Gargallo (SR)**  
**Rel. T30002/6011**

**DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE**

**ISAB ENERGY**  
**Impianto IGCC**

**ALLEGATO D15\_REV1 - GAP ANALYSIS**

## **INDICE**

1. INDIVIDUAZIONE DELLE BREF..... 1
2. INDIVIDUAZIONE DELLE BAT APPLICABILI, GAP ANALYSIS,  
INTERVENTI DI ADEGUAMENTO E MIGLIORAMENTO PROPOSTI 4

## 1. INDIVIDUAZIONE DELLE BREF

L'impianto integrato di gassificazione a ciclo combinato (complesso IGCC) ubicato a Priolo Gargallo (SR) e di proprietà ISAB Energy s.r.l. assolve le seguenti funzioni principali all'interno delle unità di processo:

- gassificazione dei residui asfaltici di raffineria;
- recupero dello zolfo e del vanadio a valle del processo di gassificazione;
- a partire dal gas di sintesi prodotto, cogenerazione d'energia elettrica mediante ciclo combinato e d'energia termica mediante generazione di vapore per recupero del calore dai gas combustibili.

Inoltre, all'interno del complesso IGCC, sono presenti diverse unità ausiliarie a supporto delle principali unità di processo; tra queste, ad esempio, vi sono l'impianto di raffreddamento di centrale, l'impianto di dissalazione dell'acqua di mare, l'impianto di demineralizzazione, ecc.

Con riferimento alle principali attività di processo e ausiliarie del complesso IGCC, i Reference Document on the Best Available Techniques (BREF) e le Linee Guida (LG) individuati sono:

- *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP)*, Maggio 2005;
- *Linee Guida per le Migliori Tecniche Disponibili per i Grandi Impianti di Combustione (MTD impianti di combustione)*, Agosto 2006;
- *Reference Document on Energy Efficiency Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (REF)*, Febbraio 2003;
- *Linee Guida per l'identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili - Raffinerie di Petrolio e di Gas (MTD raffinerie)*, Ottobre 2005;
- *Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE)*, Maggio 2005.

Nei suddetti documenti di riferimento della Commissione Europea e della Commissione Nazionale sono raccolte le informazioni inerenti le migliori tecniche disponibili (best available techniques, "BAT"; MTD in italiano) rispettivamente per:

- grandi impianti di combustione;
- impianti di raffinazione di gas ed oli combustibili;
- tecniche di efficienza energetica.

In realtà, mentre i primi quattro documenti rappresentano una vera e propria raccolta di tutte le migliori tecniche disponibili rispettivamente per l'installazione d'impianti di combustione con potenza al focolare complessiva eccedente i 50 MW e per impianti di raffinazione di gas e oli combustibili, il quinto, più che un documento sulle tecniche di efficienza energetica, è il rapporto di costituzione di un gruppo tecnico di lavoro che si occuperà di questo tema nelle installazioni industriali.

La BREF LCP include:

- l'industria di generazione di potenza;
- le industrie che usano combustibili convenzionali (quali combustibili liquidi o gassosi, carbone, biomasse, ecc.);
- le industrie dove le unità di combustione non sono coperte da un'altra specifica BREF.

La BREF LCP riguarda inoltre non solo l'unità di combustione in senso stretto ma anche le attività che stanno a monte e a valle di questa e che sono direttamente associate al processo di combustione (pretrattamento del combustibile, emissione di polveri fini, di metalli pesanti, di SO<sub>2</sub>, di NO<sub>x</sub>, di CO, scarichi d'acqua, rifiuti, ecc.).

Discorso analogo alla BREF LCP può essere fatto per le LG MTD impianti di combustione. Si rileva tuttavia che per i grandi impianti di combustione il documento di riferimento europeo sia più esaustivo delle linee guida nazionali.

Per i livelli emissivi associati alle BAT, in questo caso, non prevedendo la BREF LCP e le LG MTD impianti di combustione dei limiti specifici per turbine alimentate da gas combustibili ottenuti dalla gassificazione degli asfalti, si è fatto riferimento ai valori di concentrazione indicati nella BREF REF e nelle LG MTD raffinerie.

La BREF REF e LG MTD raffinerie includono tutte quelle attività e processi tipici delle raffinerie. Le raffinerie sono impianti di dimensioni molto grandi e contengono al loro interno processi tra loro pienamente integrati. Tali processi consumano ingenti quantitativi d'energia e d'acqua. Nei loro processi di stoccaggio e di raffinazione, le raffinerie generano emissioni in atmosfera, nell'acqua e nel suolo. Pertanto la gestione ambientale è uno dei principali fattori associati alle raffinerie.

L'applicazione della BREF REF e le LG MTD raffinerie si rendono necessarie in quanto processi come la gassificazione degli asfalti, i trattamenti ed i lavaggi dei gas di sintesi, la desolforazione, la dissalazione ed altri processi

ausiliari sono tipicamente contenuti e associati alle attività di raffinazione degli oli minerali e del gas.

Pertanto, l'applicazione della BREF REF e delle LG MTD raffinerie non saranno comprensive di tutti i processi di una vera e propria raffineria ma solo delle seguenti attività e dei seguenti processi principali del Complesso IGCC:

- il sistema energetico di raffineria (nel suo complesso, nell'integrazione delle sue unità di processo in termini di riduzione dei fabbisogni energetici complessivi);
- il sistema di gestione integrato del Complesso IGCC;
- il trattamento dei prodotti di raffineria;
- lo stoccaggio e la manipolazione dei materiali di raffineria;
- il trattamento delle emissioni di gas in atmosfera;
- il trattamento degli scarichi idrici;
- la gestione dei rifiuti.

In aggiunta si rileva che, nonostante si faccia riferimento alla BREF REF e alle LG MTD raffinerie, l'attività principale del complesso IGCC in riferimento alla richiesta di autorizzazione integrata ambientale (AIA) è e rimane la produzione di energia elettrica attraverso un processo di combustione. Pertanto le attività di gestione dei rifiuti, di stoccaggio e manipolazione dei materiali di raffineria e di trattamento degli scarichi idrici non hanno la stessa rilevanza che avrebbero nel caso in cui il complesso IGCC fosse una vera e propria raffineria.

## **2. INDIVIDUAZIONE DELLE BAT APPLICABILI, GAP ANALYSIS, INTERVENTI DI ADEGUAMENTO E MIGLIORAMENTO PROPOSTI**

La centrale di cogenerazione a ciclo combinato, alimentata con WET SYNGAS<sup>1</sup>, produce energia elettrica attraverso due turbine a gas e due turbine a vapore e contestualmente fornisce una quota di calore sotto forma di vapore a diverse unità di processo e ausiliarie. Durante la fase d'accensione delle turbine o in situazioni d'emergenza (quando non è tecnicamente possibile produrre syngas con la gassificazione degli asfalti), le due turbine sono alimentate a gasolio.

Per il calcolo delle efficienze d'utilizzazione del combustibile<sup>2</sup> sono stati utilizzati i dati di consumo e produzione del complesso IGCC relativi all'anno di esercizio 2004 come dichiarati dalla proprietà al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (GRTN) e all'U.T.F. ai sensi dell'art. 2, comma 8 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e della Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) n. 42/02 incrociati con i dati di consumo del syngas.

I livelli d'emissione associati alla presenza delle BAT si riferiscono alla BREF REF e alle LG MTD raffinerie e sono stati confrontati con i dati rilevati ai camini nel corso del 2004.

Dall'analisi della BREF LCP e delle LG MTD impianti di combustione relative ai grandi impianti di combustione e dall'analisi della BREF REF e delle LG MTD raffinerie relative a processi di raffinazione di gas ed oli combustibili, nonché in riferimento alla particolare tipologia del complesso IGCC e dei suoi processi principali e ausiliari, sono state individuate le BAT applicabili.

Le BAT applicabili al complesso IGCC si riferiscono in generale:

- all'ottenimento di un'adeguata efficienza energetica di cogenerazione;
- all'ottenimento di un'adeguata efficienza energetica dei processi di raffinazione (sia singolarmente sia nel loro complesso);
- alle migliori tecniche disponibili per gassificare gli asfalti e raffinare i gas di sintesi, per recuperare lo zolfo ed altre eventuali materie prime secondarie;

---

<sup>1</sup> gas di sintesi ottenuto per gassificazione dai residui asfaltici di raffineria e successivamente umidificato. Inoltre, un piccolo flusso di *dry syngas* (syngas non umidificato) alimenta l'unità di postcombustione in entrambi i generatori di vapore a recupero di calore.

<sup>2</sup> L'efficienza d'utilizzazione del combustibile in un determinato periodo di riferimento (un anno) è il rapporto tra la somma dell'energia elettrica e dell'energia termica prodotta e l'energia termica contenuta nel combustibile utilizzato (il calcolo di quest'ultima si ricava a partire dal potere calorifico inferiore).

- al sistema di gestione integrato del Complesso IGCC;
- alle eventuali emissioni fuggitive;
- alle emissioni convogliate in aria dei gas e al loro trattamento;
- agli scarichi di processo e al loro trattamento;
- alla gestione dei rifiuti;
- alla prevenzione della contaminazione dei suoli;
- alla sicurezza.

Dal confronto degli impianti esistenti presenti nel Complesso IGCC con le BAT applicabili individuate o con i livelli d'efficienza energetica e i livelli d'emissione associati a queste in condizioni standard, sono stati individuati i "gap", ovvero gli scostamenti rispetto alle BAT (*GAP ANALYSIS*).

Allo scopo di eliminare o ridurre i GAP individuati, o anche semplicemente per migliorare la situazione esistente, sono stati indicati gli interventi che la società Isab Energy si impegna a realizzare.

Le BAT applicabili individuate per l'intero complesso IGCC, la verifica sulla loro presenza o assenza, la GAP ANALYSIS e gli interventi d'adeguamento normativi e miglioramento che Isab Energy intende realizzare sono sinteticamente contenuti nella seguente tabella:

<b>BREF LCP (Large Combustion Plant) e LG MTD impianti di combustione</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Utilizzare un impianto a ciclo combinato di cogenerazione per la produzione contemporanea di energia elettrica e calore	<p><b>PRESENTE</b></p> <p>La centrale di cogenerazione è costituita da due linee distinte d'impianto a ciclo combinato, ognuna delle quali composta di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- una turbina a gas e da una turbina a vapore per la produzione d'energia elettrica</li> <li>- un generatore di vapore ad alta pressione a recupero del calore dei gas di scarico provenienti dalla turbina a gas, con sezione di postcombustione formata da nove bruciatori (di cui otto in funzione)</li> </ul> <p>I turbogas sono alimentati con syngas, un gas ottenuto per gassificazione dei residui di raffinazione (asfalti). Può essere inoltre utilizzato gasolio per le fasi di <i>start up</i> delle turbine a gas e/o per condizioni critiche dell'impianto (impossibilità momentanea di operare la gassificazione degli asfalti). L'impianto è sottoposto a verifiche continue per definire tempi e modalità per la pulizia delle caldaie a recupero al fine di massimizzare l'efficienza di scambio termico.</p>	



<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISORIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Ricerca la massima efficienza exergetica del processo di combustione	<p>PRESENTE</p> <p>La centrale, attraverso l'utilizzo di due turbine a gas, persegue l'obiettivo primario di produrre la massima energia elettrica possibile nel processo di combustione. L'utilizzo del ciclo combinato, inoltre, denota la ricerca di incrementare l'efficienza exergetica anche a valle del processo di combustione. Le turbine a vapore esistenti, del tipo a condensazione e spillamento controllato del vapore, e l'espansione del vapore ottenuta in due stadi, garantiscono inoltre un ulteriore incremento dell'efficienza di produzione dell'energia elettrica.</p> <p>E' previsto un ciclo di manutenzioni periodiche che garantiscono la piena efficienza del sistema. Il ciclo è suggerito dal fabbricante.</p>	

<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Preriscaldare il combustibile gassoso attraverso il recupero del calore di scarto proveniente dal generatore di vapore o dalle turbine a gas (dai turbogas)	NON APPLICABILE/PRESENTE Il combustibile syngas che alimenta le due turbine a gas non deve essere preriscaldato in quanto si presenta già ad alte temperature. Al contrario, questo deve essere raffreddato in più stadi. Reinterpretando la filosofia della BAT, l'atterramento (in questo caso raffreddamento) del syngas in ingresso alle turbine a gas avviene cedendo il calore in eccesso a diversi fluidi di processo e non dissipando calore o consumando altra energia primaria per raffreddarlo. In altre parole, il calore in eccesso del syngas è ceduto e riutilizzato nei diversi processi energivori (gassificazione, desolforazione, ecc.) ed in tal senso la BAT è verificata.	

<p><b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>Una centrale a ciclo combinato già esistente con o senza unità di postcombustione per la sola generazione di energia elettrica deve presentare un'efficienza elettrica di utilizzazione del combustibile compresa nell'intervallo 50%-54%</p>	<p><b>PRESENTE</b> L'impianto è pensato per massimizzare la produzione di energia elettrica ed in tal senso può essere classificato come impianto "per la sola produzione di energia elettrica". Circa il 51% dell'energia contenuta dal combustibile è convertito in energia elettrica immessa in rete al lordo del consumo degli ausiliari. L'efficienza elettrica del 51% ricade all'interno dell'intervallo 50%-54% associato all'uso delle BAT richiesto per gli impianti di sola produzione di energia elettrica già esistenti. Inoltre l'impianto recupera una considerevole quota di energia sotto forma di vapore utilizzato per esigenze di processo nel sito. Tale caratteristica rende l'impianto anche classificabile come cogenerativo ai sensi della normativa italiana. In virtù della buona tipologia dell'impianto di cogenerazione e della pressoché nulla variabilità giornaliera e stagionale dei carichi elettrici e termici, si è riscontrata nel corso del 2004 un'efficienza d'utilizzazione del combustibile syngas, ricavata dalla somma dell'energia elettrica e termica prodotta, pari a circa il 60%. Si veda inoltre la BAT "Ricerca la massima efficienza exergetica del processo di combustione".</p>	

<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>Quando la pressione della linea di approvvigionamento della rete gas eccede la pressione d'ingresso alla turbina a gas, il gas deve essere decompresso; questa decompressione può avere luogo in una turbina ad espansione per recuperare una parte dell'energia utilizzata per la compressione</p>	<p>PRESENTE Nell'unità 3300 il Syngas viene decompresso in una turbina a gas (l'Expander, EX 101) e passa da 51 bar a 23 bar producendo in condizioni di esercizio normali una potenza elettrica intorno a 8-8,5 MW<sub>e</sub> (contro i 10 MW<sub>e</sub> teorici previsti a progetto), pari a circa l'1,5% della potenza elettrica prodotta dal complesso IGCC. L'expander contribuisce alla produzione di energia elettrica dell'impianto e presenta in media un rendimento isoentropico circa dell'80-85%. L'expander è in marcia dal 2004 e ha prodotto in quell'anno circa 63 GWh. La temperatura del syngas in ingresso alla turbina d'espansione (T<sub>i</sub>) è di 120-130 °C, quella in uscita (T<sub>u</sub>) è pari a 45-55 °C.</p>	

<p><b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>L'aria di combustione che va alle turbine deve essere filtrata e preriscaldata</p>	<p>PRESENTE E' presente una camera filtri in ingresso ad ognuno dei due compressori dell'aria di combustione. L'aria non viene preriscaldata date le caratteristiche climatiche del sito. E' previsto anzi un raffreddamento dell'aria di combustione durante il periodo estivo. Il sistema di raffreddamento dell'aria consiste nell'iniezione di acqua micronizzata che vaporizza a spese del calore sensibile dell'aria in ingresso al compressore al fine di conservare le potenzialità dell'impianto.</p>	
<p>Riscaldamento a recupero dell'acqua di alimento del generatore di vapore</p>	<p>PRESENTE Il condensato freddo che proviene dall'unità 4000 e precisamente dalle turbine a vapore, prima di ritornare ad alimentare i due generatori di vapore viene riscaldato. Si recupera parte del calore all'interno della CCU su alcuni scambiatori opportunamente dedicati.</p>	<p>Era in corso uno studio per valutare l'ipotesi di ulteriore recupero del calore sensibile dei fumi in connessione con i cicli di pulizia/sporcamento delle caldaie a recupero. Tale studio, recentemente completato da parte Ansaldo, ha analizzato/verificato una possibile modifica nelle caldaie che, attraverso la realizzazione di una banco a recupero, consentirebbe un ulteriore riscaldamento dell' <i>hot condensate</i> di ritorno ai degasatori di ciascun modulo. Tale possibile intervento porterebbe a: 1. -ridurre il fabbisogno di vapore a media pressione necessario a garantire una opportuna temperatura di ritorno dell' <i>hot condensate</i>;</p>

		<p>2. ridurre la perdita di calore sensibile attraverso i fumi a seguito del progressivo sporcamiento dei banchi che si verifica in particolare nei periodi precedenti agli interventi di pulizia delle caldaie.</p> <p>Tale soluzione evidenziata dallo studio, non è ancora stata dettagliata da una analisi di fattibilità tecnico-economica per valutarne attentamente l'opportunità di realizzazione.</p>
--	--	--

<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Utilizzare un accumulatore di calore (dell'acqua di condensa)	NON APPLICABILE Non è applicabile perché è necessario inviare l'acqua ai letti misti. E' in ogni modo presente un sistema di recupero condense (unità 4740) che prevede il recupero del calore prima dello stoccaggio finale a bassa temperatura. Attraverso il recupero di questo calore si produce vapore a bassa pressione con il quale si preriscalda l'acqua alimento caldaie.	

<p><b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>Controllo computerizzato avanzato della turbina a gas e del successivo generatore di vapore a recupero</p>	<p>PRESENTE Sono presenti sistemi software per il monitoraggio, la sicurezza, la regolazione ed il controllo avanzato delle due turbine a gas, di quelle a vapore e di tutte le componenti maggiormente significative dell'impianto e dell'intero complesso IGCC. I sistemi adottati sono il DCS CONTRONIC S (supervisione e controllo generale IGCC e caldaie a recupero), DCS INFI90 (turbine a vapore), il TELEPERM e il SIMADIN (turbine a gas). ISAB ENERGY ha realizzato un sistema esperto sull'intero complesso IGCC comprendente anche l'unità 4000. Tale sistema monitora in continuo le condizioni dell'impianto e guida l'operatore alla gestione dello stesso sulla base delle procedure operative previste.</p>	
<p>Usare materiali con caratteristiche superiori per raggiungere alte temperature e pressioni d'esercizio così da incrementare l'efficienza delle turbine a gas</p>	<p>PRESENTE Le camere di combustione d'entrambe le turbine a gas sono provviste di un rivestimento ceramico refrattario. Le palette sono rivestite di <i>coating</i> sottile realizzato con un processo al plasma per ottenere una maggior resistenza all'ossidazione, proteggendo al contempo anche dalle sollecitazioni termiche. Le turbine presentano un'elevata efficienza isoentropica ed i materiali che le costituiscono permettono di raggiungere temperature massime d'esercizio in ingresso pari a 1060 °C e pressioni d'esercizio superiori a 12 barg.</p>	



<p><b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISORIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>Utilizzare come pressioni e temperature di lavoro le più alte pressioni e temperature possibili dei vettori gas e vapore</p>	<p>PRESENTE Attualmente le caratteristiche in esercizio del vapore in ingresso alle due turbine a vapore sono circa uguali a quelle massime di progetto previste per la turbina a vapore: temperatura <math>\cong 515^{\circ}\text{C}</math>, pressione <math>\cong 125</math> barg.</p>	
<p>Minimizzare le perdite di calore per conduzione e irraggiamento attraverso la coibentazione (dei turbogas)</p>	<p>PRESENTE I turbogas sono contenuti in <i>container</i> in lamiera coibentati internamente con pannelli in lana di roccia. Inoltre i turbogas presentano soprattutto in corrispondenza delle casse centrali e di scarico abbondanti rivestimenti isolanti.</p>	
<p>Le massime perdite di pressione possibili dall'uscita a bassa pressione di una turbina a vapore si ottengono attraverso le minime temperature possibili dell'acqua di raffreddamento di impianti a ciclo combinato; meglio utilizzare una sorgente fredda d'acqua proveniente da un fiume o da un lago piuttosto che utilizzare torri evaporative</p>	<p>PRESENTE L'acqua di raffreddamento è acqua di mare in circuito chiuso con torri evaporative. La necessaria costanza della concentrazione salina viene mantenuta sottraendo al ciclo una parte dell'acqua in circolazione che viene sostituita con una portata equivalente di acqua di mare fresca attinta a mezzo di un opportuno sistema di presa a gravità che provvede altresì alla filtrazione. La stessa fonte provvede anche a rimpiazzare le perdite per evaporazione e per ventilazione. L'impianto è progettato per fornire 61800 t/h di acqua di raffreddamento in circuito chiuso, di cui 45320 t/h alle unità CCU e 8026 t/h di acqua mare fresca, di cui 4340 t/h all'impianto di dissalazione.</p>	

<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Minimizzare i consumi interni di energia (quelli dei servizi ausiliari) attraverso l'adozione di misure appropriate (pompe di circolazione e alimentazione dell'acqua correttamente dimensionate e quindi con alti rendimenti, ridurre l'energia utilizzata per la demineralizzazione dell'acqua)	<b>PRESENTE</b> Ogni singola pompa di circolazione di caratteristiche adeguate al circuito è stata scelta in funzione del massimo rendimento energetico ottenibile in corrispondenza del punto di funzionamento	
Minimizzare le perdite di calore dovute al calore sensibile dei gas combusti convogliati a camino	<b>PRESENTE</b> Le perdite di calore dovute ai gas combusti non hanno più margini di minimizzazione per gli impianti esistenti, non potendo scendere al di sotto degli attuali 134 °C per evitare la formazione di condense acide.	

<b>BREF REF (Reference document on BAT for Mineral Oil and Gas Refineries) e LG MTD raffinerie</b>		
<b>1. Progettazione impianti</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Filosofia di progetto dell'impianto di gassificazione. Confronto tra le alternative di processo in sede di progetto.	<p><b>PRESENTE</b></p> <p>È stato eseguito uno studio comparato per verificare tra le seguenti tecniche alternative la più adatta a trattare la carica proveniente dalla raffineria ISAB:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- desolforazione diretta dell'olio combustibile;</li> <li>- desolforazione seguita da conversione spinta dell'olio combustibile;</li> <li>- gassificazione.</li> </ul> <p>A causa delle caratteristiche della carica di impianto (elevato contenuto di zolfo e metalli), della necessità di dover smaltire grandi quantità di catalizzatori esausti utilizzati per la desolforazione della carica e di dover utilizzare un combustibile che avrebbe generato un elevato contenuto di particolato e NO<sub>x</sub>, l'alternativa più idonea è risultata quella della gassificazione e di utilizzare il <i>syngas</i> ottenuto come combustibile per la produzione di energia elettrica.</p>	

<p><b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>Analisi dei riferimenti tecnici adottati per la progettazione degli impianti di produzione (norme tecniche e specifiche di progettazione) in riferimento a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- elevati standard attualmente disponibili;</li> <li>- criteri adottati da aziende leader nel settore;</li> <li>- esperienze storiche;</li> <li>- criteri di ingegneria di progettazione costruiti in numerosi decenni di attività.</li> </ul> <p>L'analisi interessa le norme di progettazione utilizzate per le seguenti apparecchiature di impianto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Apparecchi in pressione</li> <li>- Apparecchi non in pressione</li> <li>- Serbatoi di stoccaggio</li> <li>- Macchine</li> <li>- Piping</li> <li>- Sistema Forza Motrice e strumentazione</li> </ul>	<p>PRESENTE</p> <p>I principali processi tecnologici utilizzati nel complesso IGCC sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- gassificazione (TEXACO)</li> <li>- rimozione/recupero zolfo (LURGI)</li> <li>- incenerimento dei gas di coda (KTI).</li> </ul> <p>Tali processi risultano applicati nella realizzazione di numerosi impianti, rispetto ai quali quello in esame non presenta significativi elementi di novità, sia per quanto riguarda le condizioni operative sia per la capacità produttiva.</p> <p>Norme di progettazione dei sistemi di impianto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- apparecchi in pressione: Norme ISPESL, Norme ASME (per quanto non coperto dalla normativa italiana);</li> <li>- scambiatori di calore: standard TEMA (Standards of the Tubular Exchangers Manufacturers Association ed. 1988 incl. Addenda ed. 1991) - CLASS R, API RP 660, ed. V, 1993 (scambiatori) API RP 661, ed. III, 1992 (ventilatori), ANSI;</li> <li>- tubazioni: norme ANSI, ASME, API RP, ISO 261, EJMA ("Expansion Joint Manufacturers Association" Standards);</li> </ul>	

<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISORIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
	<ul style="list-style-type: none"><li>- serbatoi atmosferici: standard API, ASTM e ANSI;</li><li>- serbatoi in pressione (Unità 4000): costruiti secondo i criteri e le norme ANCC (ISPESL);</li><li>- tubazioni del ciclo termico: norme ANSI B 31.1.;</li><li>- tubazioni del Syngas: norme ANSI B 31.3.</li></ul> <p>Norme di progettazione degli impianti soggetti a corrosione (composti solforati), ad elevata pressione e materiali esposti a gas ricchi di idrogeno (pressione parziale &gt; 6.9 bara):</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Snamprogetti/FWI e dei Licenzianti (TEXACO, LURGI/KTI);</li><li>- API 941;</li><li>- NACE Standard MR 01-75;</li><li>- API Pub. 1963 H.F- Mc Conomy;</li><li>- analisi dati NACE sulla corrosione;</li><li>- sovrappessori di corrosione (pari ad una durata di 15 anni per le parti destinate al contenimento di fluidi in pressione e 5 anni per le parti interne di apparecchiature sostituibili):<ul style="list-style-type: none"><li>- acciaio al carbonio: 1,27 mm</li><li>- acciaio inossidabile: 0 mm</li></ul></li></ul>	

<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
	Le macchine (inclusa la relativa componentistica elettrostrumentale e di sicurezza) sono progettate, fabbricate, installate e manutenzionate in conformità al DPR 24 luglio 1996 n. 459 e marcate CE.	

<b>2. Sistema di gestione ambientale</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>All'interno delle raffinerie italiane è considerata BAT l'adozione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– un sistema di gestione ambientale (SGA) rispondente alle norme ISO 14001, EMAS o Responsible Care[vd. Par. H, pag. 137, LG MTD raffinerie – ottobre 2005];</li> <li>– integrazione del SGA con tutte le tecniche operative e tecnologiche adottate in raffineria;</li> <li>– un documento riassuntivo su base annuale che riassume i risultati della gestione ambientale del complesso IGCC. Il rapporto deve essere accessibile al pubblico;</li> <li>– un piano annuale di miglioramento delle performance ambientali;</li> <li>– obiettivi del piano di gestione ambientale, tra cui ci devono essere il risparmio energetico, la gestione delle emissioni, degli scarichi e dei rifiuti.</li> </ul>	<p><b>PRESENTE</b> Il gestore del complesso IGCC è ISAB Energy Services. La Certificazione ISO 14001 è in capo sia a ISAB Energy sia a ISAB Energy Services. Il SGA è composto da procedure specifiche per la protezione ambientale e la gestione delle tematiche associate all'ambiente (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, produzione, movimentazione e stoccaggio dei rifiuti). All'interno di ciascuna procedura sono esplicitate le varie funzioni interne che sono preposte all'esecuzione ed alla verifica di ciascuna attività.</p>	

<b>3. Efficienza energetica</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Adottare un sistema di gestione energetica come parte di un sistema di gestione ambientale (Environmental Management System, EMS) con lo scopo di migliorare l'efficienza energetica [vd. Par. H, pag. 137, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]; Un buon EMS potrebbe includere: <ul style="list-style-type: none"><li>– <i>report</i> d'efficienza energetica e un piano per incrementarla;</li><li>– un piano di riduzione dei consumi energetici;</li><li>– includere il consumo d'energia negli obiettivi dall'EMS</li></ul>	PRESENTE ISAB Energy Services ha sviluppato un sistema di gestione integrata di SICUREZZA, QUALITA' e AMBIENTE, che prevede tra l'altro report d'efficienza energetica e un piano di riduzione dei consumi d'energia.	



<p><b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISI DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>Migliorare l'efficienza energetica delle unità di processo del complesso IGCC come [vd. Par. H, pag. 137, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– applicazione di efficienti tecniche di produzione dell'energia;</li> <li>– applicazione di campagne di miglioramento della combustione;</li> <li>– associare la produzione ed il consumo d'energia a sistemi di controllo computerizzato;</li> <li>– ottimizzare l'utilizzo del vapore nei processi di strippaggio e l'uso di sistemi per il recupero del vapore (<i>steam traps</i>);</li> <li>– realizzare integrazioni di calore per mezzo di processi/attività individuati da un'analisi di ottimizzazione energetica;</li> <li>– l'utilizzo di boiler o scambiatori a recupero di calore per generare vapore riduce il consumo di combustibili (e quindi di energia primaria);</li> <li>– identificare e usare, se possibile, opportunità di sinergie con le attività industriali dei vicini, o con costruzioni adiacenti o in vicinanza (distretti industriali, teleriscaldamento, produzione di energia elettrica, ecc).</li> </ul>	<p><b>PRESENTE</b></p> <p>Come in parte già indicato nelle BAT della BREF LCP dei grossi impianti di combustione vengono utilizzate le migliori tecniche di produzione dell'energia in quanto il complesso IGCC può essere classificato, in riferimento alle sue specifiche modalità di produzione dell'energia, come:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– un impianto di gassificazione a ciclo combinato (IGCC);</li> <li>– composto da unità a ciclo combinato (CCGT), per la principale produzione di energia elettrica e marginale produzione di vapore, con generatore di vapore a recupero di calore (HSRG) comprensivo di sezione di postcombustione.</li> </ul> <p>Isab Energy identifica sistematicamente le aree che possono essere suscettibili di miglioramento in chiave energetica (rapporto di combustione aria/fuel gas, configurazione dei bruciatori, temperatura al camino dei gas combusti, ecc.) e commissiona studi in <i>outsourcing</i> (ad esempio ad Ansaldo), per verificarne la fattibilità tecnico-economica.</p>	

<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISORIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
	<p>Sono presenti sistemi software per il monitoraggio, la sicurezza, la regolazione ed il controllo avanzato delle due turbine a gas, di quelle a vapore e di tutte le componenti maggiormente significative dell'impianto e dell'intero complesso IGCC. I sistemi adottati sono il DCS CONTRONIC S (supervisione e controllo generale IGCC e caldaie a recupero), DCS INFI90 (turbine a vapore), il TELEPERM e il SIMADIN (turbine a gas). ISAB ENERGY ha realizzato un sistema esperto sull'intero complesso IGCC comprendente anche l'unità 4000. Tale sistema monitora in continuo le condizioni dell'impianto e guida l'operatore alla gestione dello stesso sulla base delle procedure operative previste.</p> <p>Il vapore utilizzato per la generazione di energia elettrica e/o termica o comunque utilizzato per processi di riscaldamento è normalmente recuperato come condensato in condensatori ad alta, media o bassa pressione e da qui inviato in serbatoi di stoccaggio condensa.</p> <p>Generalmente il recupero di calore dei sistemi di processo è ottenuto in modo che una porzione sostanziale del calore richiesto da un determinato processo è frutto dello scambio di calore tra flussi di fluidi che devono essere riscaldati e flussi di fluidi che devono essere raffreddati. L'integrazione dei flussi caldi e freddi minimizza così i carichi di riscaldamento e raffreddamento.</p>	

	<p>Parte dell'energia termica prodotta viene ceduta alla raffineria ERG Raffinerie Mediterranee attraverso <i>vapore a media pressione</i> ed <i>hot oil</i>. Inoltre la carica di asfalto che viene sottoposta a gassificazione è un prodotto del processo di raffinazione proveniente da ERG Raffinerie Mediterranee.</p>	
--	---	--

<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Ridurre le emissioni di CO <sub>2</sub> dell'intero complesso IGCC : - attraverso l'aumento dell'efficienza energetica del complesso; - attraverso l'uso di combustibili gassosi a più alto rapporto possibile idrogeno-carbonio.	<b>PRESENTE</b> L'alta efficienza energetica del complesso riduce al minimo le emissioni di CO <sub>2</sub> del complesso stesso. A tal proposito di vedano le BAT sull'efficienza energetica relative sia alla BREF LCP dei grossi impianti di combustione, sia alla BREF REF della raffinazione di olio minerale e gas.	E' in corso uno studio di fattibilità per la verifica dell'installazione di un impianto di assorbimento e successiva messa a dimora della CO <sub>2</sub> prodotta nel processo di gassificazione (circa 370.000 t/a).

<b>4. Riduzione delle emissioni in atmosfera e trattamento delle emissioni</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>Ridurre le emissioni di NO<sub>x</sub> dell'intero complesso IGCC [vd. Par. H, pag. 138, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– attraverso la riduzione del consumo di combustibile;</li> <li>– attraverso la sostituzione dei bruciatori esistenti con tipologie di bruciatori a bassa produzione di NO<sub>x</sub> durante i principali interventi di ammodernamento dell'impianto.</li> </ul>	<p><b>PRESENTE</b></p> <p>L'alta efficienza energetica del complesso riduce al minimo, a parità di altri fattori, le emissioni di NO<sub>x</sub> del complesso stesso.</p> <p>Il forno di processo per il riscaldamento dell'hot oil è dotato di bruciatori low NO<sub>x</sub>.</p>	

<p><b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISI DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>Per generatori e boiler alimentati da combustibili liquidi le emissioni di NO<sub>x</sub> devono essere ridotte a valori di concentrazione di 55-300 mg/Nm<sup>3</sup> (più bassi i livelli per i boiler con SCR e più alti quelli per piccoli generatori con tecniche di abbattimento base). E' possibile ottenere emissioni inferiori a 100 mg/Nm<sup>3</sup> attraverso l'applicazione di specifiche combinazioni di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- alta efficienza termica supportata da buoni sistemi di controllo e regolazione dell'ossigeno;</li> <li>- tecniche di combustione con bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub>;</li> <li>- ricircolazione in boiler dei gas combusti (FGR, <i>flue gas recirculation</i>);</li> <li>- tecniche di combustione multifase (<i>reburning</i>);</li> <li>- riduttori selettivi catalitici (SCR) e riduttori selettivi non catalitici (SNCR).</li> </ul> <p>Si mette in evidenza che, in accordo a quanto riportato nell'introduzione, nella LG MTD raffinerie sono riportati valori per i forni pari a: 280-450 mg/Nm<sup>3</sup> [vd. Par. H, pag. 150, LG MTD raffinerie - ottobre 2005] cui in realtà bisognerebbe confrontarsi.</p>	<p>PRESENTE</p> <p>Il forno di processo per il riscaldamento dell'hot oil è dotato di bruciatori low NO<sub>x</sub>. Gli NO<sub>x</sub> vengono generati dalla combustione del <i>fuel gas</i> e <i>fuel oil</i> dell'Unità 3010 (forno <i>hot oil</i>). Il forno <i>hot oil</i> è alimentato prevalentemente a <i>fuel oil</i> e precisamente ad olio combustibile a basso tenore di zolfo.</p> <p>Il sistema di abbattimento adottato è un sistema fisso di abbattimento del tipo <i>Selective Catalytic Reduction</i> ("SCR") che utilizza ammoniaca recuperata dal syngas stesso (Unità 4800) come riducente degli ossidi di azoto. La reazione di riduzione è catalizzata da un dispositivo detto "Catalizzatore a griglia" a base di ossidi metallici; la temperatura di esercizio del catalizzatore è di circa 350-400°C.</p> <p>L'utilizzo di combustibili a basso tenore di zolfo nell'Unità 3010 rende il sistema SCR attivo ed efficiente per un periodo di circa 3-4 anni. L'abbattimento degli ossidi di azoto ottenuto con questo sistema è di oltre il 90%.</p> <p>La canna fumaria relativa al forno <i>hot oil</i> ha presentato nel corso dell'intero 2004 valori di concentrazione giornalieri misurati in continuo normalmente inferiori a 300 mg/Nm<sup>3</sup> e valori medi mensili compresi tra circa 250</p>	

	<p>e circa 300 mg/Nm<sup>3</sup>. Anche la media tra le concentrazioni misurate in due campagne discontinue relative ai mesi di ottobre e dicembre 2005 è pari a 286 mg/Nm<sup>3</sup>. In entrambe le campagne di misura la concentrazione di O<sub>2</sub> associata a tali misure è pari al 5,7%.</p>	
--	--	--

<p><b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISI DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>Per le turbine a gas le emissioni di NO<sub>x</sub> devono essere ridotte a valori di concentrazione di 20-75 mg/Nm<sup>3</sup> con un livello associato di ossigeno non superiore al 15% (più bassi i livelli per il gas naturale e più alti quelli per piccole turbine a gas e RFG). E' possibile ottenere emissioni inferiori a 35 mg/Nm<sup>3</sup> attraverso l'applicazione di specifiche combinazioni di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- iniezione di diluenti alla combustione come gas combusto, vapore, acqua, additivi che riducono la temperatura alla fiamma e, conseguentemente, la concentrazione di NO<sub>x</sub> nei gas combusto;</li> <li>- bruciatori a premiscelazione per basse emissioni di NO<sub>x</sub> a secco (<i>dry low NO<sub>x</sub> premix burners, DLN</i>);</li> <li>- alta efficienza termica supportata da buoni sistemi di controllo e regolazione dell'ossigeno;</li> <li>- tecniche di combustione con bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub>;</li> <li>- ricircolazione in boiler dei gas combusto (FGR, <i>flue gas recirculation</i>);</li> <li>- tecniche di combustione multifase (<i>reburning</i>);</li> <li>- riduttori selettivi catalitici (SCR) e riduttori selettivi non catalitici (SNCR).</li> </ul> <p>Si mette in evidenza che, per i livelli di emissione di</p>	<p>PRESENTE Per la riduzione degli NO<sub>x</sub> dei due turbogas sono adottate due tecnologie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. umidificazione del syngas al fine della riduzione del potere calorifico e quindi della temperatura di fiamma in camera di combustione turbogas;</li> <li>2. utilizzo di un riduttore selettivo catalitico (SCR).</li> </ol> <p>Le emissioni giornaliere di NO<sub>x</sub> misurate in continuo e relative alle due CCU sono stabilmente inferiori a 75 mg/Nm<sup>3</sup> nell'arco di tutto il 2004. I valori medi mensili delle concentrazioni di NO<sub>x</sub> nel 2004 sono compresi all'incirca tra i 20 e i 40 mg/Nm<sup>3</sup> sia nella canna fumaria facente capo alla CCU 1, sia in quella facente capo alla CCU 2. A titolo esemplificativo anche la media delle concentrazioni misurate nelle due campagne discontinue relative ai mesi di ottobre e dicembre 2005 sono rispettivamente pari a 38,4 mg/Nm<sup>3</sup> per la CCU 1 (O<sub>2</sub> ≅ 6%) e 33,3 mg/Nm<sup>3</sup> per la CCU 2 (O<sub>2</sub> ≅ 15%).</p>	



<p>NO<sub>x</sub> in accordo a quanto riportato nell'introduzione, nella LG MTD raffinerie sono riportati valori per turbine a gas, associati alla sola presenza di una combinazione appropriata di BAT (bruciatori a basse emissioni di NO<sub>x</sub>, iniezione di diluenti e SCR), pari a: 20 - 75 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> rif 15%, valore più basso solo per alimentazioni a gas neutrale) [vd. Par. H, pag. 157, LG MTD raffinerie – ottobre 2005] cui in realtà bisognerebbe confrontarsi.</p>		
<p><b>BAT APPLICABILI PER UN COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>Si mette in evidenza che, per i livelli di emissione di NO<sub>x</sub> in accordo a quanto riportato nell'introduzione, nella LG MTD raffinerie sono riportati valori per turbine a gas associati alla presenza di SCR pari a 50 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> rif 15%)[vd. Par. H, pag. 156, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]. Si mette in evidenza che, per i livelli di emissione di NO<sub>x</sub> in accordo a quanto riportato nell'introduzione, nella LG MTD raffinerie sono riportati valori per turbine a gas associati alla sola presenza di diluenti 50 - 80 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> rif 15%).[vd. Par. H, pag. 156, LG MTD raffinerie – ottobre 2005].</p>	<p>PRESENTE Si vedano i punti precedenti.</p>	

<p>Si mette in evidenza che, per i livelli di emissione di CO in accordo a quanto riportato nell'introduzione, nella LG MTD raffinerie sono riportati valori per forni e caldaie alimentati a combustibile liquido pari a 20 – 100 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> rif 3%) [vd. Par. H, pag. 150, LG MTD raffinerie – ottobre 2005].</p>	<p>PRESENTE Le concentrazioni di CO prodotte dall'<i>hot oil</i> nel corso del 2004 presentano valori di concentrazione medi mensili che oscillano intorno ad un valore medio di 110 mg/Nm<sup>3</sup>, sostanzialmente in linea, considerando la taglia del forno, ai livelli emissivi associati alla presenza delle BAT.</p>	
<p>Ridurre le emissioni di particolato (particolato proveniente da combustibili liquidi contenenti Ni e V) a 5 – 20 mg/Nm<sup>3</sup> attraverso l'opportuna applicazione di una combinazione di [vd. Par. H, pag. 138 e pag. 168, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– riduzione del consumo di combustibile (aumentando l'efficienza energetica. Si vedano le BAT precedenti);</li> <li>– massimizzazione dell'utilizzo di gas e di combustibili liquidi a basso contenuto di ceneri;</li> <li>– nebulizzazione dei combustibili liquidi;</li> <li>– utilizzazione di precipitatori elettrostatici (ESP) e filtri quando vengono utilizzati combustibili liquidi pesanti in forni e boiler.</li> </ul> <p>Si mette in evidenza che, in accordo a quanto riportato nell'introduzione, nella LG MTD raffinerie sono riportati valori per i forni pari a: 20-250 mg/Nm<sup>3</sup> [vd. Par. H, pag. 150, LG MTD raffinerie – ottobre 2005] cui in realtà bisognerebbe confrontarsi.</p>	<p>PRESENTE I valori medi giornalieri e mensili delle concentrazioni di particolato nella canna fumaria facente capo al forno <i>hot oil</i> alimentato prevalentemente ad olio combustibile a basso tenore di zolfo sono di norma inferiori ai 20 mg/Nm<sup>3</sup> (il valore medio annuo relativo all'intero 2004 è 19,0 mg/Nm<sup>3</sup>). Pertanto non è necessario utilizzare filtri elettrostatici o a maniche. Ad ulteriore conferma anche la media delle concentrazioni misurate nelle due campagne discontinue relative ai mesi di ottobre e dicembre 2005 è pari a 7,5 mg/Nm<sup>3</sup>.</p>	
<p>Ridurre le emissioni di SO<sub>2</sub> attraverso la riduzione del consumo di combustibile ed in riferimento ai processi di combustione (boiler, generatori e turbine a gas) incrementando la proporzione di utilizzo di combustibili "puliti" ( a basso contenuto residuo di solfuri, a gasolio ed infine a gas) [vd. Par. H, pag. 138 e pag. 159, LG MTD raffinerie – ottobre 2005].</p>	<p>PRESENTE Il forno <i>hot oil</i> è alimentato prevalentemente da un olio combustibile a basso contenuto di zolfo (o in alternativa da <i>fuel gas</i>). I gas combusti in uscita dal forno prima di essere convogliati al camino si uniscono ai gas combusti in uscita dal postcombustore dei gas di coda trattati. La media delle medie mensili delle concentrazioni di SO<sub>2</sub> al</p>	

	<p>camino <i>hot oil</i> è di 1205 mg/Nm<sup>3</sup>, valore inferiore a 1700 mg/Nm<sup>3</sup> attesi per forni e caldaie alimentate in maniera preponderante ad olio combustibile a basso tenore di zolfo (percentuale in peso di S inferiore all'1%).</p> <p>L'<i>off gas e sour gas</i>, prima di essere inviato al postcombustore, è stato desolforato mediante processo Claus e successiva rimozione della SO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S con formazione di zolfo liquido, diventando gas di coda. Dal gas di coda così formatosi è stato ulteriormente rimosso H<sub>2</sub>S con una soluzione acquosa contenente metildietanolamina (MDEA).</p> <p>Il syngas che alimenta le turbine a gas è stato a monte di queste desolforato. Si veda la prossima sezione delle BAT della BREF REF relativa alla riduzione delle emissioni in atmosfera e al trattamento delle emissioni.</p> <p>Nelle normali condizioni d'esercizio del complesso IGCC il valore medio di emissione di SO<sub>x</sub> espresso come SO<sub>2</sub> alla canna fumaria facente capo ai fumi combusti provenienti dal forno <i>hot oil</i> e a quelli provenienti dalla combustione dei gas di coda è circa pari a 1000 mg/Nm<sup>3</sup> (972 mg/Nm<sup>3</sup> nell'ottobre 2005; 1028 mg/Nm<sup>3</sup> nel dicembre 2005).</p> <p>Le emissioni di SO<sub>x</sub> espresse come SO<sub>2</sub> ai camini delle CCU presentano valori medi mensili nel 2004 molto bassi, compresi tra 3,3 e 11,4 mg/Nm<sup>3</sup> e quasi sempre inferiori a 10 mg/Nm<sup>3</sup>.</p>	
--	---	--

<b>4. Riduzione delle emissioni in atmosfera e trattamento delle emissioni</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISORIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>La riduzione delle emissioni di composti solforati (SO<sub>x</sub> e H<sub>2</sub>S) in atmosfera può avvenire attraverso [vd. Par. H, pag. 138, 143 e 165, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– una quantificazione delle varie sorgenti di SO<sub>x</sub> e H<sub>2</sub>S presenti al fine di identificare quelle principali; eseguire il bilancio di massa dello zolfo;</li> <li>– riduzione dei consumi di combustibile;</li> <li>– utilizzare combustibili a basso tenore di zolfo;</li> <li>– l'utilizzo di unità di recupero in massa dello zolfo (SRU) dai gas di coda (ad esempio attraverso il processo <i>Claus</i>) con efficienze di rimozione tra 90 (nel caso di 1 reattore) e 98% (3 reattori);</li> <li>– rimuovere l'H<sub>2</sub>S presente nel gas a seguito del processo <i>Claus</i> attraverso scrubbing (assorbimento dei composti solforati con una soluzione amminica);</li> <li>– incenerire i gas di coda residui;</li> <li>– inviare ad impianto di trattamento acque la <i>sour water</i> condensata dal <i>sour gas</i>.</li> </ul> <p>L'abbattimento dei vari step di SRU varia tra 99.5 e 99.9, a seconda del tipo di gas da trattare.</p>	<p><b>PRESENTE</b></p> <p>Le principali sorgenti di SO<sub>x</sub> e H<sub>2</sub>S in atmosfera sono costituite da:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>syngas</i> ottenuto a seguito della gassificazione della carica (asfalto e residui di raffineria ad elevato contenuto di zolfo);</li> <li>– forno dell'Unità 3010 che utilizza come combustibile principalmente olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ).</li> </ul> <p>Il complesso IGCC è dotato di 4 unità apposite per rimuovere dalla totalità del <i>syngas</i> prodotto i gas acidi (3500), il solfuro di carbonile (3300), e recuperare lo zolfo dal gas di coda (<i>tail gas</i>) (3700) e trattare il <i>tail gas</i> risultante (3800). I processi sono, nell'ordine:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– rimozione dell'H<sub>2</sub>S con una soluzione acquosa al 50% in peso di metildietanolammina (MDEA);</li> <li>– idrolisi dei composti solforati e rimozione dell'H<sub>2</sub>S dalla corrente di <i>syngas</i>;</li> <li>– combustione del gas di coda in forno per convertire l'H<sub>2</sub>S in SO<sub>2</sub>;</li> </ul>	

<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISI DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- conversione dei composti solforati in zolfo all'interno di un reattore che utilizza il processo <i>Claus</i>;</li> <li>- conversione dei composti solforati presenti nel <i>tail gas</i> in H<sub>2</sub>S attraverso idrogenazione;</li> <li>- rimozione dell'H<sub>2</sub>S con una soluzione acquosa al 50% in peso di MDEA;</li> <li>- incenerimento del gas trattato.</li> </ul> <p>Lo zolfo recuperato a seguito del processo <i>Claus</i> viene venduto come prodotto.</p> <p>La condensa acida a seguito dell'idrolisi del gas è inviata in un'apposita unità di trattamento (4810).</p> <p>Considerando la composizione del syngas in ingresso all'unità 3300 (8920 kg/h di H<sub>2</sub>S e 801 kg/h di COS) e quella dei gas in uscita a seguito di incenerimento dell'Unità 3700 (5,6 kg/h di SO<sub>2</sub> e 0,4 kg/h di SO<sub>2</sub>), l'abbattimento complessivo dei composti solforati è superiore al 99,9%.</p> <p>Considerando il solo processo <i>Claus</i>, la resa di conversione di H<sub>2</sub>S in zolfo è pari a 91%.</p>	

<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISTO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>La riduzione delle emissioni di NOx in atmosfera può avvenire attraverso [vd. Par. H, pag. 138, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– una quantificazione delle varie sorgenti di NOx presenti al fine di identificare quelle principali;</li> <li>– riduzione dei consumi di combustibile;</li> <li>– utilizzare bruciatori a bassa emissione di NOx;</li> <li>– migliorare l’efficienza termica delle unità di combustione;</li> <li>– utilizzo di ossidanti (ozono) in grado di trasformare NOx in N<sub>2</sub>O<sub>5</sub> (solubile in acqua), con rese di rimozione di NOx fino a 90-95%;</li> <li>– utilizzo di riduttori selettivi catalitici (SCR) con rese di rimozione di NOx fino a 80-95%;</li> <li>– utilizzo di riduttori selettivi non catalitici (SNCR) con rese di rimozione di NOx fino a 40-70%.</li> </ul>	<p>PRESENTE</p> <p>Gli NOx sono generati da:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– combustione del syngas all’interno dell’Unità 4000;</li> <li>– combustione del <i>fuel gas</i> e <i>fuel oil</i> dell’Unità 3010.</li> </ul> <p>Il sistema di abbattimento adottato è un sistema fisso di abbattimento del tipo <i>Selective Catalytic Reduction</i> (“SCR”) che utilizza ammoniaca recuperata dal syngas stesso (Unità 4800) come riducente degli ossidi di azoto. La reazione di riduzione è catalizzata da un dispositivo detto “Catalizzatore a griglia” a base di ossidi metallici; la temperatura di esercizio del catalizzatore è di circa 350-400°C.</p> <p>L’utilizzo di combustibili a basso tenore di zolfo nell’Unità 3010 e le basse concentrazioni di SOx negli effluenti gassosi delle turbine a gas rende il sistema SCR attivo ed efficiente per un periodo di circa 3-4 anni. L’abbattimento degli ossidi di azoto ottenuto con questo sistema è di oltre il 90%.</p>	

<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISORIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>Riduzione dei metalli attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- utilizzo delle tecniche per la riduzione del particolato;</li> <li>- monitoraggio dei metalli contenuti nei combustibili liquidi;</li> <li>- utilizzo dei combustibili liquidi, ove tecnicamente ed economicamente possibile, a basso contenuto di metalli;</li> </ul> <p>[vd. Par. H, pag. 138, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]</p>	<p>PRESENTE</p> <p>Si veda il punto successivo e gli altri punti relativi alla riduzione di particolato.</p>	
<p>La riduzione delle emissioni di particolato fino a 5-20 mg/Nm<sup>3</sup> può avvenire attraverso [vd. Par. H, pag. 138, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- una quantificazione delle varie sorgenti di particolato presenti al fine di identificare quelle principali;</li> <li>- minimizzare le emissioni di particolato derivanti dalle operazioni di carico/scarico dei catalizzatori e dal trasporto dei residui solidi;</li> <li>- riduzione dei consumi di combustibile;</li> <li>- privilegiare combustibili gassosi;</li> <li>- introdurre vapore atomizzazione dei combustibili liquidi;</li> <li>- inserire appositi filtri, nel caso di utilizzo di combustibili liquidi densi.</li> </ul>	<p>PRESENTE</p> <p>Le principali sorgenti di emissione di polveri sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Unità 4000, camini delle due turbogas (CCU1 e CCU2);</li> <li>- Unità 3010, camino del forno hot oil.</li> </ul> <p>L'emissione complessiva autorizzata di PM da queste 3 sorgenti è pari a circa 10 mg/Nm<sup>3</sup>, mentre il dato medio annuale è inferiore a 5 mg/Nm<sup>3</sup>.</p> <p>I catalizzatori presenti in impianto sono utilizzati fino a fine vita, dopodiché sono smaltiti.</p> <p>Attualmente circa il 20% del combustibile utilizzato è costituito da gas naturale, l'80% da combustibile liquido (<i>fuel oil</i>) a basso tenore di zolfo approvvigionato dalla vicina raffineria.</p> <p>All'interno del forno dell'Unità 3010 viene iniettato vapore a 5 barg di atomizzazione del <i>fuel oil</i>.</p>	

<b>5. Gestione delle emissioni fuggitive</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>Il maggiore contributo alle emissioni fuggitive è dovuto ai composti organici volatili (VOC). Una loro riduzione può avvenire attraverso [vd. Par. H, pag. 140-141 e pag. 170, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– un programma di individuazione e riparazione delle perdite (LDAR) secondo protocollo USAEPA 453/95;</li> <li>– Una valutazione periodica delle emissioni di idrocarburi totali;</li> <li>– Utilizzare valvole, flange e pompe a maggiore tenuta (in particolare per i prodotti liquidi con elevata tensione di vapore);</li> </ul>	<p>PRESENTE</p> <p>ISAB Energy Services attua un programma di individuazione e riparazione delle perdite (LDAR)<sup>3</sup>, attraverso campagne di misura diretta delle emissioni fuggitive di VOC da flange, valvole, pompe delle unità di impianto (unità 3010, 5300, 3100/3200, 3300 e 4000). Sulla base dell'esito delle campagne di misura, vengono individuati i punti di emissione superiori alla soglia fissata dal SGA e vengono avviate specifiche attività ispettive.</p>	

<sup>3</sup> Tra ottobre 2004 e novembre 2005 ISAB Energy ha effettuato la campagna di monitoraggio delle componenti di processo per la stima delle emissioni fuggitive di VOC. Nell'ambito di tale monitoraggio sono state censite 5133 sorgenti. La stima emissiva di VOC è stata ottenuta attraverso l'implementazione del protocollo EPA 453/95, utilizzando il modello delle "equazioni di correlazione" Refinery, introducendo il set di "costanti delle equazioni di correlazione", dipendenti dal *component type* e dallo *stream phase*. Dalle campagne di monitoraggio effettuate è emerso che solo 13 sorgenti, pari allo 0,25% del totale sono state rilevate oltre soglia 10.000 ppmv e nel complesso lo 0,79% è stato rilevato oltre soglia 1.000 ppmv. I risultati del monitoraggio sono considerati soddisfacenti, poichè poichè rispetto alle soglie emissive (10.000, 5.000 e 1.000 ppmv) la percentuale delle sorgenti con valori oltre la soglia è circa l'1%. Tale parametro (% sorgenti fuori soglia) è considerato dalla procedura EPA 453, quale valore di riferimento per stabilire se i risultati del monitoraggio sono soddisfacenti. Sulla base dei suddetti risultati, la società ISAB Enrgy ha deciso di ripetere il monitoraggio delle emissioni fuggitive con cadenza triennale a valle del quale implementare e rendere operativa la procedura LDAR.



<ul style="list-style-type: none"><li>- Convogliare le principali sorgenti in torcia;</li><li>- Ottimizzare il funzionamento della torcia;</li><li>- Migliorare le condizioni delle aree di stoccaggio (serbatoi).</li></ul>		
--	--	--

<b>6. Gestione della risorsa acqua</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISI DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>Per una migliore gestione della risorsa acqua è considerata BAT [vd. Par. H, pag. 139, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– inserire come obiettivo del SGA una politica di risparmio dell’acqua;</li> <li>– la riduzione del volume di acqua fresca<sup>4</sup> utilizzato (fino a 0,01-0,62 m<sup>3</sup> di acqua consumata per t di prodotto finito) attraverso riutilizzo in impianto delle acque chiare;</li> <li>– il riutilizzo in impianto delle acque chiare;</li> <li>– un piano di controllo delle perdite di acqua;</li> </ul>	<p><b>PRESENTE</b> È presente nel SGA una politica di risparmio dell’acqua. Il consumo di acqua del Complesso IGCC è pari a circa:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 7800 t/h di acqua mare;</li> <li>– 12 t/h di acqua potabile.</li> </ul> <p>L’acqua mare viene in parte utilizzata tal quale (raffreddamento), 300 t/h vengono sottoposti a dissalazione ed una parte di essi sottoposti a demineralizzazione ed utilizzati come acqua di processo. L’impianto di gassificazione tratta circa 145 t/h di asfalto. Pertanto il consumo di acqua fresca per tonnellata di asfalto trattata è di circa 0,08 m<sup>3</sup>/t (12 m<sup>3</sup>/h : 145 t/h). L’acqua di raffreddamento è utilizzata all’interno di un ciclo chiuso, eccetto la porzione persa per evaporazione nelle torri di raffreddamento e la quota (circa 1/10 del totale) che viene scaricata per mantenere costante la concentrazione salina. L’acqua potabile è utilizzata per la mensa, servizi e usi di emergenza.</p>	<p>A seguito di uno studio per verificare la possibilità di recuperare acque chiare con la finalità di ridurre i consumi di acqua dissalata, con conseguente riduzione di una quota parte delle 7800 t/h di acqua mare, si è resa operativa (da Novembre 2007) una modifica che consente di recuperare gli spurghi di caldaia dalla rete recupero condense (circa 20-30 t/h).</p> <p>E’ in fase di realizzazione ed ingegneria un’ulteriore modifica che consentirà di recuperare, per utilizzo di acqua servizi, l’acqua che dalla vasca S108 dell’Unità 5000 viene attualmente inviata al Canale Alpina (scarico a mare) con recupero di circa 10 t/h.</p>

<sup>4</sup> Per definizione, con il termine “acqua dolce” la BREF di riferimento comprende le acque attinte da fiumi, pozzi, acquedotti ed esclude l’acqua di mare.

<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
	<p>Il riutilizzo dell'acqua in impianto avviene in più punti. In particolare vengono recuperate le seguenti acque:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- le condense di processo, recuperate nell'Unità 4740, disoleate e inviate a demineralizzazione/acqua servizi;</li><li>- <i>sour water</i> da unità di recupero zolfo, recuperata in gassificazione;</li><li>- una quota delle acque pretrattate dell'Unità 4800 viene utilizzata nell'ambito dell'Unità 3400.</li></ul> <p>È in funzione un impianto di dissalazione ad effetto multiplo di una quota dell'acqua prelevata a mare. Circa 1/3 dell'acqua di mare trattata è dissalata ed utilizzata come acqua demi/acqua di raffreddamento macchinari.</p>	

7. Acque di scarico		
BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISTO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE	VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO
<p>Per una migliore gestione degli scarichi idrici è considerata BAT [vd. Par. H, pag. 139, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– la riduzione del volume di acqua scaricato (fino a 0,09-0,53 m<sup>3</sup> di acqua scaricata per t di prodotto finito);</li> <li>– la riduzione della presenza di contaminanti nell'acqua attraverso la separazione in più flussi delle acque di scarico, in base al loro livello di contaminazione;</li> <li>– l'adozione di impianti di trattamento comprendenti nell'ordine separazione per gravità, trattamento chimico-fisico e biologico.</li> </ul> <p>Una gestione delle acque di scarico in conformità alle BAT porta ad avere i seguenti carichi di contaminanti negli scarichi di processo (espressi in mg/l):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– idrocarburi totali: 0,05-1,5 mg/l;</li> <li>– BOD<sub>5</sub>: 2-20 mg/l;</li> <li>– COD: 30-125 mg/l;</li> </ul>	<p>PRESENTE</p> <p>Le acque di processo del Complesso IGCC sono pretrattate all'interno del complesso stesso prima di essere convogliate ad un impianto di trattamento esterno (IAS). I trattamenti prevedono nell'ordine:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Unità 3200: recupero dalla <i>soot water</i> della frazione idrocarburica attraverso estrazione con nafta. Il reffluo risultante è la <i>grey water</i>;</li> <li>– Unità 3400: recupero dei metalli dalla <i>grey water</i> attraverso flocculazione, precipitazione e filtrazione del <i>Vanadium concentrate</i> precipitato;</li> <li>– Unità 4800: precipitazione dei metalli residui dall'acqua pretrattata nella 3400, seguita da filtrazione e strippaggio dell'ammoniaca;</li> <li>– Unità 4810: strippaggio di H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> e CO<sub>2</sub> dalle acque acide (<i>sour water</i>) e delle condense di processo;</li> <li>– disoleazione delle acque oleose (<i>sour water</i> e acque lavaggio dei dissalatori) all'interno di un separatore API da cui viene recuperato <i>slop oil</i>.</li> </ul> <p>Il <i>Vanadium concentrate</i> è recuperato come prodotto e venduto.</p>	

<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISTO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>- NH<sub>3</sub>: 0,25-10 mg/l;</li><li>- N totale: 1,5-25 mg/l;</li><li>- solidi sospesi: 2-50 mg/l;</li><li>- metalli totali: &lt;0,1-4 mg/l.</li></ul>	<p>In base alla quantità annua di carica processata all'interno del complesso IGCC (dati 2004) ed alle quantità di contaminanti presenti negli scarichi idrici convogliati ad IAS (dati INES 2005) è possibile verificare il carico di inquinanti (espressi in mg/l):</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- idrocarburi totali: 0,5 mg/l;</li><li>- COD: 67,5 mg/l;</li><li>- NH<sub>3</sub>: 0,4 mg/l;</li><li>- N totale: 6,5 mg/l;</li><li>- metalli totali: 0,69 mg/l.</li></ul> <p>Il sistema di raccolta delle acque chiare è provvisto di un bacino S108 in cui è presente una "trappola olio" per la raccolta della frazione organica accidentalmente presente che viene poi recuperata come <i>slop oil</i>.</p>	

<b>8. Gestione dei rifiuti</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>Per una migliore gestione dei rifiuti è considerata BAT [vd. Par. H, pag. 139-140, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– un SGA che preveda la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero riciclaggio dei rifiuti;</li> <li>– buone procedure operative e di manutenzione impianto;</li> <li>– applicare in anticipo le BAT presenti nel BREF di prossima pubblicazione sui rifiuti (caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, separazione dei rifiuti in base alla loro tipologia, sistema interno di rintracciabilità del rifiuto).</li> </ul> <p>In caso di presenza di un impianto di trattamento reflui è definita BAT l'ottimizzazione dello stesso anche attraverso una diminuzione del volume di fanghi prodotti.</p>	<p><b>PRESENTE</b></p> <p>È presente nel SGA una politica di riduzione dei rifiuti. La gestione, la caratterizzazione e la movimentazione dei rifiuti in sito è regolata rispettivamente da 3 apposite procedure (IE-PA-000-03-P, IE-PA-000-10-T e IE-PA-000-11-T).</p> <p>All'interno del Complesso IGCC sono presenti due aree per il deposito temporaneo in cui vengono stoccati rifiuti pericolosi e non. Entrambe le aree sono recintate, pavimentate e dotate di un sistema di raccolta delle acque piovane. L'ottimizzazione del prelievo, cernita e raggruppamento dei rifiuti, è garantita dalle tre citate procedure. L'unità 3400 di recupero dei metalli pesanti, così come riportato nell'Allegato B.18, rappresenta un'importante azione che permette di ottenere un sottoprodotto con un elevato valore commerciale e di ridurre il volume dello stesso (<i>dewatering</i> mediante filtri a pressa), così da destinarlo al mercato del vanadio.</p>	

Una corretta gestione dei catalizzatori solidi esausti ai sensi del BREF di riferimento prevede l'invio dei catalizzatori esausti ad impianti di recupero dei metalli [vd. Par. H, pag. 139-140, LG MTD raffinerie – ottobre 2005].

Il catalizzatore SCR esausto viene smaltito e sostituito ogni 3-4 anni.  
Quando è possibile tecnicamente il catalizzatore viene inviato a recupero piuttosto che smaltito, così come evidenziato dai dati a consuntivo dei rifiuti schede B.

<b>9. Prevenzione della contaminazione dei suoli</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISTO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>Per prevenire la contaminazione dei suoli dovuta a rilasci di prodotti dagli impianti è considerata BAT [vd. Par. H, pag. 139, 140 e 147, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. un piano di controllo/riparazione delle perdite dai serbatoi;</li> <li>2. individuare i punti critici (a maggiore rischio di rilascio);</li> <li>3. ridurre al minimo la presenza di serbatoi e tubazioni interratae.</li> </ol>	<p><b>PRESENTE</b></p> <p>Intorno alle zone pavimentate sotto tutti i forni ed intorno agli equipaggiamenti dove è ipotizzabile il rilascio di sostanze chimiche o asfalto/oli pesanti sono presenti muretti di contenimento in cemento (bacini di contenimento).</p> <p>Tutti i serbatoi e le linee di trasporto sono ubicate fuori terra, a meno del serbatoio dell'hot oil.</p> <p>La rete di fogna oleosa è interrata.</p> <p>Tutte le aree di processo sono pavimentate con guaina isolante.</p> <p>È presente inoltre un piano programmato di controllo/riparazione dello stato di salute della metallurgia dei serbatoi fuori terra, inserito all'interno del Piano di controllo di tutte le apparecchiature presenti nel Complesso.</p> <p>Il complesso è dotato di sistemi di campionamento a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare.</p> <p>La riduzione dell'invio di olio nella rete fognaria (Unità</p>	



	<p>5000) è garantita da separatori a due canali di tipo API e da setti aggiuntivi che, all'occorrenza, favoriscono un'ulteriore separazione dell'olio dall'acqua.</p> <p>Sono previste procedure e tecniche interne per identificare e controllare la presenza anomala di olio nei sistemi di trattamento delle acque reflue, anche mediante la messa in atto di campionamenti dei reflui.</p> <p>Tutte le aree industrializzate risultano pavimentate ed i serbatoi sono provvisti da bacini di contenimento.</p> <p>Vi è segregazione tra le acque-effluenti di processi (OSW, fognatura acque oleose) e le acque piovane (CSW, fognatura acque chiare).</p> <p>Esistono procedure per le ispezioni meccaniche, il monitoraggio delle corrosioni, la riparazione e sostituzione di linee deteriorate e di fondi di serbatoi Esistono sistemi di protezione catodica (per il serbatoio <i>hot oil</i>).</p> <p>Vengono condotte ispezioni routinarie sulle linee e sui pozzetti della rete fogna oleosa presenti in ISAB Energy. E' stata conclusa nel 2006, ad esempio, l'ispezione di n. 374 pozzetti presenti in tutte le aree di impianto di ISAB Energy, con ripristino mediante introduzione di giunto di dilatazione, di n. 133 di questi pozzetti.</p> <p>L'intervallo tra le ispezioni, per i pozzetti nei quali è stato introdotto il giunto di dilatazione, è fissato provvisoriamente in 18 mesi. L'ispezione è ripetuta con cadenza annuale per i pozzetti integri e/o interessati solo da ripristino cementizio. L'intervallo di ispezione è annuale anche per i pozzetti con caratteristiche peculiari (ad esempio con giunti a doppio soffierto).</p> <p>Il metodo d'ispezione che viene attualmente utilizzato, a</p>	
--	---	--

	<p>differenza del precedente (svuotamento totale e la bonifica del pozzetto), prevede l'utilizzo di una telecamera robotizzata a tenuta stagna, che consente di effettuare i controlli sui tratti di rete fognaria senza dover svuotare i pozzetti.</p> <p>Al fine di garantire un corretto ed attento monitoraggio della rete fognaria di ISAB Energy, si è ritenuto opportuno estendere i controlli anche a parte del sistema di raccolta delle acque bianche.</p> <p>L'ubicazione e le capacità dei bacini di contenimento sono riportate nell'analisi di rischio ambientale riportata in allegato alla relazione di integrazione.</p> <p>Stralcio della procedura IE-PA-000-07-P è riportata in allegato alla relazione di integrazione.</p> <p>Sono stati realizzati diversi studi e indagini ambientali sul sito già a partire dal 1994.</p> <p>I più importanti sono:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Rel. Golder T60099/7224 – aprile 2007 “Risultati delle indagini di caratterizzazione integrativa a maglia 50 m x50 m”;</li><li>• Rel. Golder 07508470069/7349 – aprile 2007 “Analisi di Rischio ai sensi del D.Lgs. 152/06”;</li><li>• Rel. Golder 07508470069/7371 – maggio 2007 “Progetto di Messa in Sicurezza Operativa delle acque di falda”.</li></ul> <p>Per quanto riguarda tali documenti ed i risultati ottenuti, si rimanda a quanto riportato in merito nella relazione di integrazione in risposta ai punti “Ulteriori carenze rilevate”.</p>	
--	---	--

<b>10. Sicurezza</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Identificazione delle aree di impianto in cui maggiore è la probabilità che un determinato evento si verifichi e analisi di rischio per valutare le conseguenze di tali incidenti.	<p>PRESENTE</p> <p>Il Complesso IGCC, ai sensi degli art. 6 e 8 del D. Lgs. 334/99, rientra in regime di Notifica (Classe A1) ed è quindi stato predisposto il relativo Rapporto di sicurezza. L'analisi di rischio condotta ha definito:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– gli scenari incidentali che possono essere conseguenti al verificarsi di ciascun evento ipotizzato;</li><li>– la loro probabilità che si verifichino;</li><li>– una stima delle conseguenze associate a ciascuno scenario, mediante l'applicazione di modelli fisico-matematici.</li></ul> <p>Inoltre ISAB Energy Services ha aderito alla certificazione di sicurezza della norma OHSAS 18001 – 1999.</p>	

<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISIO DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>Misure predisposte per la prevenzione di incidenti rilevanti al fine di ridurre le conseguenze per l'ambiente.</p>	<p><b>PRESENTE</b>                      I sistemi di blocco adottati garantiscono la messa automatica in sicurezza dell'impianto qualora le variabili operative raggiungano valori critici e/o presentino anomalie derivanti da emergenze esterne, tali da causare danni alle apparecchiature.                      I sistemi sono completamente indipendenti dalla strumentazione di controllo dell'unità e sono realizzati su DCS e su sistemi di regolazione e controllo ridondanti con logica 2 su 3.                      Le logiche di sicurezza sono progettate con il criterio del "fail safe", ovvero sicure in caso di anomalia, e sono rappresentate in diagrammi causa-effetto di progetto incluse nei Manuali Operativi dei diversi impianti.</p>	
<p>Sistemi di rilevamento presenti per la segnalazione di rilasci di sostanze pericolose</p>	<p><b>PRESENTE</b>                      Il Complesso IGCC è provvisto dei seguenti rilevatori:                      – a combustione catalitica, per i rilevatori di gas infiammabili;                      – a cella elettrochimica, per i rilevatori di gas tossici.</p>	

<p><b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISI DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b></p>	<p><b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b></p>	<p><b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b></p>
<p>Sistemi di contenimento</p>	<p>PRESENTE</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- per le sostanze infiammabili sono presenti valvole di blocco motorizzate (SDV, ad attuazione pneumatica, o MOV, motorizzate) su tutte le linee di trasferimento di liquidi infiammabili da recipienti che ne contengono quantità rilevanti;</li> <li>- per i liquidi tossici o infiammabili sono presenti bacini di contenimento intorno ai serbatoi;</li> <li>- l'impianto è dotato di una rete interrata di drenaggio superficiale sifonata.</li> </ul>	
<p>Scarichi dai dispositivi di sicurezza. La gestione delle torce ai sensi del BREF di riferimento prevede:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- L'utilizzo della torcia solo come sistema di sicurezza (avvio, fermata e durante le emergenze);</li> <li>- L'emissione deve essere esente da fumo (<i>smokeless</i>);</li> <li>- L'invio a torcia deve essere minimizzato attraverso, ad esempio, recupero del <i>fuel gas</i> in raffineria.</li> </ul> <p>In riferimento alla LG nazionale sulle raffinerie [vd. Par. H, pag. 139-140, LG MTD raffinerie - ottobre 2005] si devono addizionalmente considerare le seguenti tecniche per la determinazione delle BAT e per una corretta gestione ambientale delle torce:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- assicurare l'operatività della torcia senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante iniezione di vapore;</li> </ul>	<p>PRESENTE</p> <p>Tutti gli scarichi di prodotti tossici e/o infiammabili dai dispositivi di emergenza di scarico di pressione sono convogliati a due sistemi di collettori/torcia:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- acida, raccoglie gli scarichi in emergenza dei gas a bassa pressione e ricchi in H<sub>2</sub>S (diametro 24");</li> <li>- principale, raccoglie tutti i rimanenti scarichi in emergenza (diametro 48").</li> </ul> <p>Delle due torce presenti, quella principale è utilizzata solo nelle fasi di avvio, fermata e durante le emergenze.</p> <p>Le torce sono progettate per il funzionamento esente da fumo (<i>smokeless</i>) attraverso l'uso di vapore di media pressione, controllato da un segnale di fiamma.</p> <p>Ogni torcia è dotata di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- misuratore di portata;</li> </ul>	

<p>– minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso un'appropriata combinazione delle seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• bilanciamento del sistema gas di raffineria</li><li>• utilizzo, nelle unità di raffineria, di valvole di sicurezza ad alta integrità (senza trafile di gas)</li><li>• applicazione di procedure e buone pratiche di controllo delle unità di processo tali da evitare invio di gas alla torcia</li><li>• installazione, quando economicamente compatibile, di un sistema di recupero gas diretto in torcia</li></ul> <p>– valutare l'opportunità di installare un sistema di misurazione della portata del gas inviato in torcia.</p>	<p>– guardia idraulica alimentata da acqua servizi, o in alternativa, da acqua antincendio;</p> <p>– separatori di liquido;</p> <p>– sistema di videosorveglianza.</p> <p>Per ulteriori dettagli si faccia riferimento a quanto riportato nell'Allegato B.18 ed in risposta alla richiesta di integrazione in relazione all'Allegato D.15 – Torce.</p>
---	--

<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISI DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
Sistema antincendio	<p>PRESENTE</p> <p>Il sistema antincendio è costituito da:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- sistemi di protezione attiva:<ul style="list-style-type: none"><li>- un sistema di monitoraggio ed allarme del corpo dei pompieri, che indica le aree dove è richiesto l'intervento ed avverte il personale operativo dei possibili rischi;</li><li>- un sistema di rivelazione del fuoco e dei gas tossici ed esplosivi;</li><li>- un sistema di azione basata sull'utilizzo di sistemi fissi e/o mobili ed è effettuata con: acqua, schiuma, vapore, CO<sub>2</sub> e argonite e polvere.</li></ul></li><li>- sistemi di protezione passiva:<ul style="list-style-type: none"><li>- bacini di contenimento;</li><li>- fire proofing delle strutture in cemento armato e ferro organizzati dove sono previsti possibili scenari incidentali di pool firing.</li></ul></li></ul> <p>Inoltre, per far fronte ad eventuali sversamenti di liquidi tossici o infiammabili sono presenti bacini di contenimento intorno ai serbatoi delle sostanze chimiche ed intorno ai serbatoi di gasolio e olio combustibile TK101 A/B e TK201 A/B dell'Unità 5300. Tali serbatoi sono provvisti di versatori a schiuma.</p>	

<b>11. Sistemi di raffreddamento</b>		
<b>BAT APPLICABILI PER IL COMPLESSO IGCC DI COGENERAZIONE ESISTENTE A CICLO COMBINATO DI POTENZA AL FOCOLARE SUPERIORE A 50 MW E PROVVISI DI UNITA' DI POSTCOMBUSTIONE</b>	<b>VERIFICA SULLA PRESENZA DELLA BAT/GAP ANALYSIS</b>	<b>INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO</b>
<p>BAT sistemi di raffreddamento [vd. Par. H, pag. 148, LG MTD raffinerie – ottobre 2005]:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– applicare le MTD indicate nello specifico BREF sui sistemi di raffreddamento;</li> <li>– ottimizzazione del recupero di calore tra i flussi all'interno di un singolo impianto o tra varie unità di processo;</li> <li>– mantenere separate le acque di raffreddamento da quelle di processo ed eventuale riutilizzo di queste ultime per il raffreddamento solo dopo trattamento primario;</li> <li>– valutare la possibilità di utilizzare l'aria, in alternativa all'acqua, come fluido refrigerante;</li> <li>– adottare un sistema di monitoraggio appropriato per prevenire le perdite di idrocarburi in acqua;</li> <li>– valutare l'opportunità, fattibilità e convenienza economica del riutilizzo del calore ad un livello basso.</li> </ul>	<p><b>PRESENTE</b></p> <p>L'acqua di raffreddamento è acqua di mare in circuito chiuso con torri evaporative. La necessaria costanza della concentrazione salina viene mantenuta sottraendo al ciclo una parte dell'acqua in circolazione che viene sostituita con una portata equivalente di acqua di mare fresca attinta a mezzo di un opportuno sistema di presa a gravità che provvede altresì alla filtrazione. La stessa fonte provvede anche a rimpiazzare le perdite per evaporazione e per ventilazione. L'impianto è progettato per fornire 61800 t/h di acqua di raffreddamento in circuito chiuso, di cui 45320 t/h alle unità CCU e 8026 t/h di acqua mare fresca, di cui 4340 t/h all'impianto di dissalazione.</p>	<p>A seguito di uno studio per verificare la possibilità di recuperare acque chiare con la finalità di ridurre i consumi di acqua dissalata, con conseguente riduzione di una quota parte delle 7800 t/h di acqua mare, si è resa operativa (da Novembre 2007) una modifica che consente di recuperare gli spurghi di caldaia dalla rete recupero condense (circa 20-30 t/h).</p> <p>E' in fase di realizzazione ed ingegneria un'ulteriore modifica che consentirà di recuperare, per utilizzo di acqua servizi, l'acqua che dalla vasca S108 dell'Unità 5000 viene attualmente inviata al Canale Alpina (scarico a mare) con recupero di circa 10 t/h.</p>