



Sito: Raffineria Sarroch (Cagliari)

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

Gestore: SARAS SPA

Categoria: IPPC 1.1

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

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

Scheda D - Allegato D.10

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

INDICE

INTRODUZIONE	3
DESCRIZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO	4
Unità di processo PPU	4
Unità ciclo combinato CCU.....	6
FONTI ENERGETICHE.....	9
Gas combustibile.....	9
Gasolio.....	9
Vapore surriscaldato.....	9
Energia elettrica.....	9
PRODUZIONI E CONSUMI ENERGETICI.....	10
Unità di processo PPU.....	10
Unità ciclo combinato CCU.....	12
Utilities.....	14
INDICI ENERGETICI.....	15
ADOZIONE DELLE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI.....	16

INTRODUZIONE

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, H₂ e H₂S. Il gas di sintesi viene poi trattato per eliminare totalmente i composti solforati (che trasformati in zolfo elementare, trovano impiego nell'industria chimica) e quindi utilizzato per produrre energia e vapore, in un processo combinato che sfrutta sia turbine a gas che turbine a vapore. In questo processo si producono forme di energia diverse (energia elettrica, energia termica, nonché idrogeno) a partire dalla stessa fonte energetica (cogenerazione).

Il miglioramento dell'efficienza energetica di un'installazione di questo tipo può essere considerata a tutti gli effetti un beneficio ambientale dal momento che ha come risultato la riduzione delle emissioni di tutti gli inquinanti in aria.

Allo scopo di realizzare tale miglioramento, di seguito si riporta un'analisi del sistema energetico dell'impianto IGCC 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.

DESCRIZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO

Unità di processo PPU

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 surriscaldato, sia per invio alla Raffineria che per le utenze interne all'IGCC. Il calore di recupero viene utilizzato anche per riscaldare l'acqua di saturazione, necessaria per l'Unità 410 Saturazione Gas di Sintesi 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 H₂S, CO₂, COS e piccole quantità di altri componenti contenuti nel Syngas, ottenendo:

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

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 H₂S, COS, CO₂, H₂O, e altri componenti.

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

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

La corrente di solvente esausto proveniente dall'Assorbitore viene riscaldata dando luogo a

Allegato D10

parziale sviluppo di H_2S , COS , CO_2 che sono separati dalla fase liquida nell'accumulatore di espansione.

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

Unità 510 - Recupero Zolfo

L'Unità 510 è progettata per convertire l' H_2S 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_2S in modo da ottenere zolfo liquido con 10 ppm di H_2S .

Unità 520 - Trattamento gas di coda

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

Sono previsti due treni in parallelo.

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

Nel Reattore di Riduzione i composti solforosi quali SO_2 , COS , CS_2 e zolfo elementare reagiscono con H_2 contenuto nel gas di processo stesso, trasformandosi in H_2S .

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

Unità 600/610 - Rimozione e Recupero Idrogeno

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

Il Gas di Sintesi pulito 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 $40.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ di H_2 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 a media e bassa pressione.

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

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

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

Unità 710 - Turbine a gas

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

Il 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 corpi: uno di alta, uno di media e uno di bassa pressione.

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

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

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

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

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

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

- recupero semplice, quando la temperatura ambiente (inferiore a 25 °C) e il bruciatore addizionale non è in funzione;
- bruciatore addizionale in funzione, con temperatura ambiente superiore a 25 °C e in base alla richiesta di energia elettrica o di vapore.

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

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

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

Il vapore prodotto nella caldaia a recupero è così distribuito:

- il vapore ad alta pressione è inviato alla turbina a vapore da dove è estratto; il vapore richiesto per la gassificazione attraverso uno sfiato incontrollato;
- il vapore a media pressione è inviato all'apposito collettore per essere da qui distribuito alla Raffineria e agli impianti di processo. L'eccesso di vapore a media pressione è inviato alla turbina.

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

E' prevista comunque una linea di derivazione dal collettore di vapore a media pressione a quello

Allegato D10

a bassa per soddisfare le eventuali richieste della Raffineria. L'eccesso di vapore a bassa pressione è inviato alla turbina.

Unità 740 - Generatore elettrico

L'Unità 740 è composta dai generatori elettrici.

PRODUZIONE E CONSUMI ENERGETICI

Nei seguenti paragrafi vengono riportati i quantitativi di energia termica ed elettrica prodotti e consumati nell'impianto IGCC, sia nell'anno di riferimento 2003 che alla massima capacità produttiva.

Unità di processo PPU

Nella seguente tabella sono riportate le produzioni di energia elettrica e termica relative alle unità di processo (PPU), come indicato nella scheda B.3.1, nell'anno di riferimento 2003.

Fase	Apparecchiatura	Energia termica prodotta (MWh)	Energia elettrica prodotta (MWh)
IDROGENO	P.S.A.	1.145.251 (1)	
ZOLFO	IMPIANTO ZOLFO	123.806 (2)	
SYNGAS WET	SATURAZIONE	8.053.612 (3)	
SYNGAS DRY	RIMOZIONE H ₂ S	590.512 (4)	
H ₂ S	RECUPERO ZOLFO	19.23(5)	
LPS A RAFFINERIA	RAFFREDD.SYNGAS E IDROLISI COS	466.458 (6)	
LPS A CCU	RAFFREDD.SYNGAS E IDROLISI COS	223.924 (7)	
LPS a UTILITIES	RAFFREDD.SYNGAS E IDROLISI COS	22.815 (8)	

(1): % (H₂) (media annua) = 97.83 %; PM = 2.02 kg/kgmole; PCI = 28613.63 kcal/kg; Quantità annua = 298.531 kNm

(2): PM = 2.02 kg/kgmole; PCI = 2200 kcal/kg;

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

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

(5): % (H₂S) = 60 %; PCI = 3632.63 kcal/kg; PM = 34 g/gmole; Quantità annua = 5001 kNm

(6): produzione (597.044 tonn) da interscambi IGCC 2003; entalpia media (672 kcal/kg) da dati medi 2003 di temperatura-pressione collettore a raffineria;

(7): produzione (293.559 tonn) da infoplus; entalpia media (656 kcal/kg) da dati medi 2003 di temperatura-pressione LPS alle turbine;

(8): produzione (29.910 tonn) da infoplus; entalpia media (656 kcal/kg) da dati medi 2003 di temperatura-pressione LPS alle turbine.

Nella seguente tabella sono riportate le produzioni di energia elettrica e termica alla massima capacità produttiva relative alle unità di processo (PPU), , come indicato nella scheda B.3.2.

Fase	Apparecchiatura	Energia termica prodotta (MWh)	Energia elettrica prodotta (MWh)
IDROGENO	P.S.A.	1.322.134,1	
ZOLFO	IMPIANTO ZOLFO	199.166,6	
SYNGAS WET	SATURAZIONE	8.637.224,3	
SYNGAS DRY	RIMOZIONE H ₂ S	633.304	
H ₂ S	RECUPERO ZOLFO	20.620	

Allegato D10

Fase	Apparecchiatura	Energia termica prodotta (MWh)	Energia elettrica prodotta (MWh)
LPS A RAFFINERIA	RAFFREDD.SYNGAS E IDROLISI COS	540.756,8	
LPS A CCU	RAFFREDD.SYNGAS E IDROLISI COS	240.150,9	
LPS a UTILITIES	RAFFREDD.SYNGAS E IDROLISI COS	24.468,3	

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

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

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

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

(3): dato di consumo da interscambi 2003, PCI = 10.500 kcal/kg; Quantità annua = 11.690 t;

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

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

(6): dato di consumo (126.720,4 tonn) da infoplus; entalpia media (667,1 kcal/kg) da dati medi 2003 temp/press;

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

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

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

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

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

Allegato D10

Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (MWh/tonn)	Consumo elettrico specifico (MWh/tonn)
TAR da Raffineria	13.676.738			-----	
LCO	845.441,9			0,6155	
NAFTA	139.039,5			0.0910	
ENERGIA ELETTRICA		187.733	TAR consumato		0,1566
HPS	576.624,9		TAR consumato	0,46083	
IPS	105.419,9		TAR consumato	0,08454	
MPS	104.871,1		TAR consumato	0,08381	
LPS	13.625,7		TAR consumato	0,01089	
FUELGAS da Raffineria	10.840,4		Fuel Gas	0.0086	
PPU - H2S da Raffineria	23.371,4		Gas Acido (H2S)	0.0001	

Unità ciclo combinato CCU

Nella seguente tabella sono riportate le produzioni di energia elettrica e termica relative all'unità a Ciclo Combinato (CCU), come riportato nella scheda B.3.1, nell'anno di riferimento 2003.

Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	Energia termica prodotta (MWh)	Energia elettrica prodotta (MWh)
Energia Elettrica	GT e ST	Syngas wet e dry	---	4.378.348 (1)
Energia Elettrica	GT e ST	gasolio	---	101.147 (1)
HPS	TV	Syngas wet e dry	621.332 (4)	---
HPS	TV	gasolio	14.627 (4)	---
MPS	HRSG	Syngas wet e dry	694.545 (4)	---
MPS	HRSG	gasolio	16.351 (4)	---
LPS	HRSG	Syngas wet e dry	12.413 (4)	---
LPS	HRSG	gasolio	292 (4)	---

(1): dato da infoplus;

(2): dato da infoplus/interscambi 2003;

(3): potenza apparente nominale del singolo generatore = 236 MVA;

(4): dati da infoplus;

Allegato D10

Nella seguente tabella sono riportate le produzioni di energia elettrica e termica alla massima capacità produttiva relative all'unità a Ciclo Combinato (CCU), come riportato nella scheda B.4.1.

Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	Energia termica prodotta (MWh)	Energia elettrica prodotta (MWh)
Energia Elettrica	GT e ST	Syngas wet e dry	---	4.872.912
Energia Elettrica	GT e ST	gasolio	---	18.274
HPS	TV	Syngas wet e dry	679.521,2	---
HPS	TV	gasolio	2.523,6	---
MPS	HRSG	Syngas wet e dry	834.860,4	---
MPS	HRSG	gasolio	3.100,5	---
LPS	HRSG	Syngas wet e dry	13.575,7	---
LPS	HRSG	gasolio	50,4	---

Nella seguente tabella sono riportati i consumi di energia termica, energia elettrica, il consumo termico specifico e il consumo elettrico specifico relativi all'unità a Ciclo Combinato (CCU), come indicato nella scheda B.4.1 nell'anno di riferimento 2003.

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

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

(2): dato espresso in kWh/MWh

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

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

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

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

(7): dato espresso in MWh/MWh;

Nella seguente tabella sono riportati i consumi di energia termica, energia elettrica, il consumo termico specifico e il consumo elettrico specifico alla massima capacità produttiva relativi all'unità a Ciclo Combinato (CCU), come indicato nella scheda B.4.2.

Allegato D10

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

Utilities

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

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

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

(2): dato da infoplus;

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

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

INDICI ENERGETICI

Con delibera del 19 marzo 2002 (AEEG 42/02) l'autorità per l'energia elettrica e il gas stabilisce le condizioni da rispettare per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione.

La delibera definisce *impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore* un sistema integrato che converte l'energia primaria di una qualsiasi fonte di energia nella produzione congiunta di energia elettrica e di energia termica (calore), entrambe considerate effetti utili, conseguendo, in generale, un risparmio di energia primaria ed un beneficio ambientale rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica.

Nel provvedimento sono inoltre fissati dei valori minimi da rispettare ai fini del riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione per l'indice di risparmio di energia IRE e per il limite termico LT, di seguito definiti:

$$IRE = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{0.384} + \frac{Et}{0.9}}$$

$$LT = \frac{Et}{Ee + Et}$$

Dove:

Ec è l'energia primaria dei combustibili utilizzati dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore;

Ee è l'energia elettrica netta prodotta dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore;

Et è l'energia termica utile prodotta dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore.

L'impianto IGCC della Raffineria Saras rispetta le condizioni stabilite dal provvedimento sopra citato per cui risulta essere a tutti gli effetti un impianto di cogenerazione.

Nella seguente tabella sono riportati i valori dell'indice di risparmio dell'energia e del limite termico per l'impianto IGCC negli anni 2001-2005 e i valori soglia di IRE_{min} e LT_{min} fissati fino al 31 dicembre 2005 per le sezioni di produzione esistenti alla data di entrata in vigore del presente decreto, quale risulta essere l'impianto IGCC.

	2001	2002	2003	2004	2005	Soglia
IRE	21,3	15,7	9,3	10,8	17,4	> 5.0%
LT	83,3	80,9	81,5	81,8	83	> 15.0%

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 non sono riferite ad un settore in particolare e sono perciò applicabili a qualunque stabilimento industriale.

Nell'ambito dell'analisi e valutazione relative all'applicazione delle MTD alla Raffineria SARAS, attualmente in corso, si sta sviluppando anche il confronto con le MTD proposte nel documento di riferimento relativamente alle tecniche di efficienza energetica. I risultati di tali valutazioni saranno riportati nella documentazione a supporto della domanda di autorizzazione integrata ambientale per la Raffineria, di prossima presentazione.