



*Sito: Raffineria Sarroch (Cagliari)*

**IMPIANTO: Complesso "Raffineria + IGCC "**

**Gestore: SARAS SPA**

**Categoria: IPPC 1.2: Raffineria**

**IPPC 1.1: IGCC**

## **DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE**

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

### **Scheda D - Allegato D.10**

*Analisi energetica per la proposta impiantistica per  
la quale si richiede l'autorizzazione*



ICARO

Gennaio 2007

---



INTRODUZIONE .....	3
DESCRIZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO .....	4
Centrale termoelettrica CTE .....	4
Energy system .....	6
Rete elettrica .....	6
Rete olio combustibile (Fuel Oil)I .....	7
Rete gas di raffineria (Fuel Gas) .....	7
IGCC .....	8
Unità di processo PPU .....	8
Unità ciclo combinato CCU .....	11
FONTI ENERGETICHE .....	14
Olio combustibile .....	14
Gas di raffineria .....	14
Flue gas.....	14
Vapore surriscaldato .....	14
Energia elettrica .....	15
PRODOTTI DELLO STABILIMENTO.....	16
CONSUMI ENERGETICI DELLO STABILIMENTO .....	19
INDICATORI ENERGETICI .....	21
Energy intensity index (EII) .....	21
Indice di Risparmio Energetico e Limite Termico .....	22



## INTRODUZIONE

Il miglioramento dell'efficienza energetica del complesso raffineria e IGCC può essere considerato a tutti gli effetti un beneficio ambientale, dal momento che ha come risultato la riduzione delle emissioni in atmosfera, come riportato nel documento "linee guida nazionali per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili" e nel BREF comunitario di settore "Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries".

Affinché sia possibile raggiungere tale obiettivo di miglioramento è necessario adottare il miglior sistema di gestione nell'utilizzo dell'energia, cioè ottimizzare il rapporto tra energia prodotta ed energia consumata anche mediante l'adozione delle "migliori tecniche disponibili" proposte nel BREF comunitario "Draft Reference Document on Energy Efficiency Techniques".

A tal fine, di seguito si riporta un'analisi del sistema energetico dello stabilimento dalle Saras comprendente vari aspetti, quali ad esempio una breve descrizione delle apparecchiature utilizzate per la produzione di energia, delle fonti energetiche impiegate, degli indici energetici adottati. Infine verranno illustrati gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica proposti per l'impianto Saras in seguito al confronto con le MTD suggerite dal BREF sull'energia.



## DESCRIZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO

Il complesso "Raffineria e IGCC" produce energia elettrica attraverso la centrale termoelettrica interna (CTE) e l'impianto di gassificazione a ciclo combinato (IGCC). La produzione da CTE viene totalmente impiegata per usi interni legati al ciclo di raffinazione, la produzione da IGCC viene invece ceduta totalmente alla rete nazionale di distribuzione esterna. Nei seguenti paragrafi è riportata una breve descrizione delle apparecchiature impiegate per la produzione di energia.

### Centrale termoelettrica CTE

La centrale termoelettrica è un impianto destinato alla produzione combinata di vapore ed energia elettrica.

L'acqua demineralizzata, utilizzata per l'alimentazione delle caldaie è preriscaldata attraverso gli scambiatori E2 A/B/C/D ed E6 e quindi degasata mediante i degasatori D1 A/B/C prima di essere inviata alle caldaie.

La centrale è costituita da tre caldaie (B1A - B1B - B1C) che producono vapore ad alta pressione surriscaldato, tre turboalternatori (EG 1/2/3) che producono energia elettrica a 6 kV ed un turboalternatore (EG 4) che produce a 15 kV per un totale di 52,75 MW.

Il vapore viene prodotto e distribuito, su tre reti separate, con le seguenti caratteristiche:

- AP (alta pressione): 72,5 kg/cm<sup>2</sup> - 480 °C
- MP (media pressione): 12 kg/cm<sup>2</sup> - 280 °C
- BP (bassa pressione): 3,5 kg/cm<sup>2</sup> - 180 °C

Le potenzialità nominali sono le seguenti:

- B1A: 85 t/h - costruttore BALKE-DURR
- B1B: 85 t/h - costruttore BALKE-DURR
- B1C: 140 t/h - costruttore BABCOCK and WILCOX

Per una capacità totale di 310 t/h.

Le caldaie B1A, B1B e B1C sono dotate di quattro bruciatori misti.

Le caldaie B1A e B1B possono essere gestite a combustione mista ma non sul singolo bruciatore (ogni bruciatore può funzionare con un solo tipo di combustibile). Generalmente tali caldaie sono esercite con fuel oil.

Il tipo di combustibile utilizzato è in funzione della disponibilità del gas.

L'olio combustibile viene preriscaldato prima dell'invio in caldaia e atomizzato mediante vapore.

Ciascun bruciatore è provvisto di n. 2 fotocellule che "vedono" la fiamma e intervengono sul quadro protezione fiamma, mandando in blocco il bruciatore allorché si verificasse lo spegnimento dello stesso o comunque una combustione anomala.

L'acqua di alimento alle caldaie viene inviata mediante un gruppo di 5 pompe elettriche e 3 pompe a vapore delle quali, in condizioni di marcia normale, 2 pompe elettriche e 1 a vapore



sono adibite all'alimentazione della caldaia a recupero del FCC denominata CO boiler.

Le pompe attingono da n° 3 degasatori termici (AP) di 170 m<sup>3</sup>/h ciascuno, che provvedono alla eliminazione dei gas disciolti nell'acqua per prevenire la corrosione nelle caldaie.

I degasatori della centrale termica sono alimentati con acqua demineralizzata, il condensato ad alta pressione e vapore di degasaggio a bassa pressione. L'acqua demineralizzata prodotta nel demineralizzatore viene preriscaldata in una serie di scambiatori tramite acqua temperata e vapore a bassa pressione.

Il condensato ad alta pressione proviene dalle turbine di condensazione, dalle turbine a condensazione (EG2 ed EG3), dalle turbine dei compressori e blowers dell'unità FCC.

La centrale termica include anche tre degasatori a piatti (due in funzione da 150 m<sup>3</sup>/h ciascuno, un terzo di riserva da 130 m<sup>3</sup>/h) dedicati alla produzione di acqua di alimento alle caldaie di recupero delle unità di processo per produzione di vapore MP e BP.

Questi ultimi degasatori sono alimentati con acqua deionizzata proveniente dall'impianto di deionizzazione, vapore di degasaggio a bassa pressione e condensato di recupero delle unità di processo.

L'invio di acqua alle caldaie è gestito automaticamente mediante pompe.

Lato vapore AP, la caldaia e le utenze sono protette contro le sovrappressioni mediante tre valvole di sicurezza installate su ognuna delle caldaie (due sul corpo cilindrico e una in uscita al surriscaldatore finale).

Il vapore prodotto dai quattro generatori viene immesso in un unico collettore a cui sono collegate le quattro turbine (EG1 - EG2 - EG3 ed EG4), nonché le stazioni di laminazione del vapore PVC 1 (MP/BP) e PCV2 - PCV10 (AP/MP).

Le turbine EG2-EG3 scaricano a condensazione, la turbina EG1 a contropressione sulla rete BP, la turbina EG4 a contropressione sulla rete MP.

Inoltre le tre macchine sono provviste di spillamenti di vapore intermedi che costituiscono altrettante produzioni sulle reti MP e BP.

In particolare l'EG1 - EG3 hanno uno spillamento MP, l'EG2 a BP.

E' disponibile inoltre una stazione di laminazione dalla MP alla BP (PVC6) a comando automatico, che scarica l'eventuale eccedenza di vapore a MP sulla rete a BP.

A valle di ciascuna laminatrice e spillamento è prevista una valvola di sicurezza.

Le turbine EG 1/2/3 azionano tre alternatori eccitati staticamente e raffreddati ad aria. La turbina EG4 ha la funzione di motore di lancio del gruppo mosso da turbina a gas (expander) azionante un alternatore.

Gli alternatori sono provvisti delle protezioni di allarme e blocco per anomalie meccaniche ed elettriche.



## Energy system

### *Rete elettrica*

La Raffineria è dotata di generazione interna di energia elettrica (autoproduzione), ottenuta tramite tre turbogeneratori (rispettivamente due da 14 MVA-EG1, EG2- ed uno da 20 MVA - EG3) alimentati con vapore ad alta pressione da caldaie convenzionali, ed un turboespansore da 23 MVA-EG4. Quest'ultimo converte in energia elettrica l'energia ottenuta dall'espansione, all'interno di una turbina di potenza a recupero, di gas residuo caldo proveniente dalla attività di rigenerazione dei catalizzatori dell'impianto FCC.

I generatori di autoproduzione, in grado di coprire normalmente circa il 30% del fabbisogno di energia elettrica della Raffineria, immettono l'energia prodotta su una rete elettrica di distribuzione primaria, tramite i relativi trasformatori, esercita a 33 kV.

Una seconda rete elettrica di distribuzione/utilizzazione esercita a 6 kV alimenta i carichi a media tensione della Raffineria mentre una rete di utilizzazione a 380 V alimenta tutti i restanti carichi in bassa tensione.

La rete elettrica a 33 kV è allacciata, attraverso due trasformatori 150/33kV e due linee aeree a 150 kV, alla rete AT del GSE; da detta rete la Raffineria assorbe l'energia elettrica rimanente (circa il 70%) necessaria per soddisfare il fabbisogno interno di energia elettrica.

La rete elettrica di raffineria è caratterizzata, come già detto precedentemente, da quattro livelli di tensione: 150 kV, 33 kV, 6 kV e 0,38 kV.

Le due linee aeree del GSE a 150 kV fanno capo a portali di ammarro situati nei pressi della recinzione esterna lato Nord-Ovest della Raffineria, in un'area aperta denominata sottostazione "CAGLIARI SUD", ove sono ubicate anche le apparecchiature di sezionamento delle linee e di misura dell'energia.

Da questa sottostazione due cavi a 150 kV, isolati in olio fluido, interrati su un percorso della lunghezza di circa 900 m, collegano gli arrivi delle linee aeree con una stazione di distribuzione a 150 kV con interruttori in esafluoruro di zolfo (GIS-SF6), ubicata nella cabina di trasformazione denominata AT-1.

Dalla quale sono alimentate le altre cabine elettriche nei vari livelli di tensione.

Al fine di incrementare l'affidabilità della distribuzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle utenze critiche di Raffineria, la Saras ha un proprio sistema di distacco carichi.

In questo modo gli impianti della Raffineria in caso di indisponibilità di energia elettrica rimangono in marcia e solo nel caso in cui questo distacco parziale non fosse comunque sufficiente, il programma precodificato procede al distacco totale dei singoli impianti in ordine di importanza.



Nel caso in cui la situazione evidenzi il 50% di E.E in meno, la Raffineria può ragionevolmente prevedere di avere in marcia la centrale elettrica, l'impianto FCC e gli impianti necessari al rispetto dei parametri ambientali.

Inoltre, in caso di black-out della rete pubblica, il complesso raffineria-IGCC e l'adiacente stabilimento Air Liquid (che fornisce l'ossigeno all'impianto IGCC) vengono comunque alimentati proteggendosi in un'isola di carico che si realizza nella stazione CAGLIARI SUD.

### ***Rete olio combustibile (Fuel Oil)***

Il FUEL OIL viene distribuito ai diversi utilizzatori attraverso una rete.

Il sistema di distribuzione dell'olio combustibile ai forni degli impianti di processo e ai generatori di vapore della CTE, è centralizzato in un'unica unità che prevede le seguenti apparecchiature:

- o n. 2 serbatoi di stoccaggio giornalieri TK06 da 800 m<sup>3</sup> e TK08 da 1.100 m<sup>3</sup>, a tetto fisso e coibentati
- o n. 4 pompe di tipo a vite, di cui 2 turbinate, per l'invio dell'olio della CTE con circuito separato
- o n. 4 pompe di tipo a vite, di cui 2 turbinate, per l'invio dell'olio combustibile ai forni
- o n. 4 preriscaldatori del combustibile a vapore di cui 2 adibiti al preriscaldamento dell'olio alla CTE e 2 preriscaldamento dell'olio ai forni.

La temperatura di preriscaldamento è di 110-120 °C.

La pressione dell'olio nei circuiti di distribuzione ai forni ed alla CTE è tenuta costante tramite valvole regolatrici che ricircolano il combustibile in esubero su linee che ritornano ai serbatoio di accumulo giornalieri.

Le portate complessive di esercizio normale delle pompe sono mediamente di 30 m<sup>3</sup>/h per la CTE e 60 m<sup>3</sup>/h per i forni delle altre unità, comprensive del ricircolo.

### ***Rete gas di raffineria (Fuel Gas)***

Il FUEL GAS proviene dalla raffinazione del petrolio grezzo. Il combustibile prima di essere immesso nella rete di distribuzione viene lavato, attraverso l'utilizzo di una soluzione amminica, per la riduzione del contenuto di idrogeno solforato, e per l'ottenimento delle caratteristiche richieste.

Le RETE FUEL GAS alimenta i forni degli impianti di processo ed i generatori di vapore della CTE.

La pressione della rete è pari a 3.5 kg/cm<sup>2</sup>. la pressione viene controllata attraverso un regolatore che modifica il consumo di FUEL GAS sulla CTE con bilanciamento sul FUEL OIL.



## IGCC

L'impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), situato all'interno dell'area della Raffineria Saras, è un impianto di gassificazione a ciclo combinato in cogenerazione in cui si ha la produzione combinata di energia elettrica e termica.

In esso si effettua la gassificazione del TAR, (idrocarburi pesanti provenienti dall'impianto Visbreaking) con ossigeno, con produzione di un gas di sintesi (Syngas) contenente principalmente CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S. Il gas di sintesi viene poi trattato per eliminare totalmente i composti solforati (che trasformati in zolfo elementare, trovano impiego nell'industria chimica) e quindi utilizzato per produrre energia e vapore, in un processo combinato che sfrutta sia turbine a gas che turbine a vapore. In questo processo si producono forme di energia diverse (energia elettrica, energia termica, nonché idrogeno) a partire dalla stessa fonte energetica (cogenerazione).

### *Unità di processo PPU*

#### *Unità 300 - Gassificazione e lavaggio*

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

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

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

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

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

- all'Unità 300
- all'Unità 510.

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

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

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

Lo zolfo presente nella carica è convertito principalmente in idrogeno solforato con tracce di



solfuro di carbonile (COS). Il metano è il solo idrocarburo che non si decompone alle condizioni di esercizio del reattore. L'azoto e l'argon presenti nell'ossidante non reagiscono, mentre una piccola parte dell'azoto presente nell'olio di carica reagisce per formare composti quali ammoniaca e acido cianidrico in piccole quantità.

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

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

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

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

L'acqua accumulata nel pozzetto di fondo dello Scrubber è divisa in due correnti: una è inviata al Circuito di Raffreddamento del Gassificatore, l'altra al miscelatore. I Bruciatori di processo, data l'elevata temperatura risultante dalle reazioni, sono raffreddati con un serpentino alimentato con acqua fredda.

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

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

L'unità 400 ha lo scopo di raffreddare il gas di sintesi proveniente dall'Unità 300 di gassificazione. Durante il raffreddamento il gas rilascia una grossa quantità di calore che viene recuperato ed utilizzato principalmente per produrre vapore saturo a bassa pressione, il quale viene utilizzato sia per le utenze interne all'IGCC che alla raffineria una volta surriscaldato. Il calore di recupero viene utilizzato anche per riscaldare l'acqua di saturazione, necessaria per l'Unità 410 Saturazione Gas di Sintesi e per surriscaldare parzialmente il Gas di Sintesi inviato alla Sezione Idrolisi del COS.

#### ***Unità 410 - Saturazione Gas di Sintesi***

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

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

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

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



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

#### ***Unità 500 - Rimozione gas acido***

L'Unità 500 utilizza il processo SELEXOL, eliminando con assorbimento fisico H<sub>2</sub>S, COS e piccole quantità di altri componenti contenuti nel Syngas, ottenendo:

- un gas pulito che viene inviato alla Unità 600/610 Produzione Idrogeno
- un gas acido arricchito in H<sub>2</sub>S che va verso l'Unità 510/520, Rimozione e Recupero Zolfo.

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

Il solvente Selexol rigenerato a 0°C entra in testa alla colonna e fluisce in controcorrente al gas assorbendo H<sub>2</sub>S, COS, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, e altri componenti.

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

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

La corrente di solvente esausto proveniente dall'Assorbitore viene riscaldata dando luogo a parziale sviluppo di H<sub>2</sub>S, COS, CO<sub>2</sub> che sono separati dalla fase liquida nell'accumulatore di espansione.

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

#### ***Unità 510 - Recupero Zolfo***

L'Unità 510 è progettata per convertire l'H<sub>2</sub>S contenuto nei gas acidi, in zolfo attraverso il processo di Claus. Sono previsti due treni in parallelo, ognuno dei quali è dotato di un reattore Claus a due stadi per ottenere una conversione dello zolfo del 96% . Il gas in uscita dall'ultimo reattore Claus è inviato all'Unità 520, Trattamento Gas di Coda.

Il sistema di stoccaggio dello zolfo é progettato prevedendo lo strippaggio dell'H<sub>2</sub>S in modo da ottenere zolfo liquido con 10 ppm di H<sub>2</sub>S.

#### ***Unità 520 - Trattamento gas di coda***

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

Con un rendimento complessivo di conversione e recupero dello zolfo pari al 99.5%.



### ***Unità 600/610 - Rimozione e Recupero Idrogeno***

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

Il Gas di Sintesi pulito proveniente dall'Unità 500 è inviato all'Unità 600 nella quale l'idrogeno, dopo essere stato preriscaldato, è parzialmente purificato dagli altri componenti nel Sistema a Membrane POLYSEP. Il gas permeato ottenuto è poi trattato nel POLYBED PSA (Pressure Swing Absorber - Unità 610) per fornire una corrente di idrogeno ad elevata purezza.

La capacità nominale dell'impianto é di 40.000 Nm<sup>3</sup>/h di H<sub>2</sub> puro.

L'Unità comprende il sistema di alimentazione alla post combustione della CCU (vedi unità 730), nella quale viene inviato parte del gas di sintesi secco.

### ***Unità ciclo combinato CCU***

Nell'Unità ciclo combinato 700 si ha la produzione di Energia Elettrica e di vapore ad alta pressione per uno nei gassificatori e a media e bassa pressione.

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

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

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

### ***Unità 710 - Turbine a gas***

Questa sezione è costituita da una turbina a gas, installato sotto un cabinato chiuso con protezione a scarica di CO<sub>2</sub>.

Il combustore della turbina viene alimentato dal gas combustibile, alla pressione richiesta, e dall'aria comburente proveniente dal compressore assiale azionato dalla turbina stessa.

Nella turbina a gas l'espansione dei gas di combustione aziona l'alternatore per la produzione di energia elettrica, il compressore e le apparecchiature ausiliarie.

I fumi esausti scaricati dalla turbina vengono inviati alle caldaie a recupero calore dell'Unità 730 per la generazione di vapore.

Nelle normali condizioni operative il combustibile utilizzato è il Syngas prodotto nelle Unità di processo, mentre in caso di emergenza (shut-down, fuori servizio dei Gassificatori) e all'avviamento viene utilizzato il gasolio.



### ***Unità 720 - Turbine a vapore***

Ogni turbina a vapore è costituita da 3 stadi: uno di alta, uno di media e uno di bassa pressione.

Il vapore prodotto nell'Unità 730 è inviato alle turbine a vapore tramite i collettori di distribuzione ad alta e media pressione.

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

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

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

In ogni condensatore le condizioni di vuoto sono determinate da:

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

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

### ***Unità 730 - Caldaie a recupero per la generazione di vapore***

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

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

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

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

E' previsto un bruciatore addizionale di Syngas (post-combustione), installato in ingresso alla caldaia, per mantenere costante la produzione di vapore qualora ci sia una diminuzione della portata dei gas di combustione provenienti dalla turbina a gas. Infatti con l'aumentare della temperatura dell'aria diminuisce l'efficienza ed il carico della turbina a gas che viene in parte compensata dalla post-combustione.

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

In questo serbatoio viene raccolto il condensato proveniente dai condensatori dei 3 treni dell'Unità



720 e dalle Unità di processo e viene successivamente degasato, dopo integrazione con acqua di reintegro (demineralizzata).

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

Il vapore prodotto nella caldaia a recupero è così distribuito:

- il vapore ad alta pressione è inviato alla turbina a vapore; in questa è presente uno spillamento a pressione intermedia necessaria per il processo di gassificazione;
- il vapore a media pressione è inviato all'apposito collettore per essere da qui distribuito alla Raffineria e agli impianti di processo. L'eccesso di vapore a media pressione è inviato alla turbina.

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

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



## FONTI ENERGETICHE

In questa relazione con la denominazione "fonte energetica" si intende tutto ciò che viene trasformato, per essere impiegato nello stabilimento, in energia termica, elettrica e meccanica.

Le fonti energetiche impiegate dagli impianti sono l'olio combustibile, il gas combustibile, il flue gas dell'impianto FCC e l'energia elettrica, le cui caratteristiche sono riportate nei seguenti paragrafi.

Saltuariamente può essere importato vapore dall'adiacente stabilimento della polimeri Europa.

### *Olio combustibile*

L'olio combustibile impiegato è prodotto in raffineria e presenta le seguenti caratteristiche:

Potere calorifico inferiore = 9,600Kcal/Kg.

L'olio combustibile, così come il gas combustibile, viene impiegato nei forni degli impianti di processo, in cui il prodotto in carica all'impianto viene riscaldato fino alle temperature richieste dal processo a valle, e nelle caldaie per la produzione di vapore surriscaldato.

### *Gas di raffineria*

Il gas impiegato è prodotto in raffineria e presenta le seguenti caratteristiche:

Potere calorifico inferiore = 11.000 Kcal/Kg (valore medio)

### *Flue gas*

Il processo di cracking catalitico a letto fluido deposita coke sul catalizzatore utilizzato per la rottura delle molecole pesanti degli idrocarburi.

IL catalizzatore, su cui è depositato il coke prodotto dopo lo stripaggio degli idrocarburi, viene inviato nel rigeneratore dove è rigenerato tramite combustione controllata del coke.

I prodotti della combustione sono inviati all'Expander, per il recupero del salto entalpico della corrente gassosa in energia elettrica, e da qui al CO Boiler, dove si completano la combustione.

Potere calorifico inferiore = 9.600 Kcal/Kg (valore medio)

### *Vapore surriscaldato*

Il vapore surriscaldato è impiegato nello stabilimento su tre livelli entalpici, relativi ai seguenti valori di pressione e temperatura:

Vapore a bassa pressione                      p = 3,5 bar      T = 180 °C

Vapore a media pressione                      p = 12 bar      T = 280 °C

Vapore ad alta pressione                      p = 72,5 bar      T = 480 °C

Il vapore necessario al ciclo produttivo viene prodotto nelle caldaie di alta pressione della centrale di raffineria, dai produttori a recupero di alcuni impianti, dalla centrale IGCC e nei casi di necessità



viene importato dal vicino stabilimento Polimeri Europa (P.E.) attraverso un collegamento di mutuo soccorso.

Il vapore è impiegato come energia termica negli scambiatori, nelle colonne di processo, nelle linee e nei serbatoi; viene trasformato in energia meccanica nelle turbine che muovono macchine operatrici e in energia elettrica dagli alternatori della centrale di raffineria mossi da turbine in contropressione e a condensazione.

### ***Energia elettrica***

La raffineria è connessa alla rete elettrica nazionale con un collegamento a 150 KV distribuito su due linee, con in parallelo la centrale termoelettrica interna. Il fabbisogno elettrico è coperto in parte da approvvigionamento esterno e in parte dall'autoproduzione. Infatti l'energia elettrica prodotta dalla centrale termoelettrica interna viene impiegata per usi interni, mentre la produzione da IGCC viene ceduta totalmente alla rete nazionale di distribuzione esterna.

## PRODOTTI DELLO STABILIMENTO

Il complesso raffineria e IGCC produce i prodotti petroliferi e l'energia elettrica. Come già detto in precedenza, l'energia elettrica prodotta dalla CTE è utilizzata per soddisfare il fabbisogno degli impianti di raffinazione, la produzione da IGCC viene invece totalmente venduta al GSE.

Negli ultimi anni la raffineria ha mantenuto livelli di produzione piuttosto elevati, in particolare tra il 2000 e il 2005 il quantitativo di materia prima lavorata (greggio e olio combustibile) è stata pari a 69,9 milioni di tonnellate (Mton), con una media di circa 13.982 kton/anno, come si può notare dal grafico seguente.



Per quel che riguarda i prodotti la raffineria, grazie alla struttura del suo ciclo produttivo, presenta rese elevate in benzine, gasoli e cariche petrolchimiche.

### I prodotti della raffineria in tonnellate

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GPL	457.000	516.000	511.000	541.000	360.000	363.000
Benzine	3.027.000	3.340.000	3.680.000	3.936.000	2.890.000	2.992.000
Virgin Nafta	973.000	950.000	931.000	1.111.000	789.000	873.000
Kerosene	619.000	430.000	553.000	546.000	290.000	449.000
Gasolio	5.147.000	5.287.000	6.630.000	6.659.000	6.174.000	6.378.000
Olio Combustibile	2.310.000	1.826.000	1.086.000	939.000	1.567.000	1.248.000
Zolfo	67.000	61.416	63.500	76.185	65.846	106.000

L'impianto IGCC è totalmente integrato con i processi produttivi della raffineria e ha una potenza di 555 MW. Esso produce annualmente oltre 4 milioni di MWh di energia elettrica, che vengono immesse nella rete elettrica nazionale GSA e che rappresentano un contributo pari ad oltre il 30% del fabbisogno elettrico della regione Sardegna. Oltre all'energia elettrica si producono anche



idrogeno, vapore a media e a bassa pressione, zolfo e concentrati di metalli, come mostrato nella seguente tabella.

### I prodotti dell'IGCC

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Energia elettrica a GSA	2.130.223	3.771.911	4.253.009	4.410.201	4.357.642	4.346.140	MWh
Vapore Media pressione	264.793	458.655	702.158	732.632	623.804	695.994	tonnellate
Vapore Bassa pressione	149.460	438.398	656.036	597.044	586.864	596.386	tonnellate
Idrogeno	-	126.104	272.450	298.531	300.595	285.651	kNm3
Zolfo	4.340	25.584	44.280	48.397	47.892	53.768	tonnellate
Concentrato di Vanadio	-	700	1.149	1.732	1.231	1.690	tonnellate

Il vapore prodotto nell'impianto IGCC viene ceduto alla raffineria per uso nei processi produttivi, così come l'idrogeno, utilizzato negli impianti per ridurre la presenza di zolfo nei prodotti finiti.

La continuità di marcia è assicurata grazie alla configurazione con ripartizioni su tre linee, sia relativamente alla produzione di energia elettrica destinata al GSA, sia in relazione alla produzione di idrogeno e vapore per la raffineria.

L'impianto IGCC presenta caratteristiche di elevata affidabilità e il suo rendimento globale è risultato superiore al valore progettuale atteso del 51% per questa tecnologia, riconosciuta come BAT per il settore della raffinazione. Oltre ai vantaggi economici risultano particolarmente rilevanti i vantaggi ambientali e tecnologici dell'impianto IGCC, infatti il rendimento di tale impianto, cioè il rapporto tra energia prodotta e materia prima impiegata, risulta tra i più elevati fra i diversi processi di produzione.

Confronto dell'efficienza tra impianti di produzione energetica	
Impianto	Rendimento globale lordo
Ciclo combinato a gas naturale	55-57%
Ciclo convenzionale a gas naturale (turbogas)	30-35%
Ciclo convenzionale a olio combustibile	35-38%
IGCC Sarlux	51%

Il livello delle emissioni è invece estremamente basso, con una performance migliore del dato ENEL assunto come riferimento medio nazionale, come mostrato nella seguente tabella.



## Performance ambientale dell'IGCC\*

	Dato nazionale Enel**	2001	2002	2003	2004	2005
CO2* [g/Kwh prodotto]	687,1	616	594	610	629	588
SO2 [g/Kwh prodotto]	0,89	0,16	0,13	0,07	0,1	0,07
NOx [g/Kwh prodotto]	0,6	0,22	0,15	0,09	0,16	0,15

\* Si è tenuto conto anche della produzione di idrogeno, vapore media pressione, vapore bassa pressione, zolfo.

\*\* Assunto come dato di confronto quello della produzione nazionale ENEL, pubblicato nel "Bilancio di Sostenibilità 2005", pag. 147.

Per quanto riguarda il complesso Raffineria + IGCC, negli ultimi anni è stata privilegiata la produzione di prodotti petroliferi leggeri, riducendo così la produzione di olio combustibile e destinando i residui pesanti della raffinazione (TAR) alla produzione di energia elettrica.

## I prodotti dello STABILIMENTO

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Energia elettrica	468.649	829.820	935.662	970.244	958.681	956.155	tep
GPL	457.000	385.000	385.000	471.000	360.000	363.000	ton
Benzine	3.027.000	2.533.000	2.951.000	2.967.000	2.890.000	2.992.000	ton
Virgin Nafta	973.000	934.000	931.000	1.111.000	789.000	873.000	ton
Kerosene	619.000	430.000	553.000	546.000	290.000	449.000	ton
Gasolio	5.147.000	5.098.000	6.136.000	6.192.000	6.174.000	6.378.000	ton
Olio Combustibile	2.310.000	1.826.000	1.280.000	1.156.000	1.567.000	1.248.000	ton
Zolfo	67.000	87.000	112.000	122.000	114.000	106.000	ton
Concentrato di Vanadio	-	700	1.149	1.732	1.231	1.690	ton



## CONSUMI ENERGETICI DELLO STABILIMENTO

L'energia in ingresso al sito è costituita dalle materie prime (grezzo e semilavorati) e dall'energia elettrica importata, necessaria per completare il bilancio del fabbisogno di energia per le lavorazioni.

I consumi energetici della raffineria, di seguito riportati, sono strettamente legati alla performance ambientale dello stabilimento per cui risparmio ed efficienza energetica rappresentano obiettivi strategici per il raggiungimento di un miglioramento ambientale complessivo dello stabilimento.

### I consumi energetici della RAFFINERIA

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Energia elettrica importata	253.077	337.509	377.196	426.838	404.925	398.011	MWh
Olio Combustibile	226.500	241.496	255.372	238.561	231.323	243.223	tonnellate
Fuel gas	330.580	284.031	317.660	310.984	316.541	330.101	tonnellate
Flue gas	180.510	134.433	168.299	168.636	150.034	171.236	tonnellate

I consumi energetici dell'impianto IGCC sono rappresentati dagli idrocarburi pesanti destinati alla gassificazione (TAR) da cui, attraverso un processo di ossidazione parziale si genera il syngas bruciato per produrre energia elettrica e vapore, dal gasolio e dall'energia elettrica importata.

### I consumi dell'IGCC

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	
Idrocarburi pesanti per la gassificazione	222.873	771.393	1.120.152	1.240.182	1.250.769	1.172.874	tonnellate
Gasolio	328.476	194.604	63.507	18.793	20.072	10.797	tonnellate
Energia elettrica importata	-	279.462	366.457	365.553	372.964	372.357	MWh

\* Anno di avviamento

Come si può notare anche dalla tabella e dai grafici successivi, l'andamento dei consumi dello stabilimento negli ultimi anni si è mantenuto sostanzialmente stabile, con una tendenza alla diminuzione del ricorso agli oli combustibili, a vantaggio del fuel gas prodotto dall'impianto, che sostituisce il gas metano, risorsa non disponibile nella regione Sardegna in quanto non raggiunta dalla rete nazionale di distribuzione.

### I consumi energetici dello STABILIMENTO

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Energia elettrica	64.885	149.197	181.826	189.518	185.811	184.071	tep
Olio Combustibile	220.611	235.217	248.732	232.358	225.309	236.900	tep
Fuel gas	396.696	340.837	381.192	373.181	379.849	396.121	tep
Flue gas*	165.455	123.221	154.263	154.572	137.521	156.955	tep

\* Flusso prodotto dalla rigenerazione del catalizzatore dell'FCC, usato come combustibile nella caldaia a recupero detta "CO-boiler".

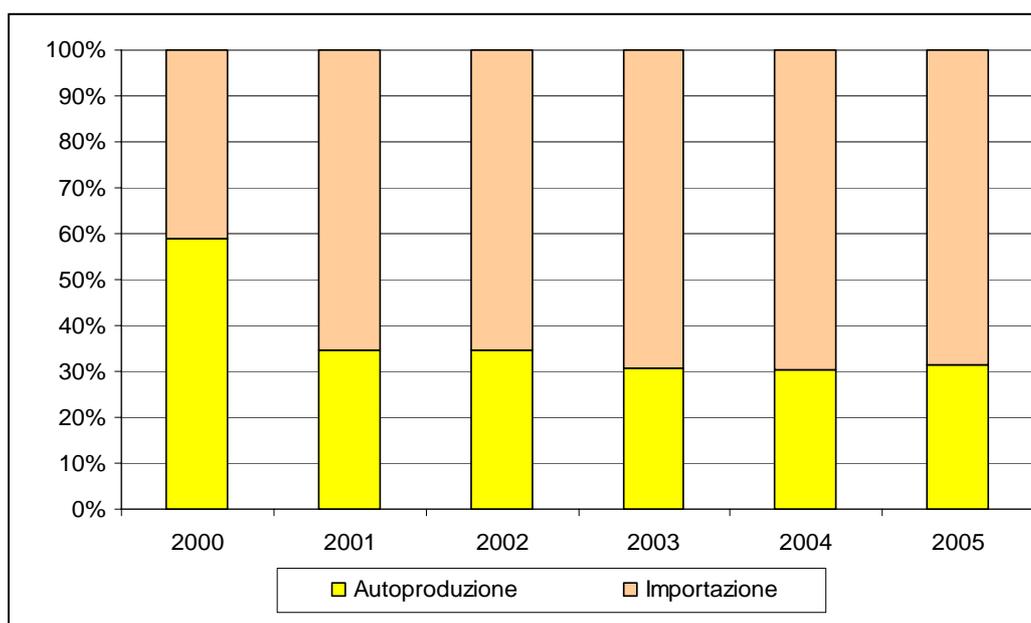
Il fabbisogno complessivo di energia elettrica viene soddisfatto mediante produzione interna dalla Centrale Termoelettrica di raffineria e mediante approvvigionamento esterno proveniente dalla rete nazionale (GSA), come riportato nella tabella e nel grafico seguenti.

### Fabbisogno e approvvigionamento di Energia Elettrica in STABILIMENTO

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Fabbisogno totale	618.244	946.261	1.139.325	1.141.519	1.119.418	1.122.363	MWh
approvvigionamento da autoprodotzione*	365.167	329.290	395.672	349.128	341.529	351.995	MWh
da importazione esterna	253.077	616.971	743.653	792.391	777.889	770.368	MWh

\* Produzione dalla centrale termoelettrica di raffineria; la produzione dell'impianto IGCC viene ceduta totalmente al GSA.

Dal 2001 il fabbisogno di energia è cresciuto in seguito all'avviamento dell'impianto IGCC.





## INDICATORI ENERGETICI

La valutazione dell'efficienza energetica di un'installazione industriale viene effettuata mediante la determinazione di alcuni indicatori energetici e rappresenta una delle MTD proposte nel bref comunitario "Draft Reference Document on Energy Efficiency techniques".

Gli indicatori energetici utilizzati per la valutazione devono essere in grado di fornire il maggior numero di informazioni utili sulle performance energetiche dello stabilimento, devono essere sviluppati in modo chiaro, trasparente e soprattutto continuo, al fine di stabilire eventuali variazioni dell'efficienza energetica.

Per la valutazione delle proprie performance energetiche la Raffineria Saras utilizza l'energy intensity index (EII) proposto dalla Solomon Associates, descritto nel seguente paragrafo.

### *Energy intensity index (EII)*

Con cadenza mensile viene valutato l'EII al fine di monitorare le prestazioni energetiche della Raffineria. La raffineria partecipa allo studio Solomon che effettua il confronto delle efficienze energetiche delle diverse raffinerie europee.

L'EII viene così definito:

$$EII = \frac{E_{consumata}}{E_{standard}}$$

Il numeratore rappresenta l'energia totale consumata e comprende sia l'energia termica (olio, gas, vapore) che l'energia elettrica (convertita con rendimento di riferimento).

Il denominatore rappresenta il consumo di energia standard Solomon e viene calcolato in base agli impianti presenti nella raffineria e alle cariche processate.

All'aumentare dell'efficienza energetica dell'impianto l'indice di efficienza energetica decresce, per cui le performance energetiche migliori si ottengono per bassi valori dell'EII.

Affinché sia possibile fare un confronto tra i diversi impianti, l'insieme degli EII delle raffinerie che partecipano allo studio Solomon viene suddiviso in quartili. Ogni quartile presenta dei valori limite che non restano invariati nel tempo a causa del miglioramento dei rendimenti delle raffinerie esaminate. A causa di questa variazione ogni raffineria dovrebbe migliorare la propria efficienza energetica nel tempo al fine di evitare di trovarsi nei quartili più alti pur avendo lo stesso valore di EII. La raffineria Saras si colloca nel 3° quartile. I piani di miglioramento descritti in seguito ed in maniera specifica nell'allegato C6, sono mirati a migliorare la posizione della raffineria nel confronto con le altre realtà europee.



### ***Indice di Risparmio Energetico e Limite Termico***

L'Impianto IGCC della Saras è un impianto particolarmente efficiente, di tipo combinato e cogenerativo come dimostrano anche dagli indici necessari per il riconoscimento di "produzione in regime di cogenerazione": Indice di Risparmio Energetico (IRE) ed Limite Termico (LT).

Tali indici definiti dalla Delibera n. 42/02, esprimono rispettivamente il risparmio energetico dell'impianto rispetto alla produzione separata di energia e calore ed il livello effettivo di cogenerazione.

Il valore di tali indici deve essere comunicato annualmente all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per il riconoscimento di "produzione in regime di cogenerazione".

		IRE			LT		
		U701	U702	U703	U701	U702	U703
<b>2000</b>	(*)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>2001</b>	(**)	9,6%	9,8%	9,2%	18,3%	20,4%	18,5%
<b>2002</b>		23,3%	26,4%	16,7%	24,6%	23,0%	24,0%
<b>2003</b>		28,8%	27,5%	29,2%	22,6%	22,5%	22,8%
<b>2004</b>		27,5%	27,1%	27,4%	22,1%	22,0%	21,7%
<b>2005</b>		28,5%	28,1%	29,8%	23,0%	23,2%	23,0%

(\*) anno di avviamento concluso l' 8 gennaio 2001

(\*\*) indici calcolati sul periodo 8 gen 01 - 31 dic 01

Come si vede dalla tabella si tratta di valori particolarmente elevati. Basti pensare, infatti, che i valori minimi per il riconoscimento di "produzione in regime di cogenerazione" sono pari al 15% per l'indice LT ed al 5% per l'indice IRE.



## ADOZIONE DELLE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI

Il miglioramento dell'efficienza energetica in un'installazione industriale può essere conseguito mediante l'applicazione di numerose tecniche, come riportato nel Bref comunitario di settore "Draft Reference Document on Energy Efficiency techniques (BREF)". Le tecniche proposte nel Bref, elencate nel documento allegato, non sono riferite ad un settore in particolare e sono perciò applicabili a qualunque stabilimento industriale.

Allo scopo di verificare il livello di adeguatezza dell'assetto impiantistico della Raffineria SARAS esso è stato confrontato con le MTD proposte nel documento di riferimento relativamente alle tecniche di efficienza energetica. Da tale confronto è emersa la necessità di porre in essere alcuni interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica.

Gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica proposti sono i seguenti:

- Recupero di calore su unità FCC, HDS 700 e HDS 500
- Installazione di una caldaia a recupero per la produzione di vapore sul camino centralizzato
- Realizzazione di un nuovo camino centralizzato e installazione di una caldaia a recupero per la produzione di vapore

Di seguito riportiamo sinteticamente gli interventi previsti, per maggiori dettagli vedere Allegato C6.

### **Recupero di calore su unità FCC, HDS 700 e HDS 500**

La raffineria Saras ha in corso uno studio finalizzato al miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti FCC, HDS700 e HDS500 mediante recupero di calore. I risultati di tale studio, peraltro ancora in corso, evidenziano la possibilità di realizzare un recupero energetico complessivo pari a 12,5 Gcal/h così ripartito: 7,6 Gcal/h per l'FCC, 2,7 Gcal/h per l'HDS700 e 2,2 Gcal/h per l'HDS500.

Tale risultato è conseguibile attraverso l'installazione di nuovi scambiatori, allo scopo di migliorare l'integrazione termica e il recupero di parte del calore attualmente disperso in atmosfera.

Sono inoltre previsti l'aggiunta di uno scambiatore nell'unità HDS700 per il preriscaldamento della carica e miglioramenti dei fasci tubieri esistenti nell'unità HDS500.

L'energia recuperata a seguito degli interventi, sia essa in forma di aumento della temperatura di ingresso forno o come risparmio di vapore alle sezioni di preriscaldamento acqua caldaie riduce di circa 20.000 ton/anno l'uso di combustibile.



### **Installazione di una caldaia a recupero per la produzione di vapore sul camino centralizzato**

L'intervento prevede l'installazione di una caldaia a recupero di calore sul camino centralizzato, in modo da sfruttare l'entalpia residua posseduta dai fumi provenienti dal forno del Topping 1 e del CO-Boiler per la produzione di vapore utile ai processi di raffinaria.

Per quanto riguarda le prestazioni del generatore, esso consente di produrre circa 40 t/h di vapore a media pressione (14 barg), con una riduzione dei consumi di olio combustibile alle caldaie CTE di circa 26.000 ton/anno, ora usati per produrre l'equivalente vapore.

### **Realizzazione di un nuovo camino centralizzato e installazione di una caldaia a recupero per la produzione di vapore**

Con la realizzazione del secondo camino centralizzato, che coinvolge i fumi dei forni Topping 2 e RT2, dei forni Vacuum 1 e 2 e del Visbreaking, è in fase di valutazione la realizzazione di una seconda caldaia a recupero per il recupero dell'entalpia residua dei fumi.

Si prevede una produzione di circa 40 t/h di vapore di media pressione a 14 barg ), con una riduzione dei consumi di olio combustibile alle caldaie CTE di circa 26.000 ton/anno, ora usati per produrre l'equivalente vapore.