

Alternativas de Generación y Cogeneración para CFE en torno a la modernización de la Refinería PEMEX Salamanca

Por: José Manuel Muñoz

Comisión Federal de Electricidad

Subdirección de Generación

Noviembre 2008

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN

II. DEMANDA DE VAPOR

III. ALTERNATIVAS

1. Cogeneración, como hasta ahora, con residual (solo para referencia)
 - a. *Sin tratamiento de gases de combustión*
 - b. *Con tratamiento de gases de combustión, TGC*
2. Coke de Petróleo, Cogeneración, Calderas
 - a. *Calderas Convencionales, TGC, 4x56*
 - b. *Calderas de Lecho Fluido, FB, 4x52*
 - c. *Calderas de Lecho Fluido, FB, 2x116*
3. Coke de Petróleo, Lecho Fluido, Solo Electricidad
 - a. *3x150*
 - b. *2x200*
 - c. *3x300*
4. Gasificación de Coke integrada a un Ciclo Combinado
 - a. *Solo electricidad, IGCC*
 - b. *Coke, Gasificación, Cogeneración*
 - c. *IGCC + Hidrógeno*
5. Solo Electricidad, Gas Natural CC
6. Cogeneración, Gas Natural, CC (alternativa preferida hasta ahora)

IV. ANÁLISIS COMPARATIVO Y CONCLUSIONES

I. INTRODUCCIÓN

La CFE tiene la oportunidad de perfeccionar su programa de nueva capacidad de años recientes y conseguir electricidad de más bajo costo que en ciclo combinado con gas, en grandes bloques de potencia, a partir de la instalación de plantas de cogeneración que suministren las grandes cantidades de vapor que requieren las refinerías de PEMEX.

Para lograr este objetivo, se hace necesario adaptar el modelo de crecimiento de capacidad, con gas natural, en ciclos combinados de alta eficiencia, del orden de 52%, a otro tipo de plantas generadoras, prácticamente idénticas a estas últimas, pero que en lugar de producir toda la electricidad de que son capaces, en las turbinas de vapor, se extrae parte de este vapor, para alimentar los procesos de las refinerías.

El resultado de una planta así es un poco menos eficiencia en la porción eléctrica de la planta de cogeneración, que se reduce hasta valores del orden de 40-44%, pero dicha desventaja se compensa con valores de más de 70, y hasta más de 80%, en la eficiencia combinada calor potencia, CHP. Esta efectividad en el uso de la energía permite reducir el costo de generación de electricidad, entre 10 y 20%, contra la referencia de una planta óptima de ciclo combinado, en el mismo sitio de la cogeneración en la refinería, situación que hace que esta sea la alternativa preferida hasta ahora, como se verá en el Capítulo IV.

II. DEMANDA DE VAPOR

La demanda de vapor que se usará en esta comparación de alternativas es la que aparece en el documento suministrado por PEMEX, que presenta el balance térmico de la refinería de Salamanca, antes de la modernización, mostrado en la Figura 1, así como en los datos de las Tablas 1 y 2.

Se puede ver que existen tres cabezales de vapor, uno de presión alta, de 60 kg/cm² y temperatura de 480 °C; otro de presión media, con presión de 19 kg/cm² y temperatura de 282 °C; otro de presión baja, con 3.5 kg/cm² y temperatura de 180 °C. La Tabla 2, muestra que, en las condiciones actuales de la refinería, se genera electricidad por 65.7 MW.

Para este ejercicio de comparación, se consideraron las siguientes cargas de vapor, deducidas de la información de PEMEX:

- a) Vapor a proceso de presión alta, en una cantidad de **60 t/h**, a una presión de suministro de 61 bar
- b) Vapor de presión media, suministrado a 21 bar, en una cantidad de 840 t/h, que es la suma de varias corrientes que aparecen en el gráfico, como sigue: Una corriente de 75 t/h, que se integra con una de 10 t/h, sin origen mostrado, y que se suma a otra de 65 t/h alimentada por una válvula reductora de presión que viene del cabezal de PA; una segunda corriente de 253 t/h, que proviene de extracciones de dos turbinas, 6N y 7N; otra de 173 t/h, que proviene del escape de la TG-2N; otra que viene de proceso, con 50 t/h; y una última, con 289 t/h, que proviene de “Calderas MP Sur”. El total es:

$$\text{Suma PM} = 75 + 253 + 173 + 50 + 289 = \mathbf{840 \text{ t/h}}$$

Alternativas Cogeneración Salamanca

- c) Vapor de presión baja, suministrado a 4.5 bar, alimentado al cabezal de dicha presión, proveniente de dos corrientes: Una de extracciones de “Turbinas de proceso”, con 65 t/h; otra del escape de “Turbinas de fuerza”, con 29 t/h. El total es:

$$\text{Suma PB} = 65 + 29 = \mathbf{94 \text{ t/h}}$$

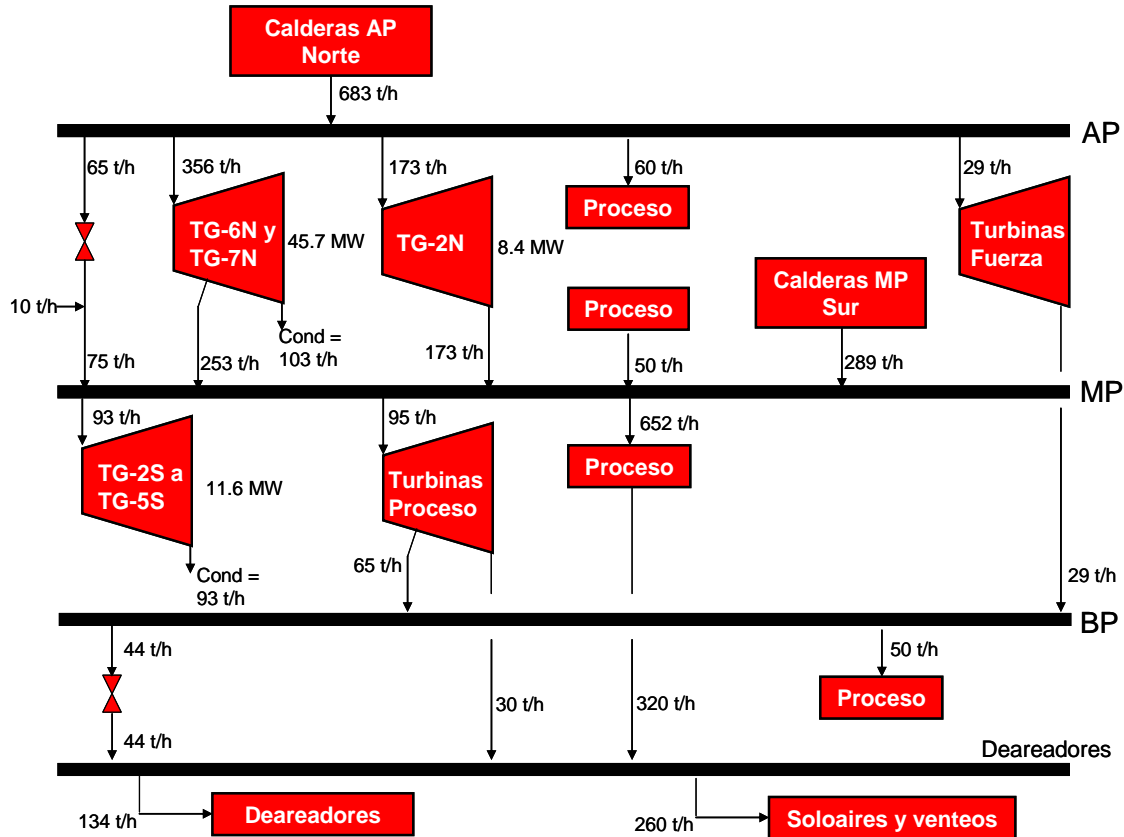


Figura 1. Balance térmico de referencia, Refinería Salamanca de PEMEX.

Vapor	Temperatura °C	Presión kg/cm ²
PA	480	60
PM	282	19
PB	180	3.5

Tabla 1. Presión y temperatura de cada cabezal.

Potencia producida	65.7	MW
Vapor PA a proceso	60	t/h
Vapor PM a proceso	747	t/h
Vapor PB a proceso	50	t/h
Total vapor a proceso	857	t/h

Tabla 2. Principales parámetros planta de cogeneración existente en Salamanca.

III. ALTERNATIVAS

Todas las alternativas fueron generadas con la suite de Thermoflow; las de vapor en ciclo Rankine, con el paquete STPRO; las de turbinas de gas en ciclo combinado Rankine-Brayton, incluidas las de gasificación integrada a CC, IGCC, con el paquete GTPRO.

Las condiciones financieras consideradas fueron:

- Vida de proyecto para las plantas de vapor: 30 años
- Vida de proyecto para las de turbinas de gas: 20 años
- *Equity*, porción de la inversión, en poder del dueño de la planta: 30%
- tasa interna de retorno en el *equity*: 15%
- Tasa bancaria al restante 70% de la inversión, esta financiada: 9%,
- Costo de operación y mantenimiento para las plantas de vapor de entre 32 y 40 US\$/kW/año y entre 0.004 y 0.006 US\$/kWh
- Costo de operación y mantenimiento para las plantas de turbinas de gas de 20 US\$/kW y 0.002 US\$/kWh
- Costo de terreno 0
- Escalación e intereses durante la construcción de plantas de vapor: 15%
- Escalación e intereses durante la construcción de plantas de turbinas de gas: 4%
- Tasa global de impuestos, (equivalente al ISR): 35%
- Costo de agua: 0.5 US\$/m³
- Precio de piedra caliza: 10 US\$/t
- Precio del vapor para venta a PEMEX, en US\$/GJ, siempre igual al precio del combustible
- Horas de operación en plantas de vapor: 8,100 h/año
- Horas de operación en plantas de turbinas de gas en CC: 8,100 h/año
- Horas de operación en plantas IGCC: 7,250 h/año

En todos los casos, se optimiza el costo de producción de electricidad, para que satisfaga las condiciones aquí expuestas, a través de un Precio de Equilibrio de Venta de Electricidad, en el primer año de operación de la planta, BEEP por sus siglas en inglés, expresado en US\$/MWh, o en US\$/kWh, que es técnicamente muy similar al *Costo Total Nivelado de Generación, CTNG*, que usa CFE en su planeación.

1. Cogeneración como hasta ahora, con residual

a. Sin tratamiento de gases de combustión

La primera alternativa considerada, es similar a la que las refinerías de PEMEX tienen hasta ahora, alimentada con combustible residual, que bien podría ser tomado de una corriente intermedia de la refinería, cuya composición es desconocida por nosotros, además de variable, así que para este ejercicio se usó el llamado combustóleo, como se recibe en las plantas de CFE.

La solución técnica mostrada no intenta reproducir las condiciones de las plantas de cogeneración de PEMEX, que, por principio de cuentas, tiene típicamente en sus refinerías, calderas de PA, con flujos de 200 t/h, en número de más de 6, además de que también puede contar con calderas de PM, que alimentan directamente el cabezal de esa denominación.

Esta solución podría considerarse como *óptima*, si la planta se fuese a construir nueva ahora, con los criterios vigentes de uso de combustóleo, sin tratamiento de gases de combustión, como se han construido todas las instalaciones industriales para combustóleo, hasta ahora, tanto en PEMEX, como en CFE, y en general, en México.

De esa manera, en esta solución técnica, de referencia, no hay calderas de PM, tampoco hay “turbinas de fuerza de PA”; de hecho, para nuestro ejercicio se consideraron las turbinas de vapor de PA, a una presión mayor a 60 kg/cm² y su tamaño, esto es su capacidad eléctrica, fue la resultante necesaria para alimentar las cargas de 840 t/h de PM y 94 t/h de PB.

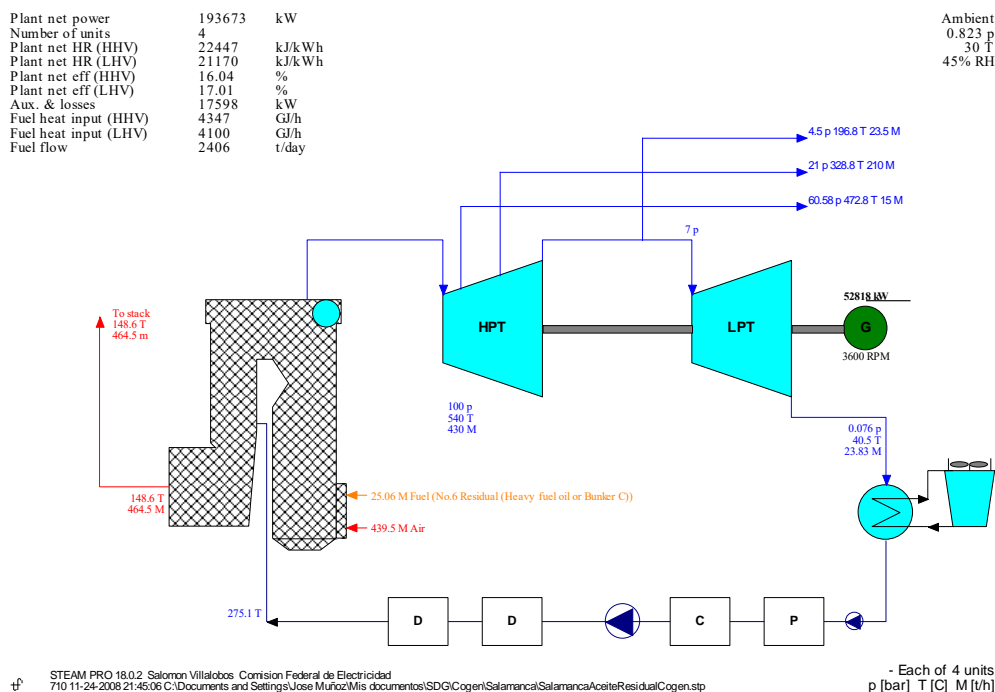


Figura 2. Planta Cogeneración, Combustóleo, sin TGC.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output (kW)		Fuel Input (kJ/s)		Fuel Flows	
	Gross	Net	LHV	HHV	t/h	t/day
Each Unit	52818	48418	284728	301899	25.06	602
Plant Total	211271	193673	1138913	1207597	100.3	2406
Number of units =			4			
Plant net useful heat output =			803522		kJ/s	
as % of total output =			80.58		%	
PLANT EFFICIENCY AND HEAT RATE						
	LHV*		HHV*		Boiler Heat Input**	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
Heat rate	19407	21170	20577	22447	19485	21256
Electric efficiency	18.55	17.01	17.50	16.04	18.48	16.94
CHP (Total) efficiency		87.56		82.58		87.20
U.S. PURPA efficiency		52.28		49.31		52.07

Tabla 3. Resumen de resultados Cogeneración, Combustóleo, sin TGC.

El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 2, los resultados termodinámicos en la Tabla 3, las emisiones en la Tabla 4, el resumen financiero en la Tabla 5, y un condensado de información en la primera línea de la Tabla 42, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas descritas más adelante, en el Capítulo IV.

Se puede ver, en este primer caso, que la potencia neta es de 194 MW, tres veces más que en la planta existente; las razones para esta diferencia tan grande, entre lo que existe y lo que sería *óptimo*, son:

- a) Las condiciones de vapor de nuestro modelo, 100 bar, 540 °C, son de mucho mayor entalpía que las de la instalación existente
- b) En el balance térmico entregado por PEMEX, solo se generan 65.7 MW y no se contabiliza como potencia eléctrica, la producida por las denominadas turbinas de fuerza
- c) Hay dos corrientes de PA, una de 65 t/h y otra de 60 t/h, que son entregadas directamente a proceso, sin generar electricidad
- d) Hay un total de 299 t/h, de las cuales 289 t/h vienen de calderas, y otros 10 t/h, sin origen determinado, que no aportan producción de potencia en PA.

Alternativas Cogeneración Salamanca

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Furnace Emissions (4 units)			
SOx as SO2	8414	68153	39.83
CO2 (net)	307055	2487139	1453.4
Particulate	48.12	389.8	0.2278
Plant Total Emissions			
SOx as SO2	8414	68153	39.83
CO2 (net)	307055	2487140	1453.4
Particulate	48.12	389.8	0.2278
Stack Emissions			
	ng/J	mg/Nm ³	ppmv
SOx as SO2	1935.4	6004 @ 6% O2. dry	2100.4 @ 6% O2. dry
Particulate	11.07	34.33 @ 6% O2. dry	

Tabla 4. Emisiones calculadas de la planta de cogeneración sin TGC. (No se incluye NOx)

También se puede ver que la eficiencia eléctrica neta es de 17.01% y que la eficiencia combinada calor potencia, CHP, por sus siglas en inglés, es de 87.56%; esta solución técnica requiere 2,406 t/d de combustóleo; el precio del combustible considerado es de 5 US\$/GJ; el costo de inversión resultante es de 367.32 MMUS\$, equivalentes a 1,896.6 US\$/kW de capacidad eléctrica instalada; finalmente, el precio de equilibrio, BEEP, es de 67.7 US\$/MWh.

El BEEP es relativamente bajo, principalmente porque la planta termoeléctrica de cogeneración no cuenta con equipo de lavado de gases de combustión.

Por último, en la Figura 3, se presenta el ejercicio de sensibilidad del BEEP a la variación del precio del combustóleo.

Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	1,570	10 ⁶ kWh
Annual Heat Exported	23,430	TJ
Annual Fuel Imported	33,210	TJ LHV
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Annual Limestone Consumed	0	ktonne
Annual Combustion Waste Production	0.0974	ktonne
Annual FGD Waste/Byproducts Production	0	ktonne
Total Investment	367,317,000	USD
Specific Investment	1896.6	USD per kW
Initial Equity	110,195,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	1,275,873,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	11.010	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	14.990	%
Years for Payback of Equity	10.06	years
Net Present Value	-124,650	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0677	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	4.999	USD/GJ
Other		
First Year Combustion Waste Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year Combustion Waste Disposal Expense	0	USD
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Expense	0	USD
First Year Total Other Expense	0	USD

Tabla 5. Resumen Financiero planta cogeneración combustóleo, sin TGC.

Alternativas Cogeneración Salamanca

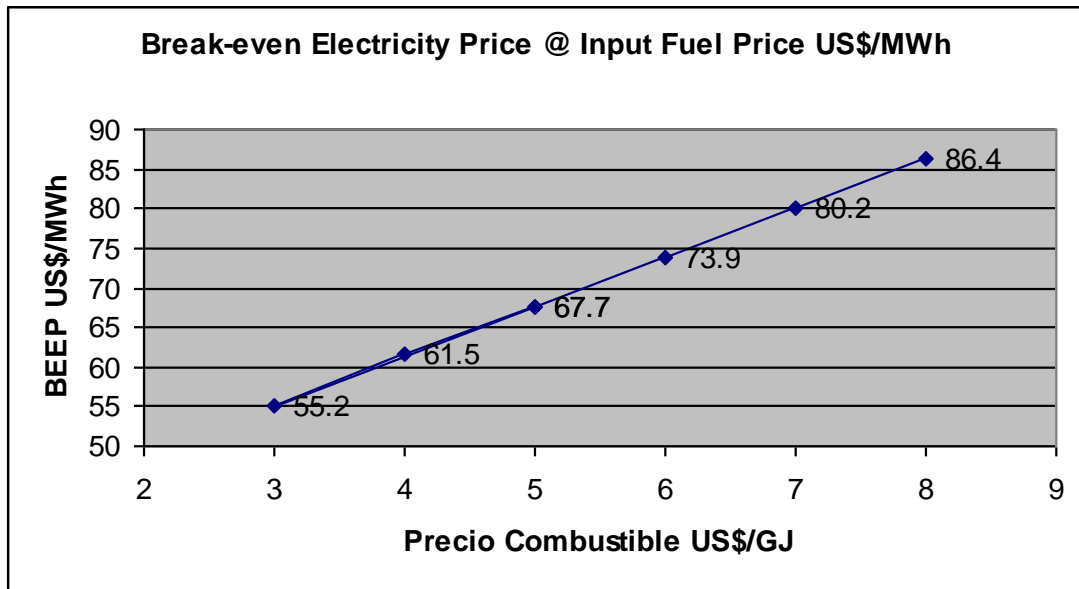


Figura 3. Sensibilidad del BEEP de la planta cogeneración combustóleo, sin TGC, al precio del combustóleo, año 1 del proyecto.

b. Con Tratamiento de Gases de Combustión, TGC

La segunda alternativa considerada, es similar a la anterior, alimentada con combustible residual, pero con tratamiento de gases de combustión, para reducir en 90% la emisión de óxidos de azufre, SO_x .

Esta solución, al igual que la anterior, también podría considerarse como *óptima*, si la planta se fuese a construir nueva ahora, con los criterios vigentes de uso de combustibles residuales de la propia refinería, pero además con tratamiento de gases de combustión, que aun cuando la Norma NOM-ECOL-85, no ha cambiado, parece imposible construir nuevas plantas sin limpieza de gases de combustión.

El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 4, los resultados termodinámicos en la Tabla 6, las emisiones en la Tabla 7, el resumen financiero en la Tabla 8, y un condensado de información en la primera línea de la Tabla 42, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas descritas más adelante, en el Capítulo IV.

Se puede ver que la potencia neta es de 187.17 MW, mucho mayor la planta existente; las razones para esta diferencia tan grande se explican en el punto anterior. A su vez, esta opción tiene 7 MW netos menos, por el consumo de auxiliares en el tratamiento de gases de combustión. La eficiencia eléctrica neta es de 16.43%; la eficiencia CHP es 86.98%; las emisiones de óxidos de azufre de esta alternativa son de 184 ppm, contra 2,100 ppm del caso anterior.

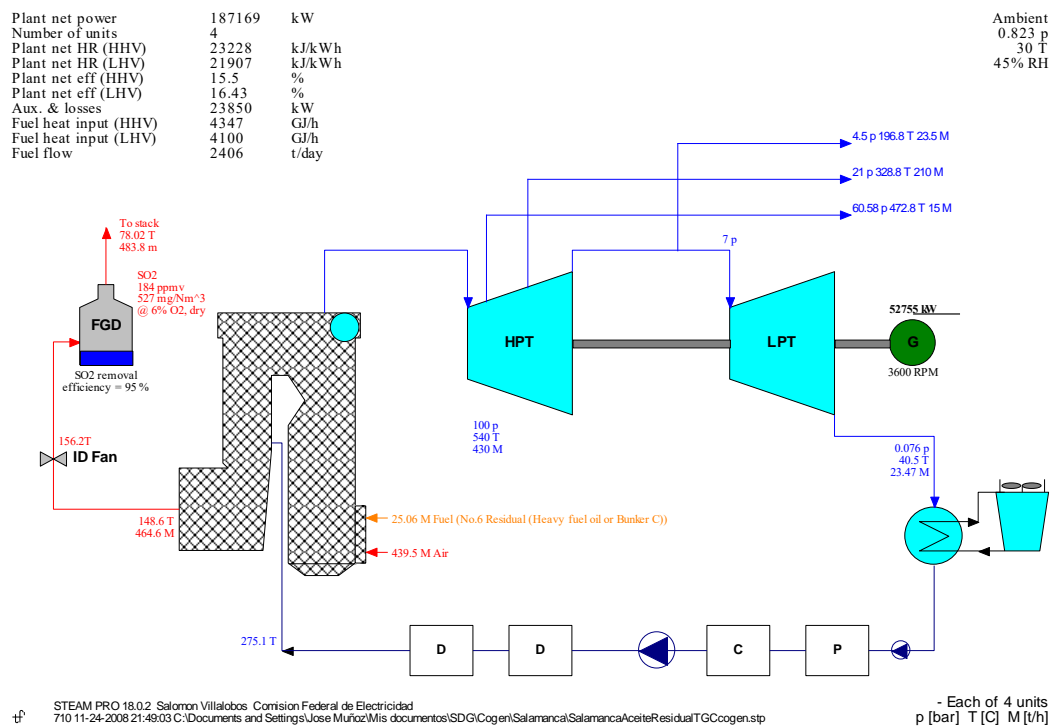


Figura 4. Planta cogeneración, combustóleo, con TGC.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY							
	Power Output (kW)		Fuel Input (kJ/s)		Fuel Flows		
	Gross	Net	LHV	HHV	t/h	t/day	
Each Unit	52755	46792	284736	301908	25.06	602	
Plant Total	211018	187168	1138946	1207632	100.3	2406	
Number of units =			4				
Plant net useful heat output =			803522		kJ/s		
as % of total output =			81.11		%		
PLANT EFFICIENCY AND HEAT RATE							
	LHV*		HHV*		Boiler Heat Input**		
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net	
Heat rate	19431	21907	20602	23228	19509	21995	kJ/kWh
Electric efficiency	18.53	16.43	17.47	15.50	18.45	16.37	%
CHP (Total) efficiency		86.98		82.04		86.63	%
U.S. PURPA efficiency		51.71		48.77		51.50	%

Tabla 6. Resumen de resultados de planta cogeneración combustóleo, con TGC.

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Furnace Emissions (4 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	8414	68155	39.87
CO2 (net)	307064	2487212	1455.1
Particulate	48.12	389.8	0.2281
Flue Gas Desulfurization Exit (4 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	740.4	5998	3.509
CO2 (net)	312344	2529982	1480.2
Particulate	11.16	90.43	0.0529
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	740.4	5998	3.509
CO2 (net)	312344	2529982	1480.2
Particulate	11.16	90.43	0.0529
Stack Emissions			
	ng/J	mg/Nm ³	ppmv
NOx as NO2	0	0 @ 6% O2, dry	0 @ 6% O2, dry
SOx as SO2	170.3	528.3 @ 6% O2, dry	184.8 @ 6% O2, dry
Particulate	2.568	7.966 @ 6% O2, dry	
Note:			
Boiler NOx emission rate is computed from the user-specified concentration input on Other PEACE menu, Emissions & Instrumentation tab.			
The program DOES NOT predict NOx emissions.			
Therefore, it is incumbent on the user to input OEM-provided data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 7. Emisiones calculadas de la planta de cogeneración con TGC. (No se incluye NOx)

También se puede ver que esta solución requiere 2,406 t/d de combustóleo; el precio que se consideró es de 5 US\$/GJ; el costo de inversión es de 652.76 MMUS\$, equivalentes a 3,488 US\$/kW; finalmente, el BEEP es de 89.3 US\$/MWh.

Alternativas Cogeneración Salamanca

Este BEEP, dejó de ser bajo, porque esta planta termoeléctrica de cogeneración cuenta con equipo de lavado de gases de combustión, lo que aumenta tanto su costo de construcción, como su costo de generación.

Por último, en la Figura 5, se presenta el ejercicio de sensibilidad del BEEP a la variación del precio del combustóleo en el primer año del proyecto.

Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	1,520	10 ⁶ kWh
Annual Heat Exported	23,430	TJ
Annual Fuel Imported	33,210	TJ LHV
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Annual Limestone Consumed	107	ktonne
Annual Combustion Waste Production	0.0975	ktonne
Annual FGD Waste/Byproducts Production	197	ktonne
Total Investment	652,762,000	USD
Specific Investment	3488	USD per kW
Initial Equity	195,829,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	2,185,274,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	10.945	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	14.988	%
Years for Payback of Equity	9.869	years
Net Present Value	-261,400	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0893	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	4.999	USD/GJ
Other		
First Year Combustion Waste Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year Combustion Waste Disposal Expense	0	USD
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Expense	0	USD
First Year Total Other Expense	0	USD

Tabla 8. Resumen Financiero planta cogeneración combustóleo, con TGC.

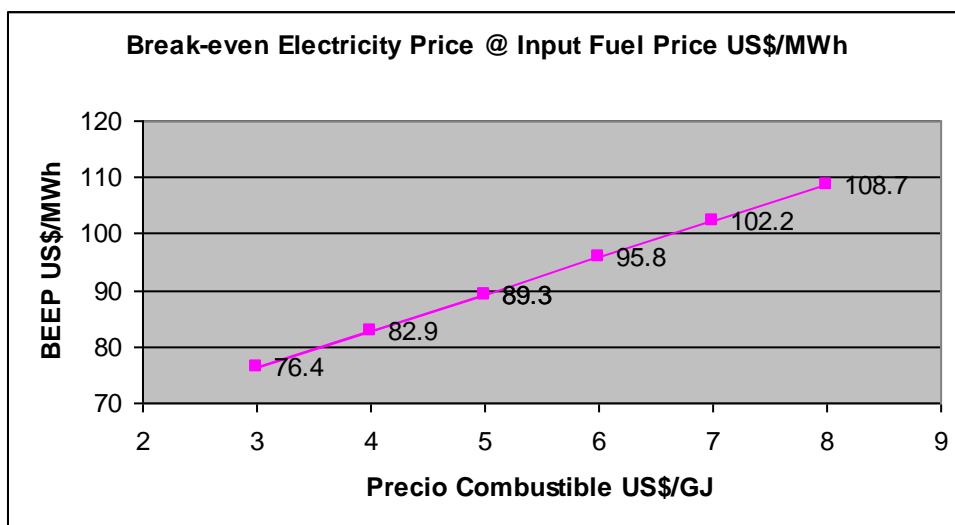


Figura 5. Sensibilidad del BEEP de la planta cogeneración combustóleo, con TGC, al precio del combustóleo, primer año.

2. Coke de Petróleo, Cogeneración, Calderas

a. Calderas Convencionales PC, TGC, 4x56

La tercera alternativa considerada, es una que PEMEX ha buscado construir desde la modernización de la refinería de Cadereyta, que es una planta de cogeneración, muy parecida a las soluciones anteriores, solo que alimentada con coque, en lugar de residual líquido. Esta solución podría considerarse como *óptima*, sin tomar en cuenta la exportación de electricidad, que para las necesidades de CFE sería insuficiente. De antemano se sabe que las calderas que mejor funcionan con este tipo de combustibles son las de lecho fluido, pero se incluye esta alternativa, como referencia, para considerar calderas más conocidas.

El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 6, los resultados termodinámicos en la Tabla 9, las emisiones en la Tabla 10, el resumen financiero en la Tabla 11, y un condensado de información en la primera línea de la Tabla 42, del Capítulo IV, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas descritas más adelante.

La potencia neta para esta alternativa es de 196 MW; tiene una eficiencia eléctrica de 16.02%; su eficiencia CHP es 81.19%; requiere 3,479 t/d de coque; se consideró un precio de 3 US\$/GJ, en el primer año; el costo de inversión es de 883.378 MMUS\$, equivalentes a 4,516 US\$/kW de capacidad eléctrica instalada; finalmente, el precio de equilibrio, BEEP, es de 93.3 US\$/MWh.

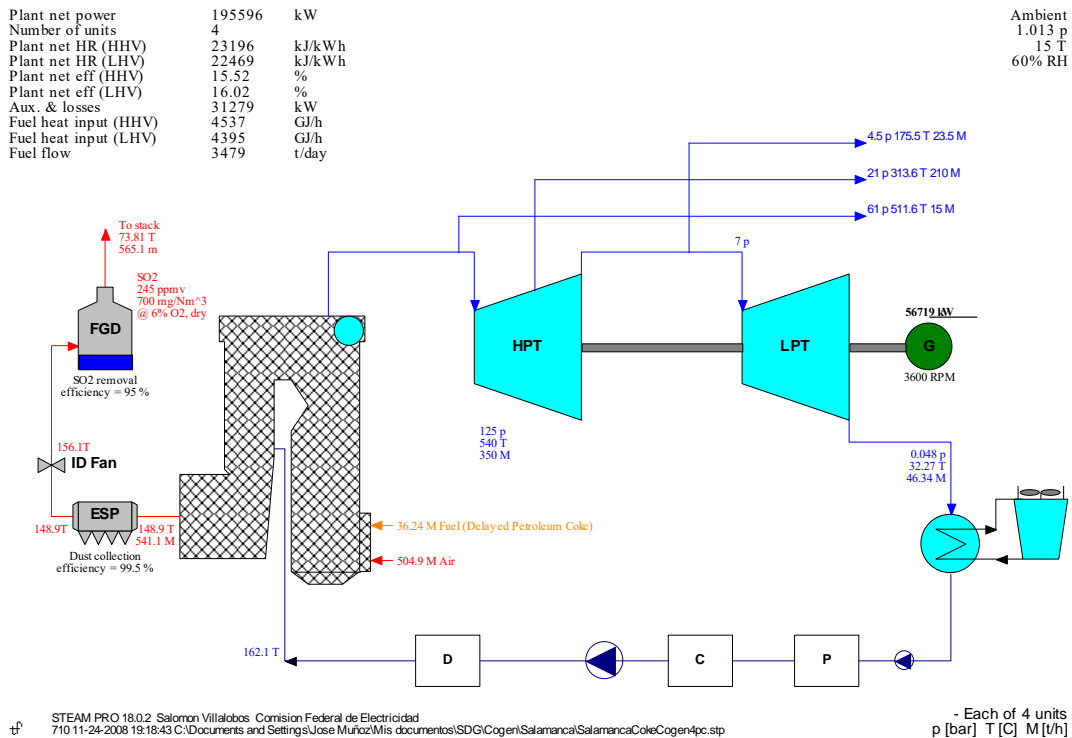


Figura 6. Planta cogeneración 4x56, Coke, PC, TGC.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY							
	Power Output (kW)		Fuel Input (kJ/s)		Fuel Flows		
	Gross	Net	LHV	HHV	t/h	t/day	
Each Unit	56718	48899	305196	315074	36.24	870	
Plant Total	226874	195596	1220784	1260297	145	3479	
Number of units =			4				
Plant net useful heat output =			795566		kJ/s		
as % of total output =			80.27		%		
PLANT EFFICIENCY AND HEAT RATE							
	LHV*		HHV*		Boiler Heat Input**		
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net	
Heat rate	19371	22469	19998	23196	19371	22469	kJ/kWh
Electric efficiency	18.58	16.02	18.00	15.52	18.58	16.02	%
CHP (Total) efficiency		81.19		78.65		81.19	%
U.S. PURPA efficiency		48.61		47.08		48.61	%

Tabla 9. Resumen de resultados de planta cogeneración 4x56, Coke, PC, TGC.

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Furnace Emissions (4 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	12948	104881	57.07
CO2 (net)	423588	3431063	1867.1
Particulate	313.1	2536	1.38
Electrostatic Precipitator Exit (4 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	12948	104880	57.07
CO2 (net)	423587	3431054	1867.1
Particulate	1.565	12.68	0.0069
Flue Gas Desulfurization Exit (4 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1139.4	9229	5.022
CO2 (net)	431713	3496870	1902.9
Particulate	0.3632	2.942	0.0016
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1139.4	9229	5.022
CO2 (net)	431713	3496870	1902.9
Particulate	0.3632	2.942	0.0016
Stack Emissions			
NOx as NO2	0	0 @ 6% O2, dry	0 @ 6% O2, dry
SOx as SO2	251.1	703.9 @ 6% O2, dry	246.2 @ 6% O2, dry
Particulate	0.0801	0.2243 @ 6% O2, dry	
Note:			
Boiler NOx emission rate is computed from the user-specified concentration input on Other PEACE menu, Emissions & Instrumentation tab.			
The program DOES NOT predict NOx emissions.			
Therefore, it is incumbent on the user to input OEM-provided data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 10. Emisiones planta cogeneración 4x56, Coke, PC, TGC. (No incluye NOx)

Alternativas Cogeneración Salamanca

Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	1,580	10 ⁶ kWh
Annual Heat Exported	23,200	TJ
Annual Fuel Imported	35,600	TJ LHV
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Annual Limestone Consumed	165	ktonne
Annual Combustion Waste Production	3.157	ktonne
Annual FGD Waste/Byproducts Production	303	ktonne
Total Investment	883,378,000	USD
Specific Investment	4516	USD per kW
Initial Equity	265,013,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	2,919,336,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	10.922	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	14.984	%
Years for Payback of Equity	9.804	years
Net Present Value	-447,450	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0933	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	2.998	USD/GJ
Other		
First Year Combustion Waste Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year Combustion Waste Disposal Expense	0	USD
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Expense	0	USD
First Year Total Other Expense	0	USD

Tabla 11. Resumen Financiero planta cogeneración 4x56, Coke, PC, TGC

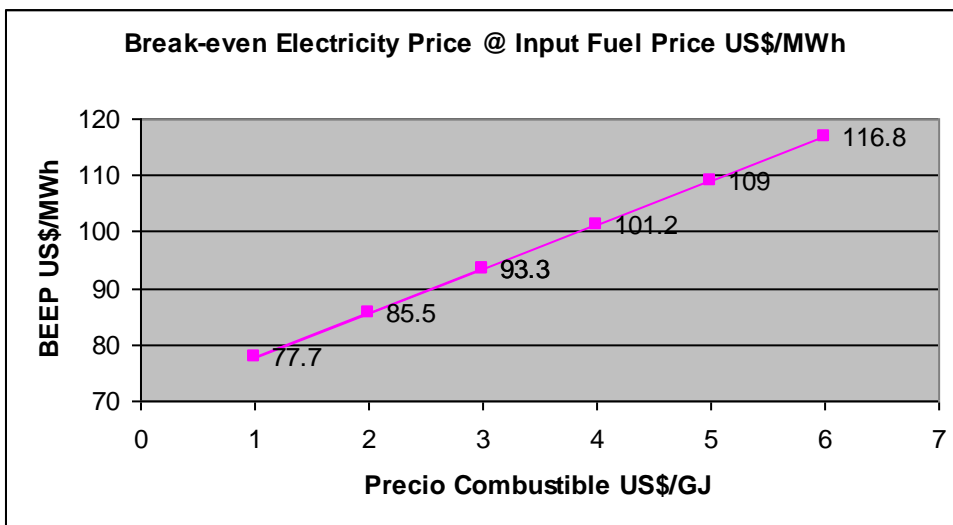


Figura 7. Sensibilidad del BEEP de la planta cogeneración 4x56, Coke, PC, TGC, al precio del coke, en el primer año del proyecto.

Por último, en la Figura 7, se presenta el ejercicio de sensibilidad del BEEP a la variación del precio del coke, en el primer año del proyecto.

Alternativas Cogeneración Salamanca

b. Calderas de Lecho Fluido, FB, 4x52

La cuarta alternativa considerada, es similar a la anterior, alimentada con coque, pero con calderas de lecho fluido, que realmente sería la solución técnica adecuada para usar el *coke* de la refinería en un proyecto de cogeneración. Esta solución podría considerarse como *óptima*, desde el punto de vista de la PEMEX, ya que cuenta con varias calderas, lo que le da alta confiabilidad a la producción de vapor, que es vital para la refinería.

Esta mejor condición para el lado petrolero no toma en cuenta la exportación de electricidad, que para las necesidades de CFE sería insuficiente. Además, la escala no ayuda, ya que como se ve en los siguientes párrafos, el costo unitario de inversión es muy alto, la eficiencia eléctrica de esta solución es muy baja y el costo resultante de la electricidad, BEEP, demasiado alto para CFE.

El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 8, los resultados termodinámicos en la Tabla 12, las emisiones en la Tabla 13, el resumen financiero en la Tabla 14, y un condensado de información en la primera línea de la Tabla 42, del Capítulo IV, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas descritas más adelante.

La potencia neta para esta alternativa es de 179.74 MW; la eficiencia neta es de 15.76%; la eficiencia CHP es 86.24%; esta solución técnica requiere de 3,249 t/d de coque; se consideró un precio combustible de 3 US\$/GJ; el costo de inversión es de 770.799 MMUS\$, equivalentes a 4,288 US\$/kW; el precio de equilibrio, BEEP, es 92.0 US\$/MWh. Este costo de generación puede, del lado de PEMEX, ser inferior a las tarifas horarias de CFE, pero del lado de esta, muy alto como alternativa de generación.

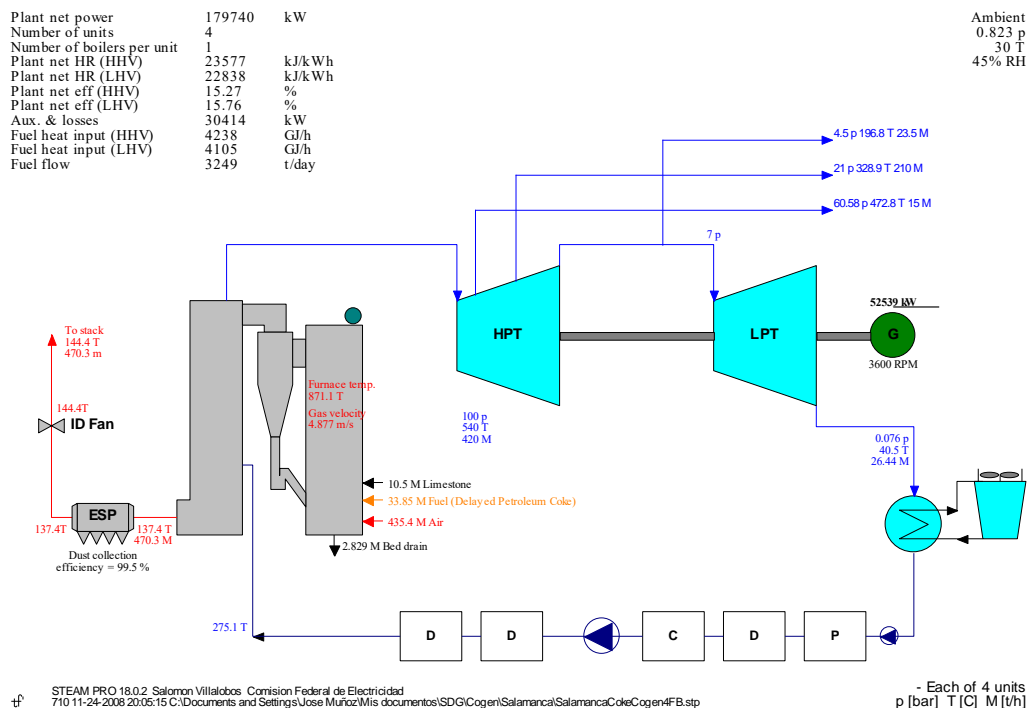


Figura 8. Planta cogeneración 4x52, Coke, Lecho Fluido FB.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output (kW)		Fuel Input (kJ/s)		Fuel Flows	
	Gross	Net	LHV	HHV	t/h	t/day
Each Unit	52538	44935	285057	294284	33.85	812
Plant Total	210153	179740	1140229	1177136	135.4	3249
Number of units =			4			
Plant net useful heat output =			803560	kJ/s		
as % of total output =			81.72	%		
PLANT EFFICIENCY AND HEAT RATE						
	LHV*		HHV*		Boiler Heat Input**	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
Heat rate	19533	22838	20165	23577	19533	22838
Electric efficiency	18.43	15.76	17.85	15.27	18.43	15.76
CHP (Total) efficiency		86.24		83.53		86.24
U.S. PURPA efficiency		51.00		49.40		51.00

Tabla 12. Resumen de resultados de planta cogeneración 4x52, Coke, Lecho Fluido FB.

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Furnace Emissions (4 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1209.4	9796	5.755
CO2 (net)	412883	3344351	1964.7
Particulate	26408	213909	125.7
Electrostatic Precipitator Exit (4 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1209.4	9796	5.755
CO2 (net)	412883	3344351	1964.7
Particulate	132	1069.5	0.6283
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1209.4	9796	5.755
CO2 (net)	412883	3344351	1964.7
Particulate	132	1069.5	0.6283
Stack Emissions			
NOx as NO2	0	0 @ 6% O2, dry	0 @ 6% O2, dry
SOx as SO2	285.4	799.8 @ 6% O2, dry	279.8 @ 6% O2, dry
Particulate	31.16	87.33 @ 6% O2, dry	
Note:			
Boiler NOx emission rate is computed from the user-specified concentration input on Other PEACE menu, Emissions & Instrumentation tab.			
The program DOES NOT predict NOx emissions.			
Therefore, it is incumbent on the user to input OEM-provided data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 13. Emisiones planta cogeneración 4x52, Coke, Lecho Fluido FB. (No incluye NOx)

Alternativas Cogeneración Salamanca

Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	1,460	10^6 kWh
Annual Heat Exported	23,430	TJ
Annual Fuel Imported	33,250	TJ LHV
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Annual Limestone Consumed	340	ktonne
Annual Combustion Waste Production	305	ktonne
Annual FGD Waste/Byproducts Production	0	ktonne
Total Investment	770,799,000	USD
Specific Investment	4288	USD per kW
Initial Equity	231,240,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	2,561,922,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	10.934	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	14.991	%
Years for Payback of Equity	9.826	years
Net Present Value	-227,200	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.092	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	2.999	USD/GJ
Other		
First Year Combustion Waste Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year Combustion Waste Disposal Expense	0	USD
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Expense	0	USD
First Year Total Other Expense	0	USD

Tabla 14. Resumen Financiero planta cogeneración 4x52, Coke, Lecho Fluido FB.

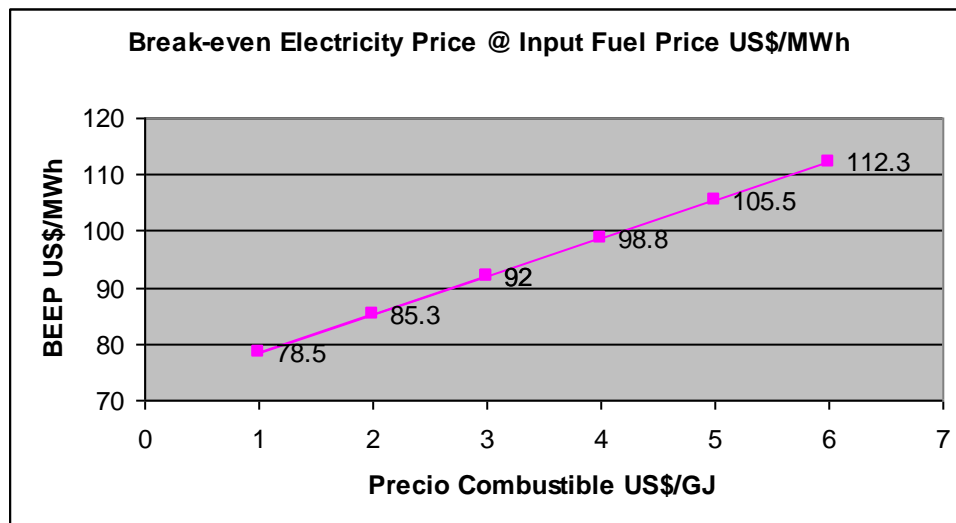


Figura 9. Sensibilidad del BEEP de la planta cogeneración 4x52, Coke, Lecho Fluido, al precio del coke, en el primer año del proyecto.

Por último, en la Figura 7, se presenta el ejercicio de sensibilidad del BEEP a la variación del precio del coke, en el primer año del proyecto.

Alternativas Cogeneración Salamanca

c. Calderas de Lecho Fluido, FB, 2x116

La quinta alternativa considerada, es similar a la anterior, alimentada con coque, con calderas de lecho fluido, pero solamente dos, más grandes, en lugar de cuatro.

Esta solución sería la mejor de cogeneración, pero solo desde el punto de vista de CFE, ya que, sin dejar de ser cogeneración, con suministro de vapor para la refinería, aumenta su potencia eléctrica, ciertamente muy poco para el tamaño de sus necesidades de capacidad. Desde el punto de vista de la PEMEX, la confiabilidad en la producción de vapor, con solo dos fuentes de vapor, es muy baja.

El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 10, los resultados termodinámicos en la Tabla 15, las emisiones en la Tabla 16, el resumen financiero en la Tabla 17, y un condensado de información en la primera línea de la Tabla 42, del Capítulo IV, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas descritas más adelante.

La potencia neta para esta alternativa es de 199 MW; la eficiencia eléctrica es 17.57%; la eficiencia CHP 86.81%; requiere 3,229 t/d de coque; se consideró un precio de 3 US\$/GJ; el costo de inversión es de 683.102 MMUS\$, equivalentes a 3,432 US\$/kW; el precio de equilibrio, BEEP, es 76.7 US\$/MWh.

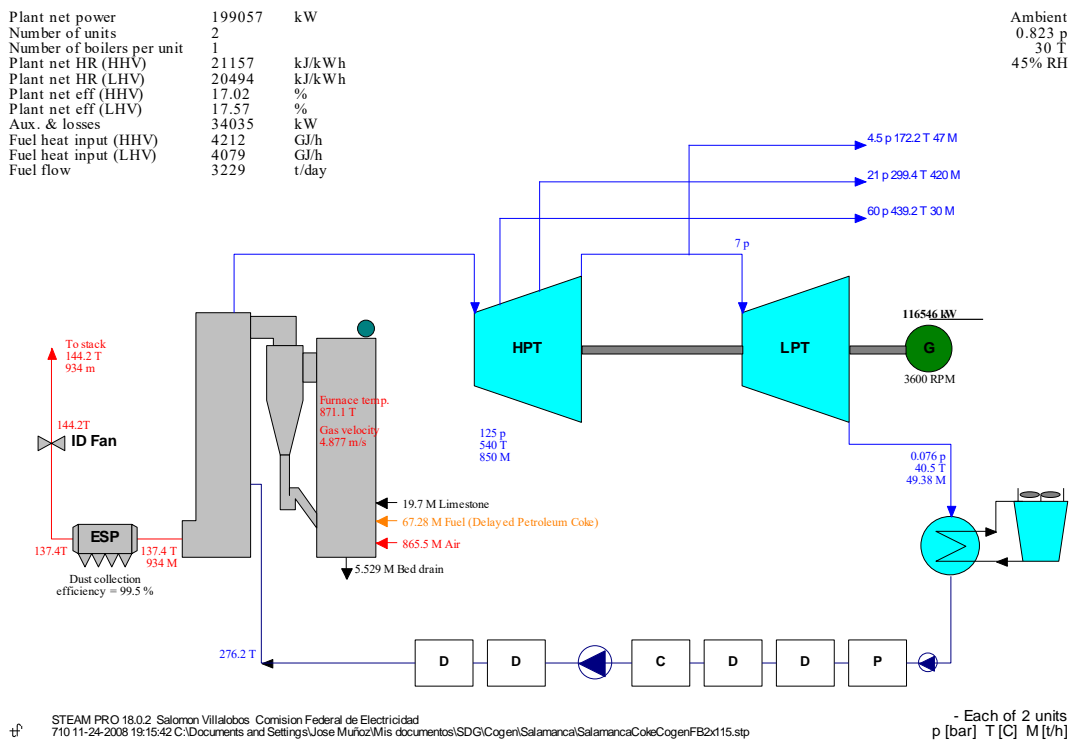


Figura 10. Planta cogeneración 2x116, Coke, Lecho Fluido FB.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output (kW)		Fuel Input (kJ/s)		Fuel Flows	
	Gross	Net	LHV	HHV	t/h	t/day
Each Unit	116546	99528	566596	584935	67.28	1615
Plant Total	233091	199057	1133191	1169870	134.6	3229
Number of units =			2			
Plant net useful heat output =			784705	kJ/s		
as % of total output =			79.77	%		
PLANT EFFICIENCY AND HEAT RATE						
	LHV*		HHV*		Boiler Heat Input**	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
Heat rate	17502	20494	18068	21157	17501	20493
Electric efficiency	20.57	17.57	19.92	17.02	20.57	17.57
CHP (Total) efficiency		86.81		84.09		86.82
U.S. PURPA efficiency		52.19		50.55		52.19

Tabla 15. Resumen de resultados de planta cogeneración 2x116, Coke, Lecho Fluido FB.

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Furnace Emissions (2 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1201.9	9736	5.156
CO2 (net)	408646	3310032	1753.2
Particulate	25803	209004	110.7
Electrostatic Precipitator Exit (2 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1201.9	9736	5.156
CO2 (net)	408646	3310032	1753.2
Particulate	129	1045	0.5535
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1201.9	9736	5.156
CO2 (net)	408646	3310032	1753.2
Particulate	129	1045	0.5535
Stack Emissions			
NOx as NO2	0	0 @ 6% O2, dry	0 @ 6% O2, dry
SOx as SO2	285.4	799.8 @ 6% O2, dry	279.8 @ 6% O2, dry
Particulate	30.63	85.86 @ 6% O2, dry	
Note:			
Boiler NOx emission rate is computed from the user-specified concentration input on Other PEACE menu, Emissions & Instrumentation tab.			
The program DOES NOT predict NOx emissions.			
Therefore, it is incumbent on the user to input OEM-provided data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 16. Emisiones planta cogeneración 4x52, Coke, Lecho Fluido FB. (No incluye NOx)

Alternativas Cogeneración Salamanca

Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	1,610	10^6 kWh
Annual Heat Exported	22,880	TJ
Annual Fuel Imported	33,040	TJ LHV
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Annual Limestone Consumed	319	ktonne
Annual Combustion Waste Production	298	ktonne
Annual FGD Waste/Byproducts Production	0	ktonne
Total Investment	683,102,000	USD
Specific Investment	3432	USD per kW
Initial Equity	204,931,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	2,230,310,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	10.905	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	14.994	%
Years for Payback of Equity	9.726	years
Net Present Value	-125,600	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0767	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	2.999	USD/GJ
Other		
First Year Combustion Waste Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year Combustion Waste Disposal Expense	0	USD
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Expense	0	USD
First Year Total Other Expense	0	USD

Tabla 17. Resumen Financiero planta cogeneración 2x116, Coke, Lecho Fluido FB.

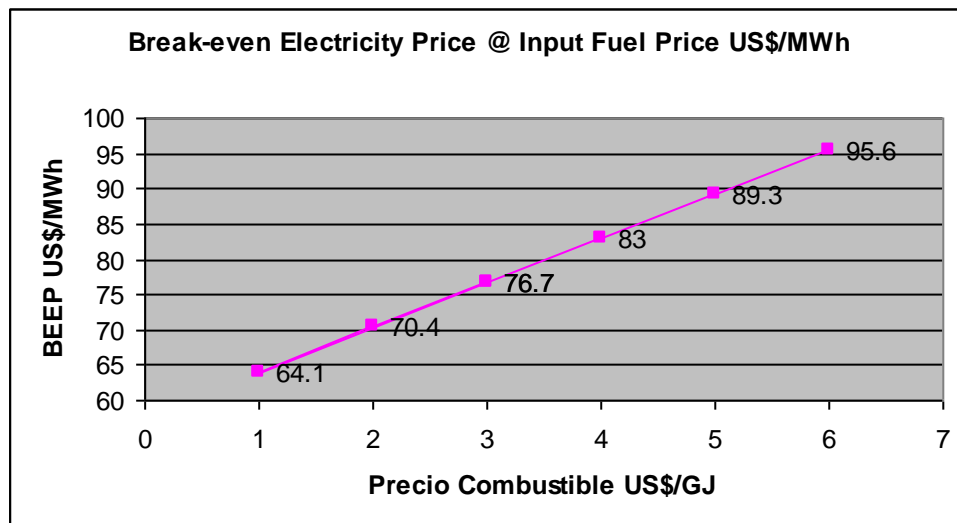


Figura 11. Sensibilidad del BEEP de la planta cogeneración 2x115, Coke, Lecho Fluido, al precio del coke, en el primer año del proyecto.

Por último, en la Figura 11, se presenta el ejercicio de sensibilidad del BEEP a la variación del precio del coke, en el primer año del proyecto.

3. Coke de Petróleo, Lecho Fluido, Solo Electricidad

a. Coke, Solo Electricidad, 3x150 MW

La sexta alternativa consiste en aprovechar el coke de la refinería modernizada para generar exclusivamente electricidad, en plantas que podrían ser construidas en las cercanías de la refinería, pero que también pueden ubicarse en otros lugares, a donde habría que transportar el coke que producirá la refinería de Salamanca, más el de otras refinerías, más algo de carbón suplementario, si se decide desligarse de Salamanca PEMEX.

De hecho, esta es también una alternativa para considerar la conversión de las unidades de Salamanca CFE, que fue diseñada para combustóleo, y que, por el deterioro de la calidad del aire en la zona, actualmente consume gas natural en una alta proporción, lo que aumenta su costo de operación y disminuye su factor de planta.

El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 12, los resultados termodinámicos en la Tabla 18, las emisiones en la Tabla 19, el resumen financiero en la Tabla 20, y el condensado de información en la primera línea de la Tabla 42, del Capítulo IV, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas descritas más adelante.

La potencia neta para esta alternativa es de 407.7 MW; su eficiencia eléctrica 35.37; requiere 3,285 t/d de coke; se consideró un precio de 3 US\$/GJ; el costo de inversión es de 851.207 MMUS\$, equivalentes a 2,087.8 US\$/kW de capacidad eléctrica instalada y, finalmente, el precio de equilibrio, BEEP, es 68.3 US\$/MWh.

Plant net power	407704	kW	Ambient
Number of units	3		0.823 p
Number of boilers per unit	1		30 T
Plant net HR (HHV)	10507	kJ/kWh	45% RH
Plant net HR (LHV)	10178	kJ/kWh	
Plant net eff (HHV)	34.26	%	
Plant net eff (LHV)	35.37	%	
Aux. & losses	42396	kW	
Fuel heat input (HHV)	4284	GJ/h	
Fuel heat input (LHV)	4149	GJ/h	
Fuel flow	3285	t/day	

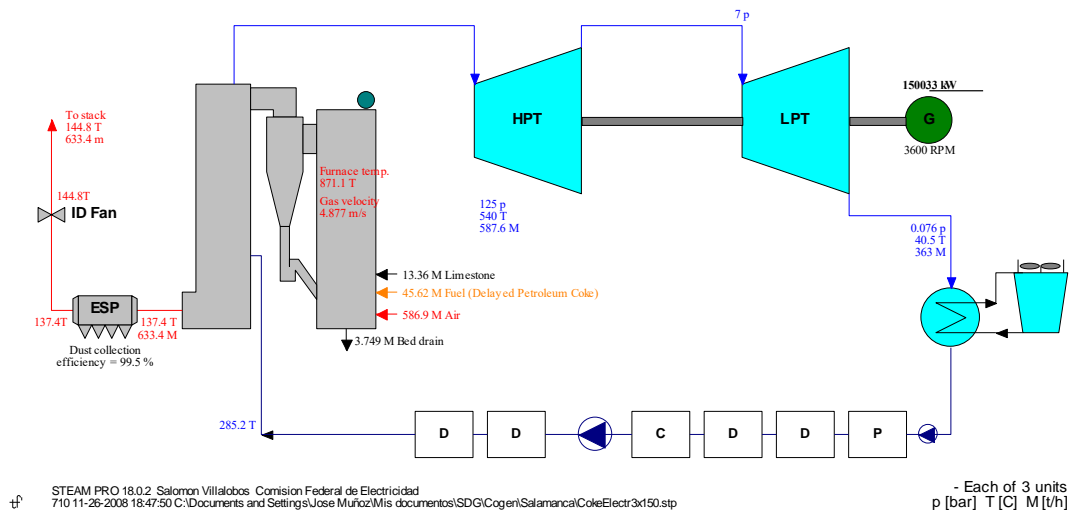


Figura 12. Coke, Lecho Fluido FB, 3x150, Solo Electricidad.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output (kW)		Fuel Input (kJ/s)		Fuel Flows	
	Gross	Net	LHV	HHV	t/h	t/day
Each Unit	150033	135901	384211	396647	45.62	1095
Plant Total	450099	407703	1152632	1189939	136.9	3285
Number of units =			3			
Plant net useful heat output =			0		kJ/s	
as % of total output =			0		%	
PLANT EFFICIENCY AND HEAT RATE						
	LHV*		HHV*		Boiler Heat Input**	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
Heat rate	9219	10178	9517	10507	9219	10178
Electric efficiency	39.05	35.37	37.83	34.26	39.05	35.37
CHP (Total) efficiency		35.37		34.26		35.37
U.S. PURPA efficiency		35.37		34.26		35.37

Tabla 18. Resumen de resultados Coke, Lecho Fluido FB, 3x150, Solo Electricidad.

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Furnace Emissions (3 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1222.5	9903	2.716
CO2 (net)	415657	3366818	923.5
Particulate	26246	212590	58.31
Electrostatic Precipitator Exit (3 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1222.5	9903	2.716
CO2 (net)	415657	3366818	923.5
Particulate	131.2	1062.9	0.2916
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1222.5	9903	2.716
CO2 (net)	415657	3366818	923.5
Particulate	131.2	1062.9	0.2916
Stack Emissions			
	ng/J	mg/Nm ³	ppmv
NOx as NO2	0	0 @ 6% O2, dry	0 @ 6% O2, dry
SOx as SO2	285.4	799.8 @ 6% O2, dry	279.8 @ 6% O2, dry
Particulate	30.63	85.85 @ 6% O2, dry	
Note:			
Boiler NOx emission rate is computed from the user-specified concentration input on Other PEACE menu, Emissions & Instrumentation tab.			
The program DOES NOT predict NOx emissions.			
Therefore, it is incumbent on the user to input OEM-provided data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 19. Emisiones Coke, Lecho Fluido FB, 3x150, Solo Electricidad. (No incluye NOx)

Alternativas Cogeneración Salamanca

Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	3,300	10^6 kWh
Annual Heat Exported	0	TJ
Annual Fuel Imported	33,610	TJ LHV
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Annual Limestone Consumed	325	ktonne
Annual Combustion Waste Production	303	ktonne
Annual FGD Waste/Byproducts Production	0	ktonne
Total Investment	851,207,000	USD
Specific Investment	2087.8	USD per kW
Initial Equity	255,362,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	3,618,650,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	13.138	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	19.956	%
Years for Payback of Equity	6.394	years
Net Present Value	132,540,000	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0683	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	3.675	USD/GJ
Other		
First Year Combustion Waste Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year Combustion Waste Disposal Expense	0	USD
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Expense	0	USD
First Year Total Other Expense	0	USD

Tabla 20. Resumen Financiero Coke, Lecho Fluido FB, 3x150, Solo Electricidad.

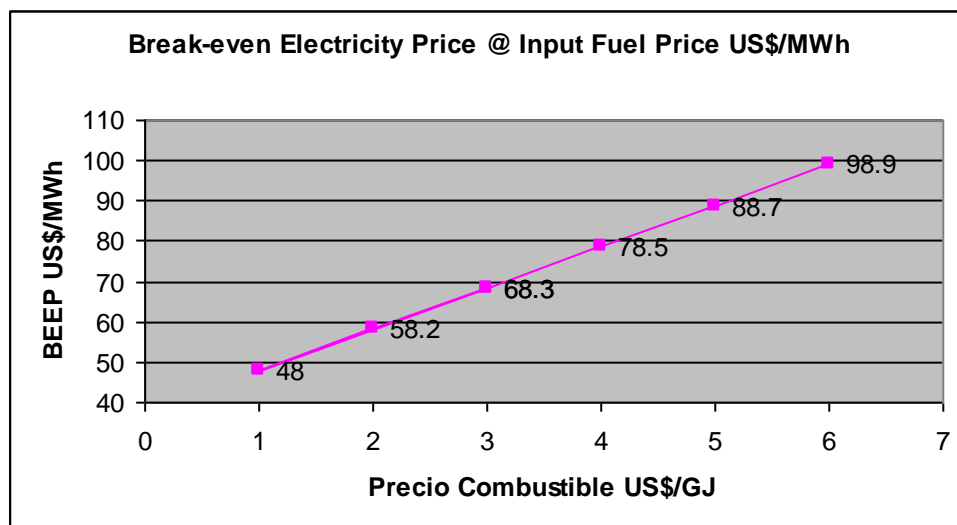


Figura 13. Sensibilidad del BEEP de Planta Coke, Lecho Fluido FB, 3x150, Solo Electricidad, al precio del coke, en el primer año del proyecto.

Por último, en la Figura 9, se presenta el ejercicio de sensibilidad del BEEP a la variación del precio del coke, en el primer año del proyecto.

Alternativas Cogeneración Salamanca

b. Coke, Solo Electricidad, 2x250 MW

La séptima alternativa es similar a la anterior, pero con unidades de mayor tamaño, para aprovechar el factor de escala.

El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 14, los resultados termodinámicos en la Tabla 21, las emisiones en la Tabla 22, el resumen financiero en la Tabla 23, y el condensado de información en la primera línea de la Tabla 42, del Capítulo IV, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas descritas más adelante.

La potencia neta para esta alternativa es de 455.3 MW; su eficiencia eléctrica neta es 38.35%; requiere de 3,383 t/d de coke; el precio considerado fue de 3 US\$/GJ; el costo de inversión es de 831.25 MMUS\$, equivalentes a 1,826.3 US\$/kW; el precio de equilibrio, BEEP, es 62.6 US\$/MWh. Tanto el costo de construcción, como el BEEP, son bastante mejores que en la alternativa anterior.

Por último, en la Figura 15, se presenta el ejercicio de sensibilidad del BEEP a la variación del precio del coke, en el primer año del proyecto.

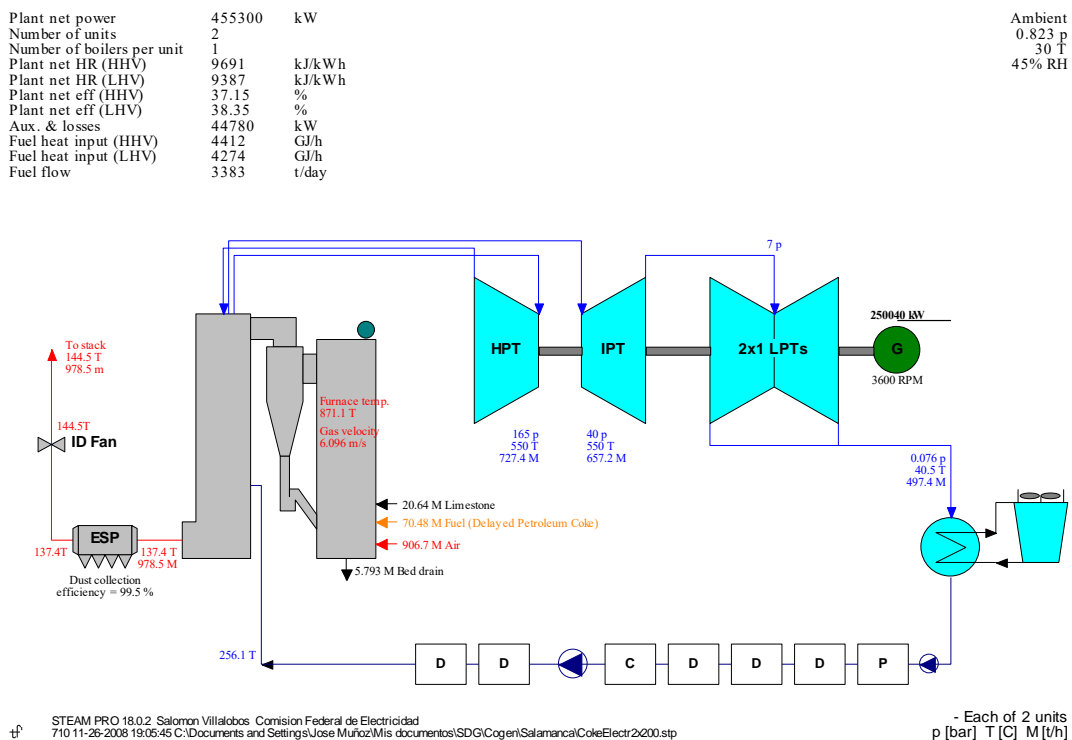


Figura 14. Coke, Lecho Fluido FB, 2x200, Solo Electricidad.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output (kW)		Fuel Input (kJ/s)		Fuel Flows	
	Gross	Net	LHV	HHV	t/h	t/day
Each Unit	250039	227650	593591	612804	70.48	1692
Plant Total	500079	455299	1187182	1225608	141	3383
Number of units =			2			
Plant net useful heat output =			0		kJ/s	
as % of total output =			0		%	
PLANT EFFICIENCY AND HEAT RATE						
	LHV*		HHV*		Boiler Heat Input**	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
Heat rate	8546	9387	8823	9691	8546	9387
Electric efficiency	42.12	38.35	40.80	37.15	42.12	38.35
CHP (Total) efficiency		38.35		37.15		38.35
U.S. PURPA efficiency		38.35		37.15		38.35

Tabla 21. Resumen de resultados Coke, Lecho Fluido FB, 2x200, Solo Electricidad.

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Furnace Emissions (2 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1259.2	10199	2.518
CO2 (net)	428116	3467739	856.1
Particulate	27032	218962	54.06
Electrostatic Precipitator Exit (2 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1259.2	10199	2.518
CO2 (net)	428116	3467739	856.1
Particulate	135.2	1094.8	0.2703
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	1259.2	10199	2.518
CO2 (net)	428116	3467739	856.1
Particulate	135.2	1094.8	0.2703
Stack Emissions			
	ng/J	mg/Nm ³	ppmv
NOx as NO2	0	0 @ 6% O2, dry	0 @ 6% O2, dry
SOx as SO2	285.4	799.8 @ 6% O2, dry	279.8 @ 6% O2, dry
Particulate	30.63	85.85 @ 6% O2, dry	
Note:			
Boiler NOx emission rate is computed from the user-specified concentration input on Other PEACE menu, Emissions & Instrumentation tab.			
The program DOES NOT predict NOx emissions.			
Therefore, it is incumbent on the user to input OEM-provided data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 22. Emisiones Coke, Lecho Fluido FB, 2x200, Solo Electricidad. (No incluye NOx)

Alternativas Cogeneración Salamanca

Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	3,690	10 ⁶ kWh
Annual Heat Exported	0	TJ
Annual Fuel Imported	34,620	TJ LHV
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Annual Limestone Consumed	334	ktonne
Annual Combustion Waste Production	312	ktonne
Annual FGD Waste/Byproducts Production	0	ktonne
Total Investment	831,525,000	USD
Specific Investment	1826.3	USD per kW
Initial Equity	249,457,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	2,653,375,000	USD
	0	
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	10.866	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	14.995	%
Years for Payback of Equity	9.602	years
Net Present Value	-138,100	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0626	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	2.999	USD/GJ
Other		
First Year Combustion Waste Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year Combustion Waste Disposal Expense	0	USD
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Expense	0	USD
First Year Total Other Expense	0	USD

Tabla 23. Resumen Financiero Coke, Lecho Fluido FB, 2x200, Solo Electricidad.

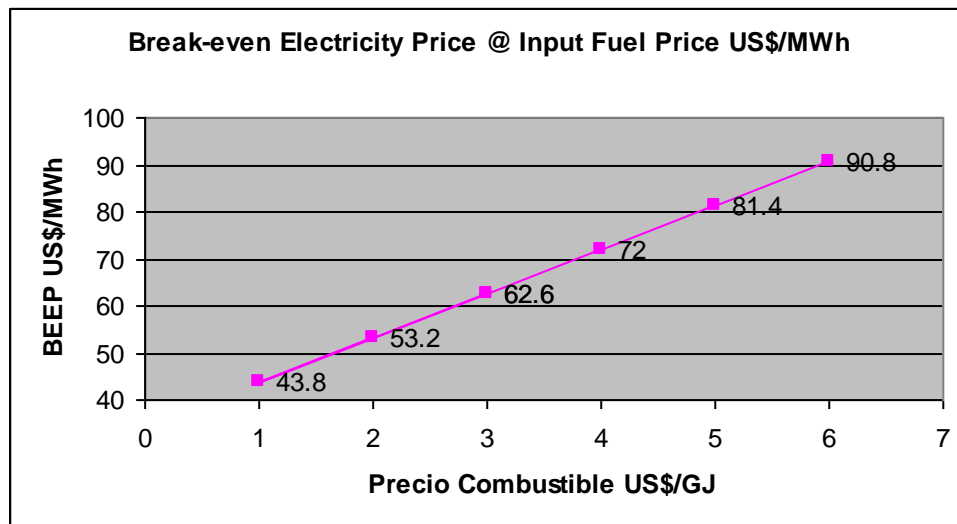


Figura 15. Sensibilidad del BEEP de Planta Coke, Lecho Fluido FB, 2x200, Solo Electricidad, al precio del coke, en el primer año del proyecto.

Alternativas Cogeneración Salamanca

c. Coke, Solo Electricidad, 3x300 MW

La octava alternativa es similar a la anterior, pero con unidades de aún mayor tamaño, para aprovechar mejor el factor de escala; además, esta alternativa sería la primera etapa de una planta que consuma el coke de dos refinерías, por lo que es muy claro que su ubicación ya no tiene que estar ligada a la de una refinерía, salvo que se tratase de convertir a coke-carbón la planta termoeléctrica de CFE en Salamanca.

El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 16, los resultados termodinámicos en la Tabla 24, las emisiones en la Tabla 25, el resumen financiero en la Tabla 26 y el condensado de información en la primera línea de la Tabla 42, del Capítulo IV, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas descritas más adelante.

La potencia neta para esta alternativa es de 820 MW; la eficiencia eléctrica neta es 38.41%; requiere 6,085 t/d de coke; se consideró un precio de 3 US\$/GJ; el costo de inversión es 1,413.338 MMUS\$, equivalentes a 1,723.4 US\$/kW; el precio de equilibrio, BEEP, es de 61.3 US\$/MWh, muy competitivo. Esta alternativa puede mejorar en 350 MW.

Por último, en la Figura 17, se presenta el ejercicio de sensibilidad del BEEP a la variación del precio del coke, en el primer año del proyecto.

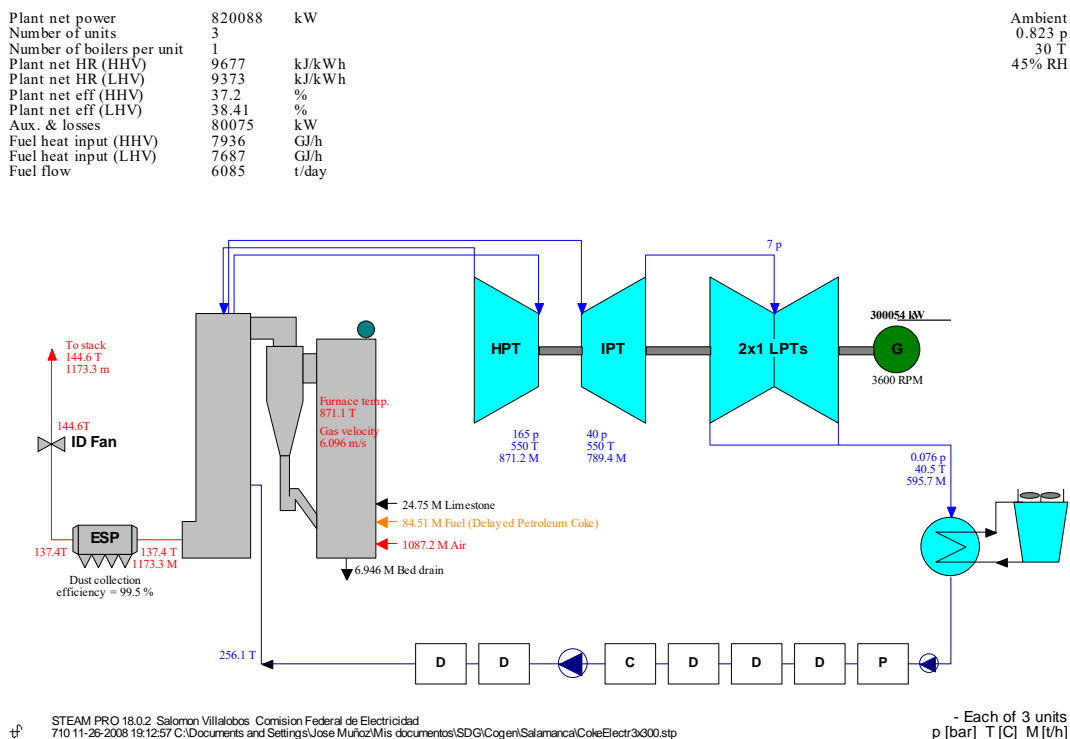


Figura 16. Coke, Lecho Fluido FB, 3x300, Solo Electricidad.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output (kW)		Fuel Input (kJ/s)		Fuel Flows	
	Gross	Net	LHV	HHV	t/h	t/day
Each Unit	300054	273362	711754	734792	84.51	2028
Plant Total	900161	820087	2135262	2204375	253.5	6085
Number of units =			3			
Plant net useful heat output =			0		kJ/s	
as % of total output =			0		%	
PLANT EFFICIENCY AND HEAT RATE						
	LHV*		HHV*		Boiler Heat Input**	
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net
Heat rate	8540	9373	8816	9677	8540	9373
Electric efficiency	42.16	38.41	40.84	37.20	42.16	38.41
CHP (Total) efficiency		38.41		37.20		38.41
U.S. PURPA efficiency		38.41		37.20		38.41

Tabla 24. Resumen de resultados Coke, Lecho Fluido FB, 3x300, Solo Electricidad.

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Furnace Emissions (3 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	2264.8	18345	2.516
CO2 (net)	770008	6237062	855.4
Particulate	48621	393824	54.01
Electrostatic Precipitator Exit (3 units)			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	2264.8	18345	2.516
CO2 (net)	770008	6237062	855.4
Particulate	243.1	1969.1	0.2701
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	0	0	0
SOx as SO2	2264.8	18345	2.516
CO2 (net)	770008	6237062	855.4
Particulate	243.1	1969.1	0.2701
Stack Emissions			
	ng/J	mg/Nm ³	ppmv
NOx as NO2	0	0 @ 6% O2, dry	0 @ 6% O2, dry
SOx as SO2	285.4	799.8 @ 6% O2, dry	279.8 @ 6% O2, dry
Particulate	30.63	85.85 @ 6% O2, dry	
Note:			
Boiler NOx emission rate is computed from the user-specified concentration input on Other PEACE menu, Emissions & Instrumentation tab.			
The program DOES NOT predict NOx emissions.			
Therefore, it is incumbent on the user to input OEM-provided data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 25. Emisiones Coke, Lecho Fluido FB, 3x300, Solo Electricidad. (No incluye NOx)

Alternativas Cogeneración Salamanca

Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	6,640	10 ⁶ kWh
Annual Heat Exported	0	TJ
Annual Fuel Imported	62,250	TJ LHV
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Annual Limestone Consumed	601	ktonne
Annual Combustion Waste Production	561	ktonne
Annual FGD Waste/Byproducts Production	0	ktonne
Total Investment	1,413,338,000	USD
Specific Investment	1723.4	USD per kW
Initial Equity	424,002,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	4,509,083,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	10.861	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	14.984	%
Years for Payback of Equity	9.615	years
Net Present Value	-711,200	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0613	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	2.998	USD/GJ
Other		
First Year Combustion Waste Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Cost	0	USD/tonne
First Year Combustion Waste Disposal Expense	0	USD
First Year FGD Waste/Byproducts Disposal Expense	0	USD
First Year Total Other Expense	0	USD

Tabla 26. Resumen Financiero Coke, Lecho Fluido FB, 3x300, Solo Electricidad.

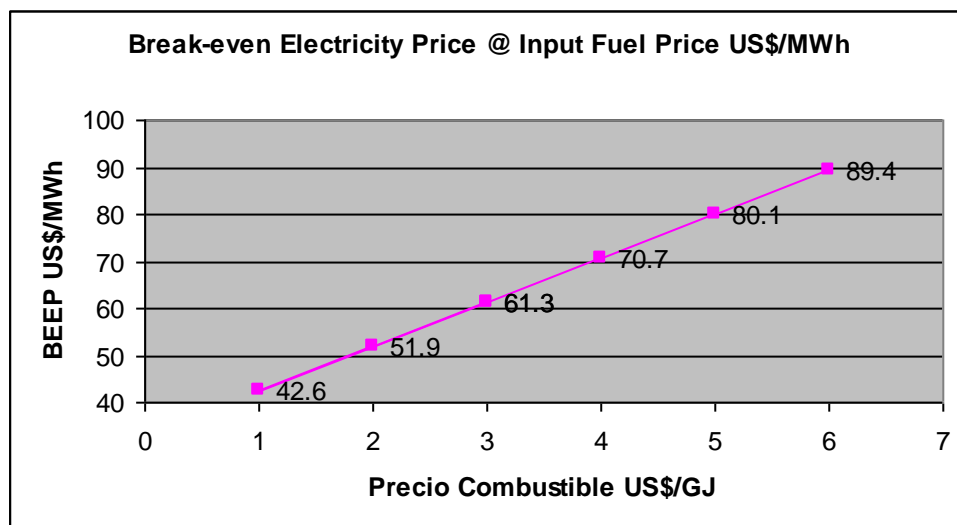


Figura 17. Sensibilidad del BEEP de Planta Coke, Lecho Fluido FB, 3x300, Solo Electricidad, al precio del coke, en el primer año del proyecto.

4. Gasificación de Coke integrada a un Ciclo Combinado

a. Solo electricidad, IGCC

La novena alternativa consta de la tecnología llamada Gasificación Integrada a Ciclo Combinada, IGCC, por sus siglas en inglés. Esta tecnología no ha sido competitiva contra las de carbón limpias. Sin embargo, se presenta como una posibilidad, principalmente para PEMEX, que podría aprovecharla como fuente de hidrógeno para sus procesos de la refinería; de hecho, la tecnología de gasificación de carbón, coque y en general combustibles *difíciles*, sin liga a un ciclo combinado, sí se ha desarrollado, y se usa para obtener productos tales como hidrógeno, azufre, amoníaco, fertilizantes y sustitutos de petrolíferos.

El resultado de este modelo IGCC, es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 18; el proceso de gasificación se presenta en forma gráfica en la Figura 19; los resultados termodinámicos en la Tabla 27, las emisiones en la Tabla 28, el resumen financiero en la Tabla 29, y el condensado de información en la primera línea de la Tabla 42, del Capítulo IV, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas descritas más adelante.

La potencia neta para esta alternativa es de 425.161 MW; su eficiencia eléctrica neta, es 41.34%; requiere 2,931 t/d de coque; se consideró un precio de 3 US\$/GJ; el costo de inversión es de 873.456 MMUS\$, equivalentes a 2,054.4 US\$/kW; el precio de equilibrio, BEEP, es de 67.7 US\$/MWh.

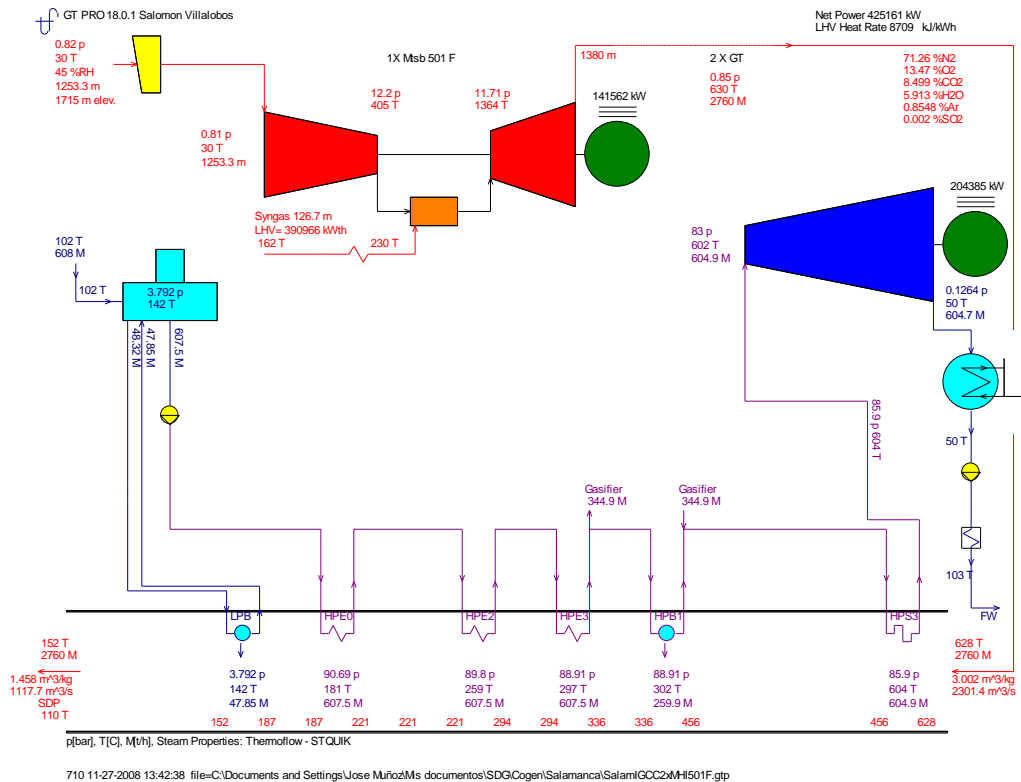


Figura 18. Coke, Gasificación, 2xMHI501F, Solo Electricidad.

Alternativas Cogeneración Salamanca

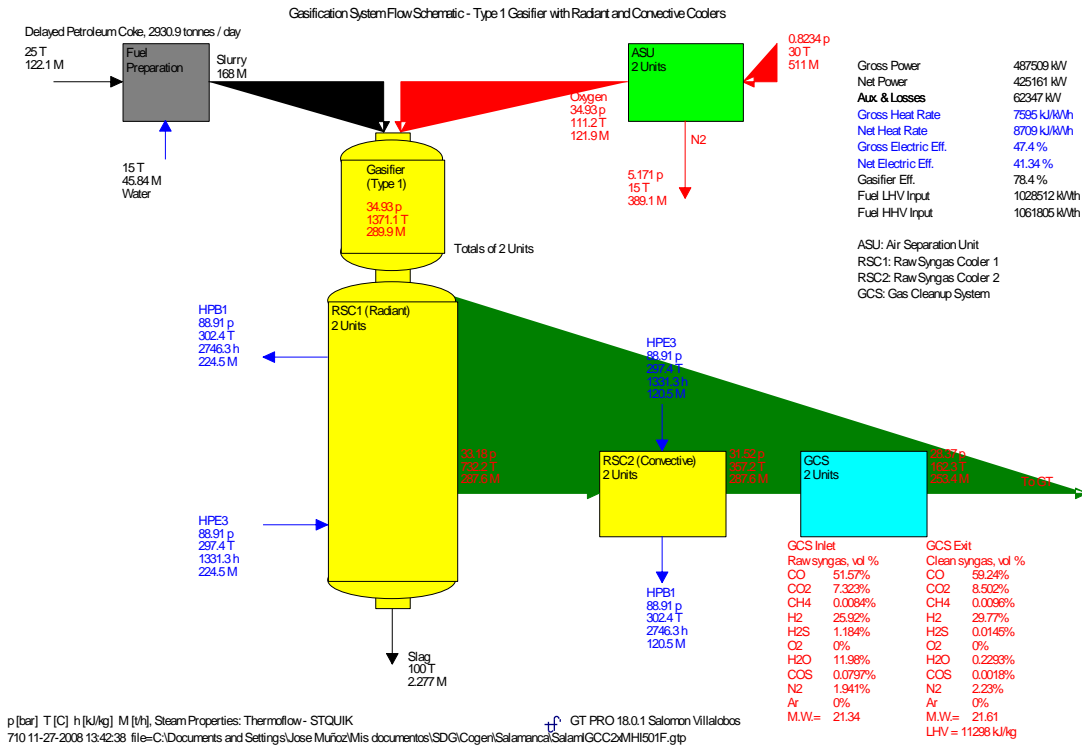


Figura 19. Proceso de Gasificación de Coke.

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate kJ/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	283123		9943		36.21	
Steam Turbine(s)	204385					
Plant Total	487509	425161	7595	8709	47.40	41.34
PLANT EFFICIENCIES						
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency		Power gen. eff. on		Canadian Class 43	
%	%		chargeable energy, %		Heat Rate, kJ/kWh	
41.34	41.34		41.34		6092	

Tabla 27. Resumen de resultados Coke, Gasificación, Solo Electricidad.

Finalmente, en la Figura 20, se presentan los resultados del ejercicio de cálculo de la sensibilidad de esta alternativa que el precio del coke ejerce sobre el BEEP.

Alternativas Cogeneración Salamanca

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Gas Turbine Emissions (total for 2 units) - burning gas fuel			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	122.7	889.6	0.2517
CO2 (net)	349737	2535589	717.4
Power Plant Total Emissions (Gasification plant emissions not included)			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	122.7	889.6	0.2517
CO2 (net)	349737	2535589	717.4
NH3	0	0	0
Plant Total Ammonia Consumption for SCR			
Pure NH3	0	0	0
Aqueous Ammonia	0	0	0
Note:			
Gas turbine and duct burner NOx, CO, and UHC emissions rates			
are computed from user-specified concentrations, input on the Environment topic.			
NH3 emissions are user-specified via the 'Ammonia slip' input on the SCR design menu.			
The program DOES NOT predict emissions of these compounds.			
It is the user's responsibility to input OEM-provided			
data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 28. Emisiones Coke, Gasificación, Solo Electricidad.

Se puede ver que las emisiones de esta tecnología son muy bajas: 717 kg/MWh de CO₂ y 0.2517 kg/MWh de SO₂, contra 855.4 y 2.516, respectivamente, en la mejor opción de uso de coke en caldera de lecho fluido, para electricidad, presentados en la Tabla 25.

Financial Summary		
Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	3,080	10^6 kWh
Annual Steam Exported	0	TJ
Annual Fuel Imported	26,840	TJ LHV
Annual Water Imported	4550	10^6 l
Annual CO2 Emission	2535.6	ktonne
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Total Investment	873,456,000	USD
Specific Investment	2054.4	USD per kW
Initial Equity	262,037,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	1,296,380,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	10.004	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	15.049	%
Years for Payback of Equity	7.991	years
Net Present Value	994,400	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0677	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	3.007	USD/GJ

Tabla 29. Resumen Financiero Coke, Gasificación, Solo Electricidad.

Alternativas Cogeneración Salamanca

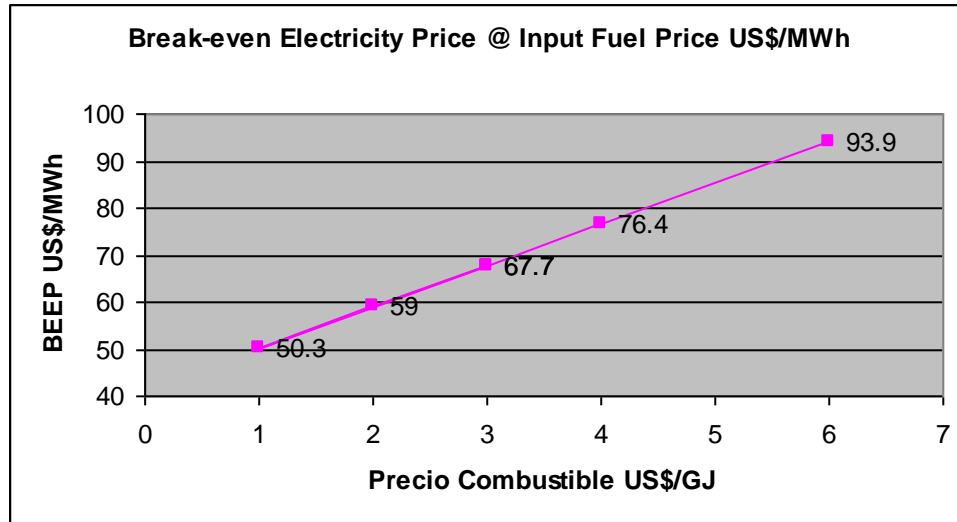


Figura 20. Sensibilidad del BEEP de Planta Coke, IGCC, Solo Electricidad, al precio del coke, en el primer año del proyecto.

b. Coke, Gasificación, Cogeneración

La décima alternativa considerada aquí, es la de IGCC, adaptada a cogeneración. El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 21; en la Figura 22, aparece el resumen gráfico del proceso de gasificación correspondiente; los resultados termodinámicos se presentan en la Tabla 30; las emisiones en la Tabla 31; el resumen financiero en la Tabla 32; y finalmente hay un condensado de información en la Tabla 42, del Capítulo IV, que compara datos importantes de esta y las otras alternativas.

La potencia neta para esta alternativa es de 611.747 MW; su eficiencia eléctrica neta es 29.74%; la eficiencia CHP es 70.7%; requiere 5,862 t/d de coke; el precio considerado es 3 US\$/GJ; el costo de inversión es de 1,648.725 MMUS\$, equivalentes a 2,695.1 US\$/kW de capacidad eléctrica instalada y, finalmente, el precio de equilibrio, BEEP, al cual se puede vender la electricidad, es de 72.4 US\$/MWh.

Este BEEP más alto que el de Gasificación Solo Electricidad, significa que no hay ventaja en la adaptación de esta tecnología a cogeneración, habría que vender el vapor más caro que al precio del coke; además, para suministrar el vapor de la refinería, requiere del doble de coke de la que esta producirá. Por ningún lado se ve como buena alternativa.

Finalmente, en la Figura 23, se presentan los resultados del ejercicio de cálculo de la sensibilidad de esta alternativa que el precio del coke ejerce sobre el BEEP.

Alternativas Cogeneración Salamanca

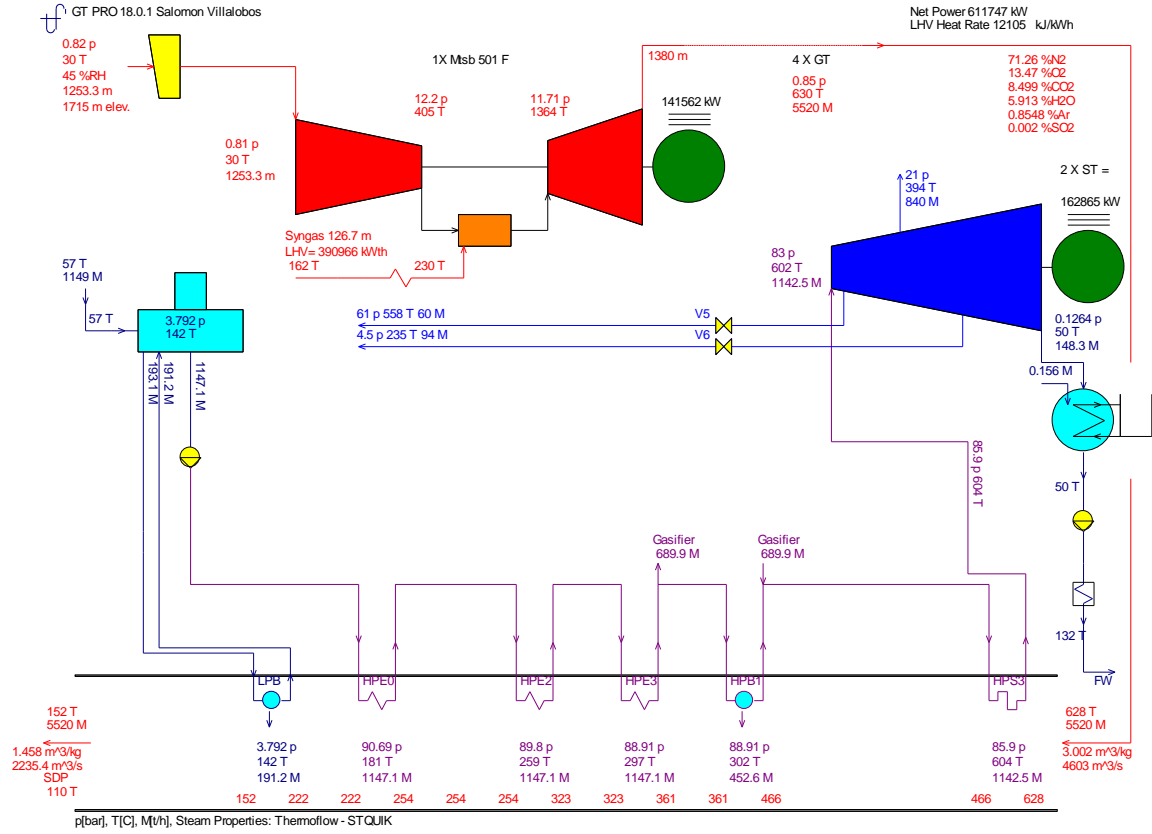


Figura 21. Coke, Gasificación, 2xMHI501F, Cogeneración.

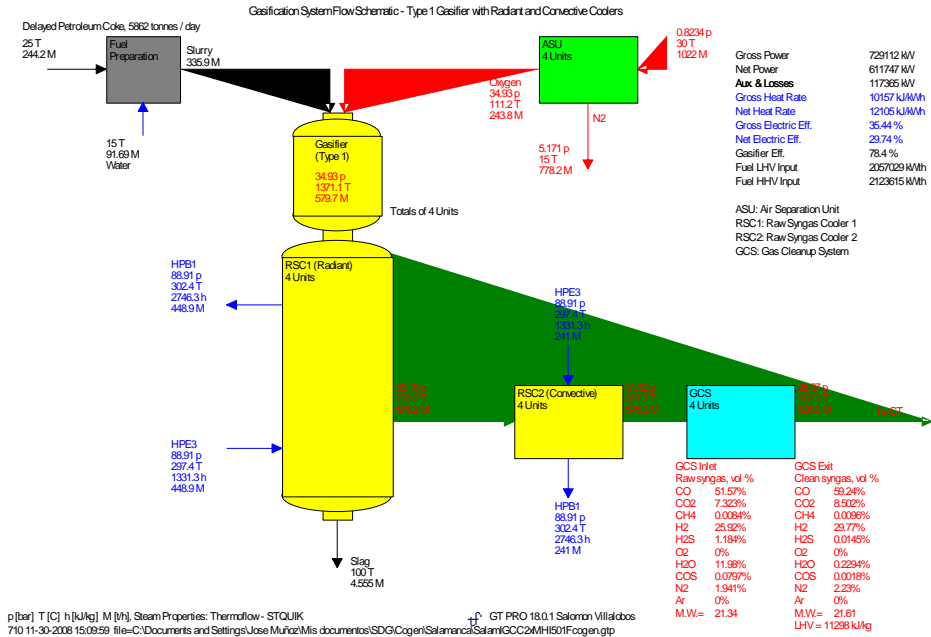


Figura 22. Planta de Gasificación, Cogeneración.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate kJ/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	566247		9943		36.21	
Steam Turbine(s)	162865					
Plant Total	729112	611747	10157	12105	35.44	29.74
PLANT EFFICIENCIES						
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency		Power gen. eff. on		Canadian Class 43	
%	%		chargeable energy, %		Heat Rate, kJ/kWh	
50.22	70.70		53.15		3779	

Tabla 30. Resumen de resultados Coke, Gasificación, Cogeneración.

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Gas Turbine Emissions (total for 4 units) - burning gas fuel			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	245.4	1779.2	0.3366
CO2 (net)	699474	5071186	959.4
Power Plant Total Emissions (Gasification plant emissions not included)			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	245.4	1779.2	0.3366
CO2 (net)	699474	5071186	959.4
NH3	0	0	0
Plant Total Ammonia Consumption for SCR			
Pure NH3	0	0	0
Aqueous Ammonia	0	0	0
Note:			
Gas turbine and duct burner NOx, CO, and UHC emissions rates			
are computed from user-specified concentrations, input on the Environment topic.			
NH3 emissions are user-specified via the 'Ammonia slip' input on the SCR design menu.			
The program DOES NOT predict emissions of these compounds.			
It is the user's responsibility to input OEM-provided			
data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 31. Emisiones Coke, Gasificación Cogeneración.

Alternativas Cogeneración Salamanca

Financial Summary		
Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	4,440	10 ⁶ kWh
Annual Steam Exported	21,990	TJ
Annual Fuel Imported	53,700	TJ LHV
Annual Water Imported	2979.1	10 ⁶ l
Annual CO2 Emission	5071	ktonne
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Total Investment	1,648,725,000	USD
Specific Investment	2695.1	USD per kW
Initial Equity	494,618,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	2,440,818,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	9.986	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	15.007	%
Years for Payback of Equity	8.014	years
Net Present Value	269,200	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0724	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	3.001	USD/GJ

Tabla 32. Resumen Financiero Coke, Gasificación, Cogeneración.

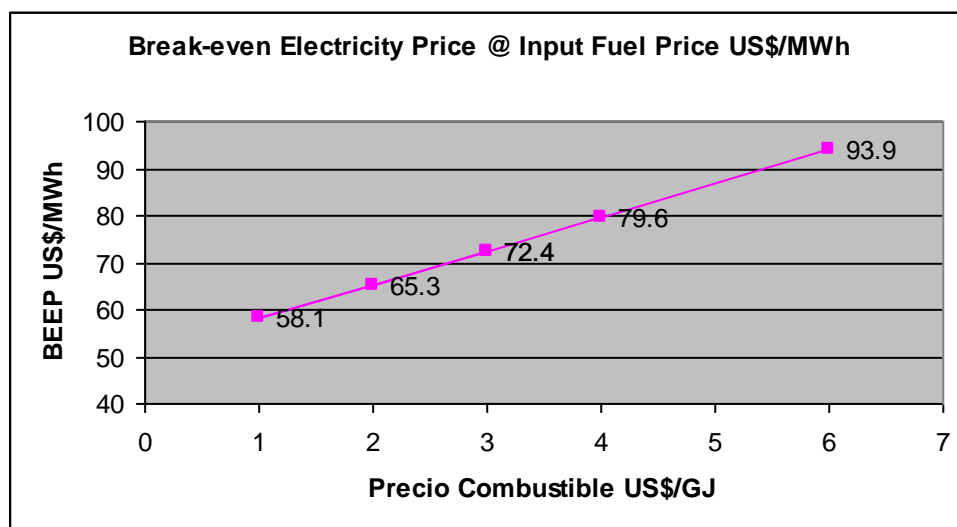


Figura 23. Sensibilidad del BEEP de Planta Coke, IGCC, Cogeneración, al precio del coke, en el primer año del proyecto.

Alternativas Cogeneración Salamanca

c. IGCC + Hidrógeno

La Gasificación Integrada a Ciclo Combinada, se puede adaptar para producir hidrógeno, H₂, producto útil en las refinerías; para lograr esto, se añade un proceso de captura de H₂, en la corriente del gas producido por el gasificador. A este gas se le asignó un valor de 7.583 US\$/GJ, lo que produce un ingreso adicional a la planta IGCC.

El resultado de este modelo es una planta, cuyas características generales aparecen de forma gráfica en la Figura 24; el proceso de gasificación se presenta en forma gráfica en la Figura 25; el proceso de limpieza del gas sintético, donde aparece la separación de la corriente de H₂, se presenta en la Figura 26; los resultados termodinámicos en la Tabla 33, las emisiones en la Tabla 34, el resumen financiero en la Tabla 35.

La potencia neta para esta alternativa es de 431.619 MW; la eficiencia eléctrica neta es 29.06%; requiere 4,232 t/d de coque; asignamos un precio de coque de 3 US\$/GJ; el costo de inversión es de 1,073.697 MMUS\$, equivalentes a 2,487.6 US\$/kW; el precio de equilibrio, BEEP, es 64 US\$/MWh.

Esta disminución en el BEEP contra la opción de IGCC Solo Electricidad, muestra que esta tecnología se adapta mejor a la producción de Hidrógeno que a la cogeneración, aunque el consumo de coque, de este ejemplo, mayor que la producción esperada de esta refinería, lleva a que una planta IGCC, para producción de electricidad e Hidrógeno, sería de menor tamaño, lo que la hace de interés de PEMEX, más que de CFE.

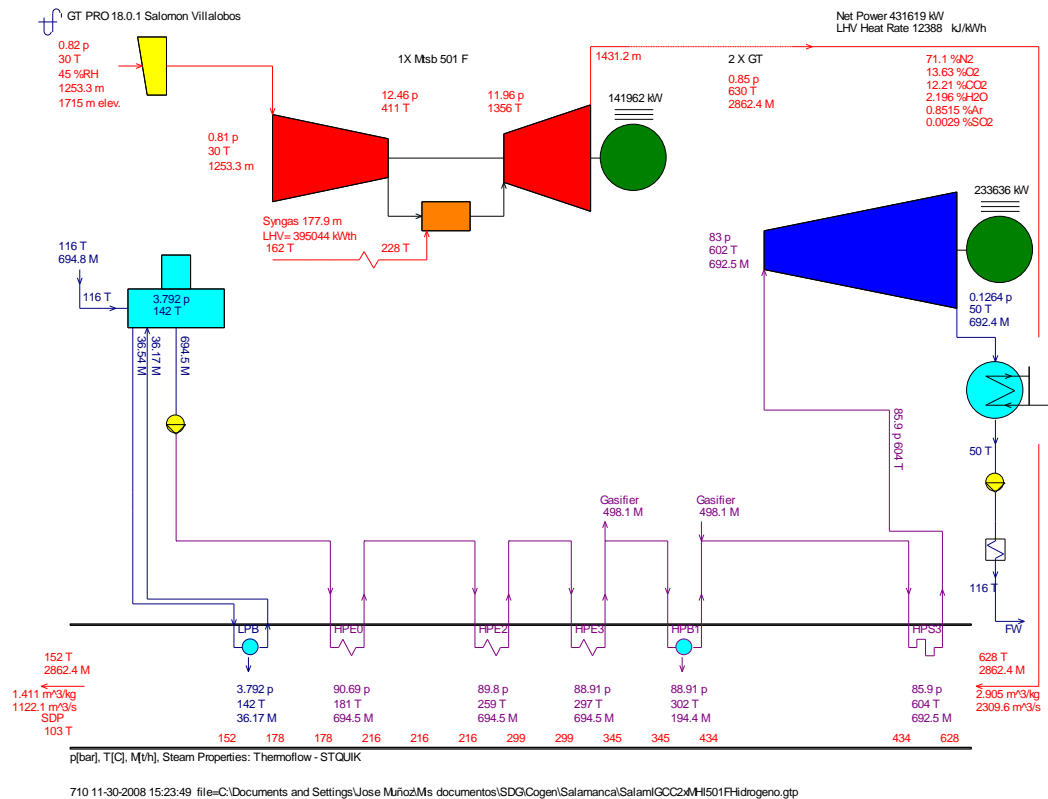


Figura 24. Coke, Gasificación, 2xMHI501F, Electricidad e Hidrógeno.

Alternativas Cogeneración Salamanca

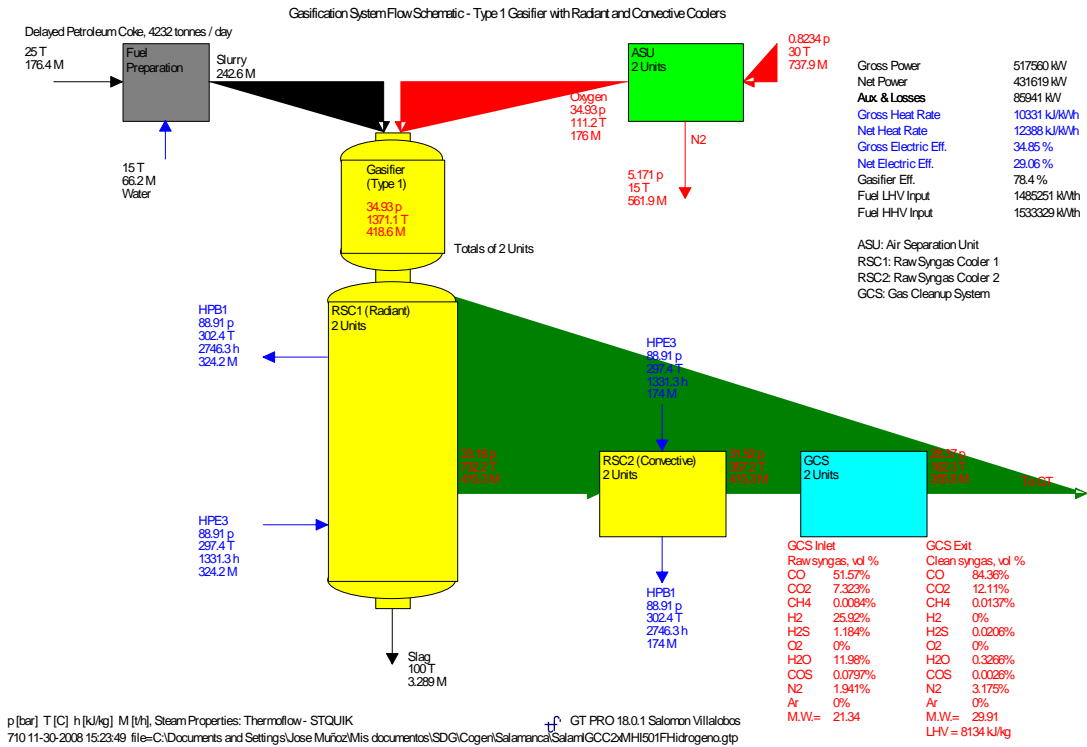


Figura 25. Proceso de Gasificación de Coke

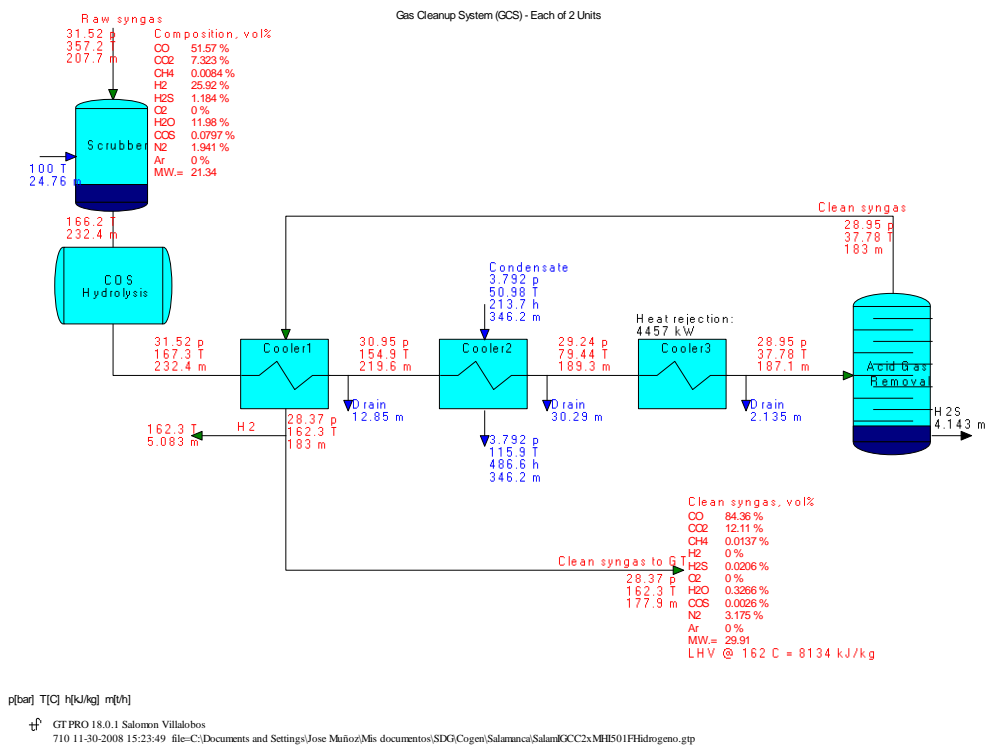


Figura 26. Limpieza del Gas de Síntesis y extracción de Hidrógeno.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate kJ/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	283924		10018		35.94	
Steam Turbine(s)	233636					
Plant Total	517560	431619	10331	12388	34.85	29.06
PLANT EFFICIENCIES						
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency		Power gen. eff. on		Canadian Class 43	
%	%		chargeable energy, %		Heat Rate, kJ/kWh	
29.06	29.06		29.06		5499	

Tabla 33. Resumen de resultados Coke, Gasificación, Hidrógeno.

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Gas Turbine Emissions (total for 2 units) - burning gas fuel			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	177.2	1284.6	0.3424
CO2 (net)	505046	3661583	975.8
Power Plant Total Emissions (Gasification plant emissions not included)			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	177.2	1284.6	0.3424
CO2 (net)	505046	3661583	975.8
NH3	0	0	0
Plant Total Ammonia Consumption for SCR			
Pure NH3	0	0	0
Aqueous Ammonia	0	0	0
Note:			
Gas turbine and duct burner NOx, CO, and UHC emissions rates			
are computed from user-specified concentrations, input on the Environment topic.			
NH3 emissions are user-specified via the 'Ammonia slip' input on the SCR design menu.			
The program DOES NOT predict emissions of these compounds.			
It is the user's responsibility to input OEM-provided			
data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 34. Emisiones Coke, Gasificación, Electricidad e Hidrógeno.

Alternativas Cogeneración Salamanca

Financial Summary		
Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	3,130	10 ⁶ kWh
Annual Steam Exported	0	TJ
Annual Fuel Imported	38,770	TJ LHV
Annual Water Imported	5205	10 ⁶ l
Annual CO2 Emission	3662	ktonne
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	8850	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Total Investment	1,073,697,000	USD
Specific Investment	2487.6	USD per kW
Initial Equity	322,109,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	1,589,722,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	9.987	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	15.009	%
Years for Payback of Equity	8.013	years
Net Present Value	224,900	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.064	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	3.001	USD/GJ

Tabla 35. Resumen Financiero Coke, Gasificación, Electricidad e Hidrógeno.

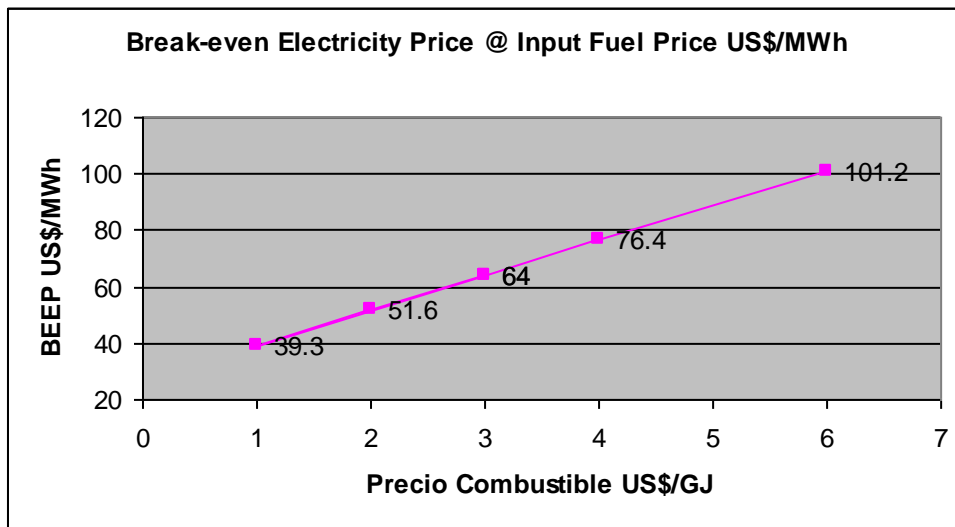


Figura 27. Sensibilidad al precio del Coke. IGCC+Hidrógeno.

Finalmente, en la Figura 27, se presentan los resultados del ejercicio de cálculo de la sensibilidad de esta alternativa que el precio del coke ejerce sobre el BEEP.

5. Gas Natural CC, Solo Electricidad

La alternativa de Ciclo Combinado Gas Natural ha sido la tecnología preferida por la CFE en los últimos diez años; esta es una buena opción, dados los bajos costos de construcción, la rapidez de la ejecución de la misma, la alta eficiencia del CC, y hasta hace unos pocos años, el bajo precio del gas.

En la Figura 28, aparece la solución técnica óptima para el sitio Salamanca; en la Tabla 36 aparece el resumen de resultados termodinámicos; en la Tabla 37, aparecen los resultados de emisiones de esta alternativa; en la Tabla 38 aparece el resumen financiero correspondiente; en la Figura 29 aparece el cálculo de sensibilidad del BEEP de la alternativa CC al precio del gas.

La potencia neta para esta alternativa es de 531.462 MW; su eficiencia es 52.83%; requiere de 72.36 t/h de gas, equivalentes a 2.9 MM m³/d; se consideró un precio de 6.5 US\$/GJ; el costo de inversión es de 327.951 MMUS\$, equivalentes a 617.1 US\$/kW; el precio de equilibrio, BEEP, es de 57.8 US\$/MWh.

El cálculo de la sensibilidad del BEEP al precio del gas aparece en la Figura 29.

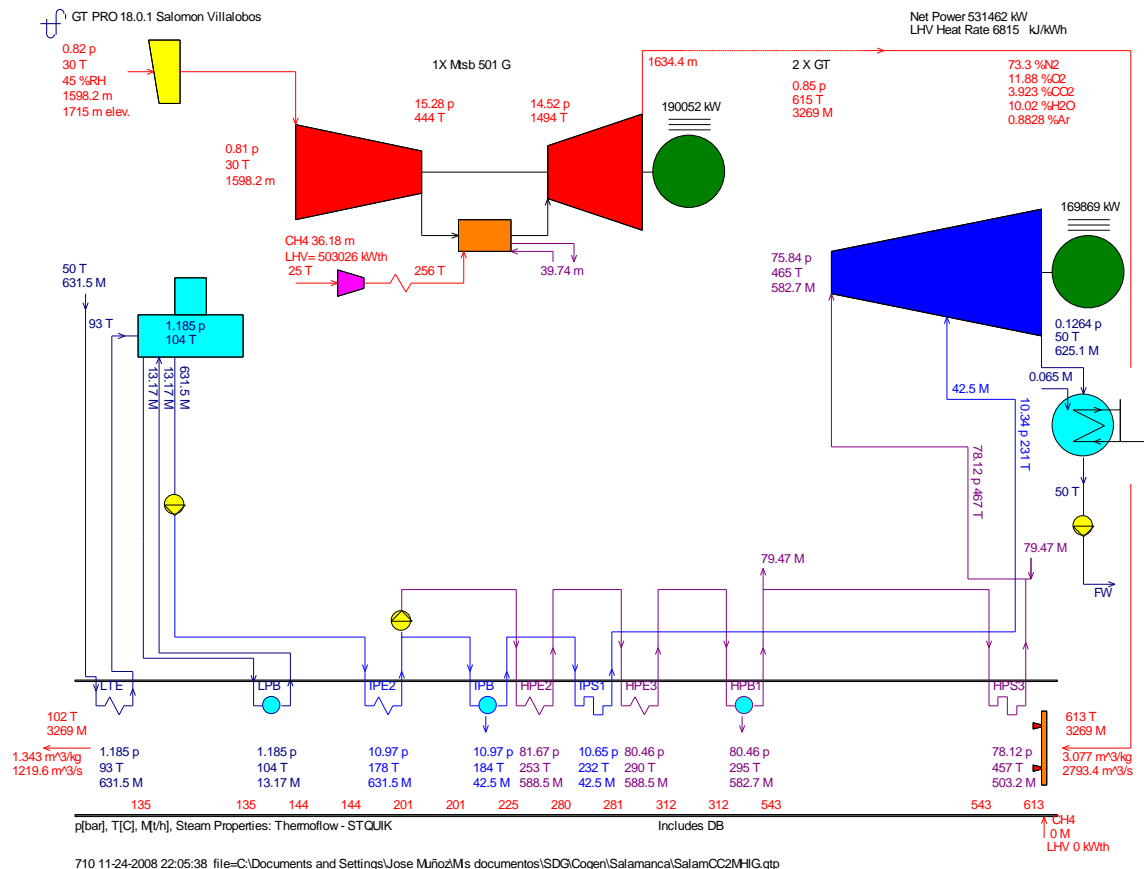


Figura 28. Ciclo Combinado Standard, a las condiciones de Salamanca

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate kJ/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	380103		9528		37.78	
Steam Turbine(s)	169869					
Plant Total	549972	531462	6585	6815	54.67	52.83
PLANT EFFICIENCIES						
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency		Power gen. eff. on		Canadian Class 43	
%	%		chargeable energy, %		Heat Rate, kJ/kWh	
52.83	52.83		52.83		7307	

Tabla 36. Resumen termodinámico CC Salamanca

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Gas Turbine Emissions (total for 2 units) - burning gas fuel			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	0	0	0
CO2 (net)	198534	1608119	361
Duct Burner Emissions (total for 2 units) - burning gas fuel			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	0	0	0
CO2 (net)	0	0	0
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	0	0	0
CO2 (net)	198534	1608119	361
NH3	0	0	0
Plant Total Ammonia Consumption for SCR			
Pure NH3	0	0	0
Aqueous Ammonia	0	0	0
Note:			
Gas turbine and duct burner NOx, CO, and UHC emissions rates			
are computed from user-specified concentrations, input on the Environment topic.			
NH3 emissions are user-specified via the 'Ammonia slip' input on the SCR design menu.			
The program DOES NOT predict emissions of these compounds.			
It is the user's responsibility to input OEM-provided			
data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 37. Emisiones CC Salamanca

Alternativas Cogeneración Salamanca

Financial Summary		
Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	4,300	10 ⁶ kWh
Annual Steam Exported	0	TJ
Annual Fuel Imported	29,340	TJ LHV
Annual Water Imported	5015	10 ⁶ l
Annual CO2 Emission	1608.1	ktonne
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Total Investment	327,951,000	USD
Specific Investment	617.1	USD per kW
Initial Equity	98,385,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	487,243,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	10.012	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	15.065	%
Years for Payback of Equity	7.982	years
Net Present Value	502,600	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0578	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	6.503	USD/GJ

Tabla 38. Resumen Financiero CC Salamanca

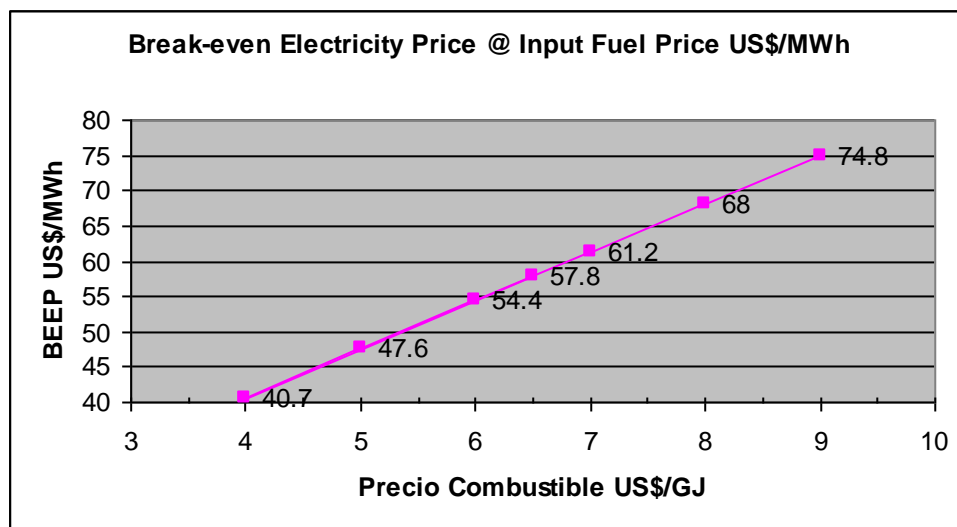


Figura 29. Sensibilidad del BEEP de CC Salamanca al precio del gas, primer año.

5. Gas Natural, CC Cogen

La alternativa de Ciclo Combinado Gas Natural, modificada para cogeneración y así suministrar vapor a la refinería Salamanca de PEMEX, mejora los resultados de la tecnología CC Solo Electricidad.

En la Figura 30, aparece la solución técnica óptima para el sitio Salamanca; en la Tabla 39 aparece el resumen de resultados termodinámicos; en la Tabla 40, aparecen los resultados de emisiones de esta alternativa; en la Tabla 41 aparece el resumen financiero correspondiente; en la Figura 28 aparece el cálculo de sensibilidad del BEEP de la alternativa CC al precio del gas.

La potencia neta para esta alternativa es de 880.321 MW; su eficiencia eléctrica es de 43.75%; su eficiencia CHP es de 83.26%; consume 144.72 t/h de gas, equivalentes a 5.9 MM m³/d; se consideró un precio de 6.5 US\$/GJ; el costo de inversión resultante es de 579.265 MMUS\$, equivalentes a 658 US\$/kW; el precio de equilibrio, BEEP, resultó en 46.2 US\$/MWh.

Este BEEP representa 0.799 el de la alternativa Ciclo Combinado Standard.

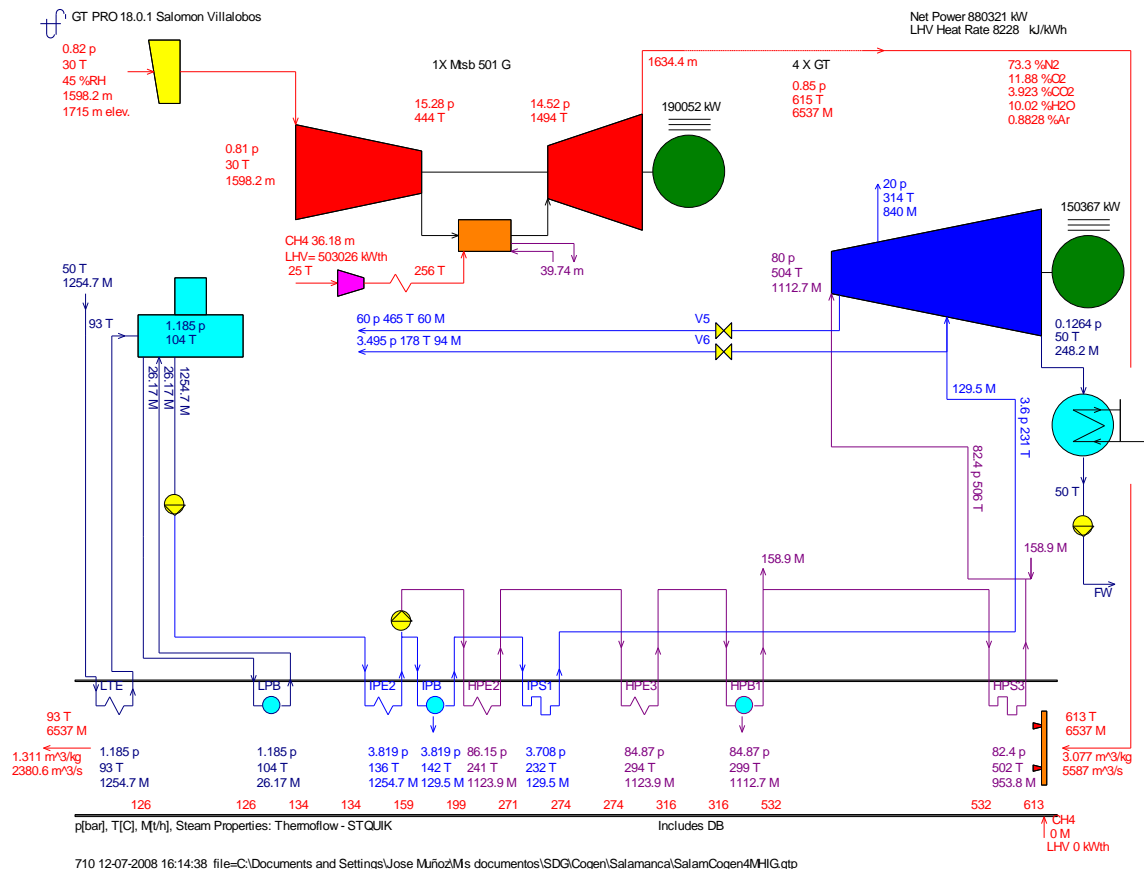


Figura 30. Ciclo Combinado Cogeneración, gas Natural, para suministro a Refinería Salamanca PEMEX.

Alternativas Cogeneración Salamanca

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate kJ/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	760207		9528		37.78	
Steam Turbine(s)	150367					
Plant Total	910573	880321	7955	8228	45.25	43.75
PLANT EFFICIENCIES						
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency		Power gen. eff. on		Canadian Class 43	
%	%		chargeable energy, %		Heat Rate, kJ/kWh	
63.50	83.26		76.06		4713	

Tabla 39. Resumen termodinámico CC Cogeneración Salamanca

Emissions	kg/hr	metric ton/year	kg/MWhr (gross)
Gas Turbine Emissions (total for 4 units) - burning gas fuel			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	0	0	0
CO2 (net)	397067	3216237	436.1
Duct Burner Emissions (total for 4 units) - burning gas fuel			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	0	0	0
CO2 (net)	0	0	0
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	0	0	0
CO	0	0	0
UHC as CH4	0	0	0
SOx as SO2	0	0	0
CO2 (net)	397067	3216237	436.1
NH3	0	0	0
Plant Total Ammonia Consumption for SCR			
Pure NH3	0	0	0
Aqueous Ammonia	0	0	0
Note:			
Gas turbine and duct burner NOx, CO, and UHC emissions rates			
are computed from user-specified concentrations, input on the Environment topic.			
NH3 emissions are user-specified via the 'Ammonia slip' input on the SCR design menu.			
The program DOES NOT predict emissions of these compounds.			
It is the user's responsibility to input OEM-provided			
data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

Tabla 40. Emisiones CC Cogeneración Salamanca

Alternativas Cogeneración Salamanca

Financial Summary		
Caution! These results are based on a single set of nameplate plant performance data applied for user-input number of operating hours per year.		
Annual Electricity Exported	7,130	10 ⁶ kWh
Annual Steam Exported	23,180	TJ
Annual Fuel Imported	58,650	TJ LHV
Annual Water Imported	5806	10 ⁶ l
Annual CO2 Emission	3216	ktonne
Annual Desal Water Exported	0	MM imperial gal.
Annual Hydrogen Exported	0	TJ LHV
Annual Syngas Exported	0	TJ LHV
Total Investment	579,265,000	USD
Specific Investment	658	USD per kW
Initial Equity	173,779,000	USD
Cumulative Net Cash Flow	854,086,000	USD
Internal Rate of Return on Investment (ROI)	9.957	%
Internal Rate of Return on Equity (ROE)	14.940	%
Years for Payback of Equity	8.05	years
Net Present Value	-804,600	USD
Break-even Electricity Price @ Input Fuel Price	0.0462	USD/kWhr
Break-even Fuel LHV Price @ Input Electricity Price	6.497	USD/GJ

Tabla 41. Resumen Financiero CC Cogeneración Salamanca

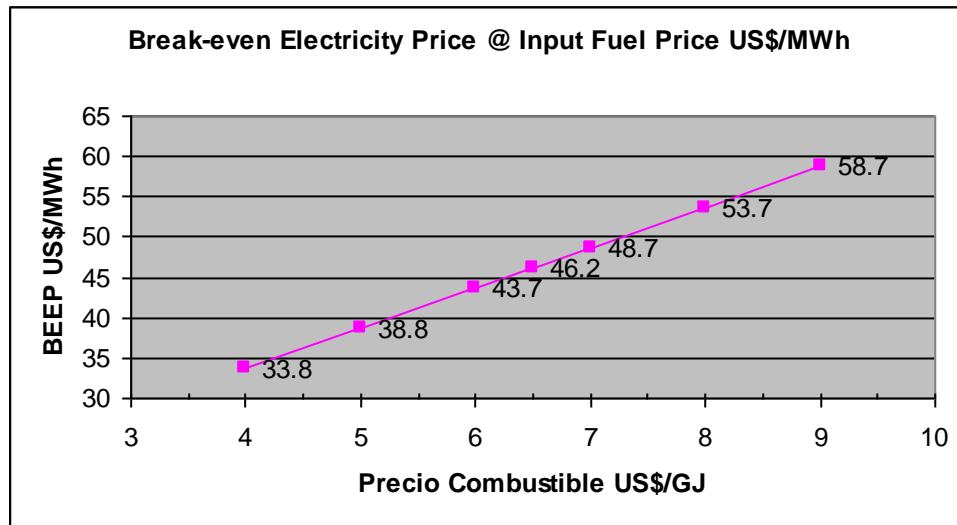


Figura 31. Sensibilidad del BEEP de CC Salamanca Cogeneración al precio del gas, primer año.

IV. ANÁLISIS COMPARATIVO Y CONCLUSIONES

En la Tabla 42, se presenta una comparación general de las alternativas aquí expuestas; un resumen de cada alternativa se presenta a continuación:

	MWb TG	MWb TV	MWn	Efic Electr%	Ef CHP %	Comb t/d	Precio Comb US\$/GJ	EPC MMUS\$	EPC US\$/kW	BEEP US\$/MWh	Calor Exp PJ/año	MMtCO ₂ Anual	kgCO ₂ /MWh b
Combustóleo, Cogen	211.3	193.7	17.01	87.56	2,406	5.0	367.3	1,897	67.7	23	2.5	1,453	
Combustóleo, Cogen, TGC	211.0	187.2	16.43	86.98	2,406	5.0	652.8	3,488	89.3	23	2.5	1,455	
Coke, PC, Cogen, TGC, 4x56	226.9	195.6	16.02	81.19	3,479	3.0	883.4	4,516	93.3	23	3.4	1,867	
Coke, FB, Cogen, 4x52	210.2	179.7	15.76	86.24	3,249	3.0	770.8	4,288	92.0	23	3.3	1,965	
Coke, FB, Cogen, 2x116	233.1	199.1	17.57	86.81	3,229	3.0	683.1	3,432	76.7	23	3.3	1,753	
CokeSoloElectricidad 3x150	450.1	407.7	35.37		3,285	3.0	851.2	2,088	68.3		3.4	924	
CokeSoloElectricidad 2x200	500.1	455.3	38.35		3,383	3.0	831.5	1,826	62.6		3.5	856	
CokeSoloElectricidad 3x300	900.2	820.1	38.41		6,085	3.0	1413.3	1,723	61.3		6.2	855	
Coke Gasificación 2xMHI501F	283.1	204.4	425.2	41.34		2,931	3.0	873.5	2,054	67.7		2.5	717
Coke Gasificación, Cogen, 2xMHI501F	566.2	162.9	611.7	29.74	70.7	5,862	3.0	1648.7	2,695	72.4	22	5.1	959
Coke Gasificación, H ₂ , 2xMHI501F	283.9	233.6	431.6	29.06		4,232	3.0	1073.7	2,488	64.0		3.7	976
Gas, CC, @Salam, 2xMHI 501G Refe	380.1	169.9	531.5	52.83			6.5	328.0	617	57.8		1.6	361
Gas, CC, Cogen, 4xMHI 501G	760.2	150.4	880.3	43.75	83.26		6.5	579.3	658	46.2	23	3.2	436

Tabla 42. Comparación General de Alternativas

1. Como hasta ahora, con residual, a. Sin tratamiento de gases de combustión

Esta primera alternativa, que se usó solo como referencia de la práctica tradicional en PEMEX, es inviable, ya que a pesar de que sería una buena cogeneración, con eficiencia CHP alta, en la que la refinería obtenga electricidad de bajo costo, como lo es actualmente, ya no puede construirse sin limpieza de gases de combustión. De hecho, sus emisiones son altísimas, 1,453 kg/MWh en CO₂ y 39.83 kg/MWh, equivalentes a 2,100.4 ppmv en SO₂.

Para CFE esta alternativa, tampoco es atractiva por la escasa generación, además de la muy baja eficiencia eléctrica.

2. Como hasta ahora, con residual, b. Con Tratamiento de Gases de Combustión, TGC

Esta segunda alternativa muy similar a la anterior es viable para PEMEX, y se adapta a su necesidad de tener varias calderas, para dar confiabilidad al suministro de vapor, aunque de costo alto, por el aumento de costos de inversión, derivados de la adición de equipos de lavado de gases, con los que se cumplirían las normas internacionales de emisiones, así como los niveles que la SEMARNAT quiere introducir en la Norma NOM-ECOL-85.

Para CFE esta alternativa, tampoco es atractiva por la escasa generación, la muy baja eficiencia eléctrica, además de los costos de generación aún mayores que las de la alternativa anterior.

3. Coke de Petróleo, Cogeneración a. Calderas Convencionales PC, TGC, 4x56

Esta tercera alternativa similar a la anterior, salvo que con coke, en lugar de aceite residual; se consideraron calderas convencionales, muy similares a las de carbón pulverizado. La alternativa es viable para PEMEX, y se adapta a su necesidad de tener varias calderas, para dar confiabilidad al suministro de vapor, aunque también de costo alto, por costos de equipo, que incluye los de tratamiento de gases de combustión; se cumplirían las normas internacionales de emisiones, así como los niveles que la SEMARNAT quiere introducir en la Norma NOM-ECOL-85.

Para CFE esta alternativa, tampoco es atractiva por la escasa generación, la muy baja eficiencia eléctrica, además de los costos de generación también altos.

4. Coke de Petróleo, Cogeneración, b. Calderas de Lecho Fluido, FB, 4x52

Esta cuarta alternativa similar a la anterior, salvo que, con calderas de lecho fluido, es viable para PEMEX, y se adapta a su necesidad de tener varias calderas, para dar confiabilidad al suministro de vapor, aunque también de costo alto, por costos de equipo; tiene la ventaja de que se cumplirían las normas internacionales de emisiones, así como los niveles que la SEMARNAT quiere introducir en la Norma NOM-ECOL-85.

Para CFE esta alternativa, tampoco es atractiva por la escasa generación, la muy baja eficiencia eléctrica, además de los costos de generación también altos.

5. Coke de Petróleo, Cogeneración, c. Calderas de Lecho Fluido, FB, 2x116

Esta quinta alternativa similar a la anterior, con calderas de lecho fluido, pero solamente dos, más grandes, en lugar de cuatro. No es viable para PEMEX, ya que no se adapta a su necesidad de tener varias calderas, para dar confiabilidad al suministro de vapor; se cumplirían las normas internacionales de emisiones, así como los niveles que la SEMARNAT quiere introducir en la Norma NOM-ECOL-85.

Para CFE esta alternativa, sería la única viable en cogeneración con coke, pero no es atractiva por la escasa generación, la baja eficiencia eléctrica, además de los costos de generación aún altos.

6. Coke de Petróleo, Lecho Fluido, Solo Electricidad, a. 3x150 MW

La sexta alternativa ya es viable para CFE, consiste en aprovechar el coke de la refinería modernizada para generar exclusivamente electricidad, en plantas que podrían ser construidas en las cercanías de la refinería, pero que también pueden ubicarse en otros lugares, a donde habría que transportar el coke que producirá la refinería de Salamanca, más el de otras refinerías, más algo de carbón suplementario, si se decide desligarse de Salamanca PEMEX.

7. Coke de Petróleo, Lecho Fluido, Solo Electricidad, b. 2x250 MW

La séptima alternativa es similar a la anterior, pero con unidades de mayor tamaño, para aprovechar el factor de escala.

8. Coke de Petróleo, Lecho Fluido, Solo Electricidad, c. 3x300 MW

La octava alternativa es similar a la anterior, pero con unidades de aún mayor tamaño, para aprovechar mejor el factor de escala; además, esta alternativa sería la primera etapa de una planta que consuma el coke de dos refin rias, por lo que es muy claro que su ubicación ya no tiene que estar ligada a la de una refin ria, salvo que se tratase de convertir a coke-carbón la planta termoeléctrica de CFE en Salamanca.

9. Gasificación de Coke integrada a un Ciclo Combinado, a. Solo electricidad, IGCC

La novena alternativa, IGCC, no ha sido competitiva contra las de carbón limpias. Sin embargo, se presenta como una posibilidad, principalmente para PEMEX, que podría aprovecharla como fuente de hidrógeno para sus procesos de la refin ria; de hecho, la tecnología de gasificación de carbón, coke y en general combustibles *difíciles*, sin liga a un ciclo combinado, sí se ha desarrollado, y se usa para obtener productos tales como hidrógeno, azufre, amoniac, fertilizantes y sustitutos de petrolíferos.

10. Gasificación de Coke integrada a un Ciclo Combinado, b. Cogeneración

La décima alternativa resulta en un BEEP más alto que el de Gasificación Solo Electricidad, significa que no hay ventaja en la adaptación de esta tecnología a cogeneración, habría que vender el vapor más caro que al precio del coke; además, para suministrar el vapor de la refin ria, requiere del doble de coke de la que esta producirá. Por ningún lado se ve como buena alternativa.

11. Gasificación de Coke integrada a un Ciclo Combinado, IGCC + Hidrógeno

La Gasificación Integrada a Ciclo Combinado, se puede adaptar para producir hidrógeno, se adapta mejor a la producción de Hidrógeno que a la cogeneración, aunque el consumo de coke, de este ejemplo, mayor que la producción esperada de esta refin ria, lleva a que una planta IGCC, para producción de electricidad e Hidrógeno, sería de menor tamaño, lo que la hace de interés de PEMEX, más que de CFE.

12. Gas Natural CC, Solo Electricidad

La alternativa de Ciclo Combinado Gas Natural ha sido la tecnología preferida por la CFE en los últimos diez años; esta es una buena opción, dados los bajos costos de construcción, la rapidez de la ejecución de la misma, la alta eficiencia del CC, y hasta hace unos pocos años, el bajo precio del gas.

13. Gas Natural CC, Cogen

La alternativa de Ciclo Combinado Gas Natural, modificada para cogeneración y así suministrar vapor a la refinería Salamanca de PEMEX, mejora los resultados de la tecnología CC Solo Electricidad. Su BEEP representa 0.799 el de la alternativa Ciclo Combinado Standard.

El análisis de sensibilidad muestra que aún en condiciones de altos precios del gas, sigue siendo competitiva contra las mejores alternativas de coke, aún en condiciones, improbables, de bajo costo simultáneo de este.

Esta es, por mucho, la mejor alternativa para la acción conjunta de CFE y PEMEX en Salamanca.