

# ANEXO C - Estudio de Alternativas

## ÍNDICE

<b>C.1. ALTERNATIVAS CONSIDERADAS.....</b>	<b>3</b>
<b>C.2. EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS.....</b>	<b>6</b>
<i>C.2.1. Tratamiento de datos energéticos.....</i>	<i>6</i>
<i>C.2.2. Tratamiento de datos económicos.....</i>	<i>13</i>
<i>C.2.3. Tratamiento de datos ambientales.....</i>	<i>21</i>
<b>C.3. SOLUCIÓN ADOPTADA.....</b>	<b>23</b>





## C.1. Alternativas consideradas

La situación actual de la planta refleja un desaprovechamiento de una parte del vapor producido, así como una sobrecapacidad de la central para producir más vapor.

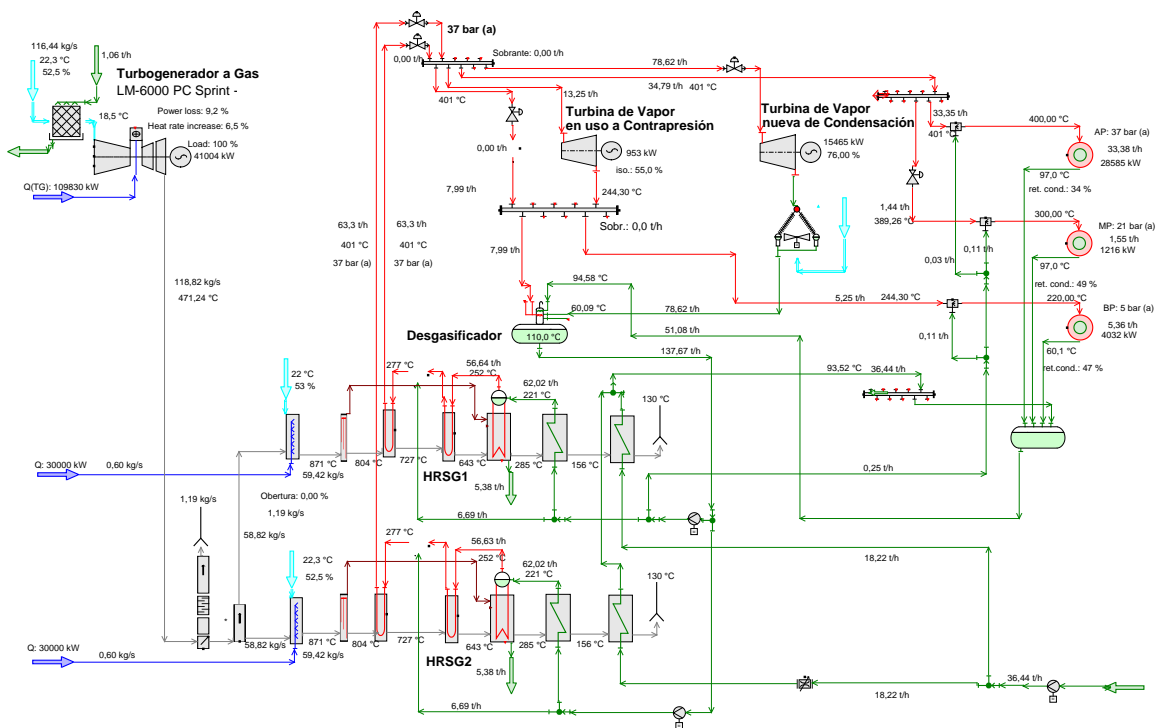
La primera alternativa considerada (Figura C.1.) es apurar la postcombustión hasta las máximas condiciones de entrada de gases admisibles por las calderas para producir así la máxima cantidad posible de vapor. Consecuentemente, con la mayor cantidad de vapor, la potencia de la nueva turbina de condensación también será la máxima posible.

En este caso, las limitaciones de los generadores de vapor establecen que la temperatura máxima de los gases de entrada es de 871°C. Los gases de escape de la turbina de gas salen a una temperatura media de 470°C. La postcombustión correspondiente a este incremento de temperatura para un caudal de gases de 120kg/s es la quema de 0,60kg/s de gas natural, o equivalentemente, 60MW de gas natural (30MW para cada quemador).

La producción media de vapor sube hasta las 126 t/h (35,0kg/s). Una vez satisfechas las demandas térmicas medias de las empresas consumidoras y los autoconsumos propios de la central, resulta que la nueva turbina de vapor de condensación dispone de media de 78t/h (21,7kg/s), es decir, de una potencia eléctrica media generada de 15,5 MW.

Esta alternativa proporcionaría de media una potencia eléctrica total de 57,5 MW (41+1+15,5 MW), un consumo de gas de 170 MW (110+30+30 MW) y un calor útil suministrado de 35 MW. En términos de cogeneración eficiente, el rendimiento basado en el ahorro de energía primaria que recoge la legislación mexicana es de un 2,5%, mientras que el rendimiento mínimo para acogerse a la normativa de cogeneración eficiente es un 15% para una central entre 30MW y 100MW de producción eléctrica, es decir, no cumple.





**Figura C.1. Flowsheet planta ampliada, alternativa de turbina de vapor a condensación de 15,5MW**

La segunda alternativa (Figura C.2.) es aumentar la postcombustión hasta un nivel tal que la potencia de la turbina de condensación sea la máxima posible a la vez que la planta cumpla los requisitos mínimos de eficiencia correspondiente al status de “cogeneración eficiente”, con la finalidad de disfrutar de primas, descuentos y ventajas de producción y distribución gracias al ahorro de energía primaria que trae asociado.

Se trata de encontrar la postcombustión parcial media que garantice el rendimiento mínimo de cogeneración eficiente. Un aumento de la postcombustión hace aumentar las toneladas de vapor producido y con ello la potencia de la nueva turbina de vapor, pero a la vez este aumento provoca una disminución del rendimiento ya que este aumento de producción eléctrica viene soportado por un incremento de la combustión a posteriori de la turbina de gas, es decir, sin ahorro de energía primaria. Para cada valor de postcombustión, la simulación en el TESYS proporciona la correspondiente potencia eléctrica generada por la planta, y en consecuencia se puede calcular el rendimiento de cada situación.

Usando este procedimiento resulta que la postcombustión que garantiza un 15% de rendimiento mexicano es de 16 MW por cada quemador, lo que hace incrementar la producción de vapor hasta las 90 t/h (25,0kg/s), de las cuales 45 t/h (12,5kg/s) de media las



consumen las demandas térmicas internas y externas. Así pues pasarán por la nueva turbina de vapor de condensación una media de 45 t/h (12,5kg/s), lo que corresponde a una turbina de 9MW eléctricos.

Esta alternativa proporcionaría una potencia eléctrica media total de 51 MW (41+1+9MW), un consumo medio de gas natural de 142 MW (110+16+16 MW) y un calor útil suministrado medio de 35 MW. En términos de cogeneración eficiente, estas condiciones de trabajo corresponden a un rendimiento del 15%, es decir, que se acoge a la normativa de “cogeneración eficiente” especificada en la legislación mexicana.

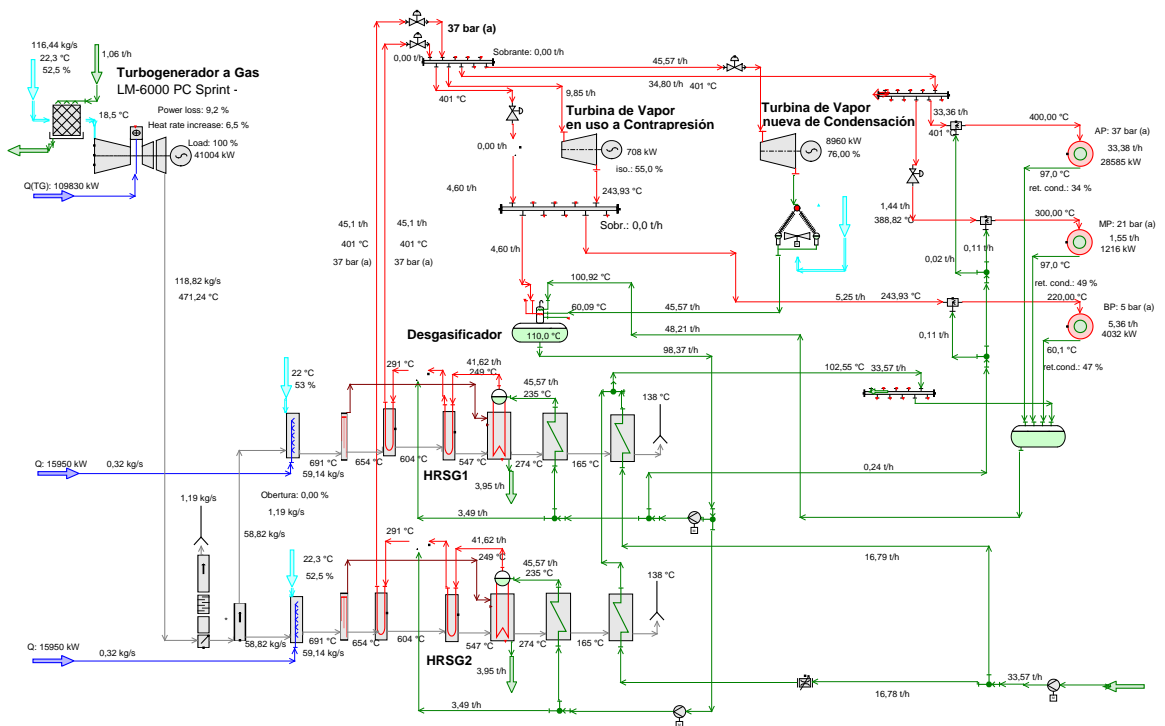


Figura C.2. Flowsheet planta ampliada, alternativa de turbina de vapor a condensación de 9MW



## C.2. Evaluación de las alternativas

### C.2.1. Tratamiento de datos energéticos

Los datos numéricos de cada alternativa proporcionados en el apartado anterior están referidos a las simulaciones TESYS que usan las demandas térmicas medias anuales, es decir, 40,30 t/h (11,19kg/s) totales de calor útil (33,38 t/h (9,27kg/s) de AP, 1,55 t/h (0,43kg/s) de MP y 5,36 t/h (1,49kg/s) de BP).

Para concretar más el alcance de las dos posibles soluciones se procede a efectuar un estudio más detallado del comportamiento de las plantas ampliadas bajo condiciones de trabajo que se adecuen a las fluctuaciones reales de las demandas térmicas.

Esa demanda térmica anual (Figura C.3.) se compone de las doce medias mensuales que se consideran adecuadas ya que los valores diarios, al no disponer de los valores horarios, no fluctúan de forma relevante alrededor de la media mensual.

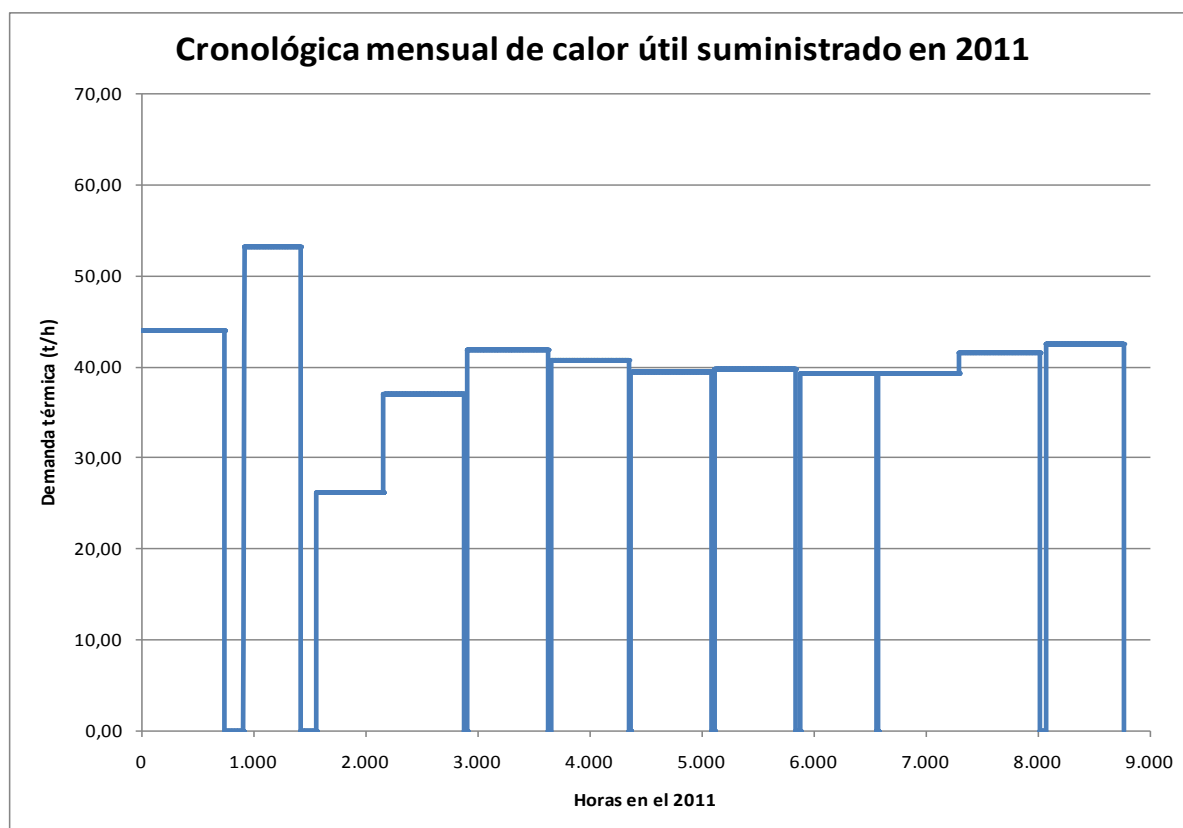


Figura C.3. Cronológica mensual de calor útil suministrado en 2011



Partiendo de los datos diarios de los reportes de CNL se puede obtener una curva de demanda térmica anual, donde se refleja de modo decreciente cuantas horas al año se demanda ese calor útil en [t/h] (Figura C.4.). El área de debajo la curva representa el total de toneladas demandadas en un año, que en el 2011 fue de 331.711 toneladas de vapor.

Finalmente la demanda es ajustada por una curva compuesta por cuatro estratos monótonos que se asimilan mejor al comportamiento de la planta que una media anual.

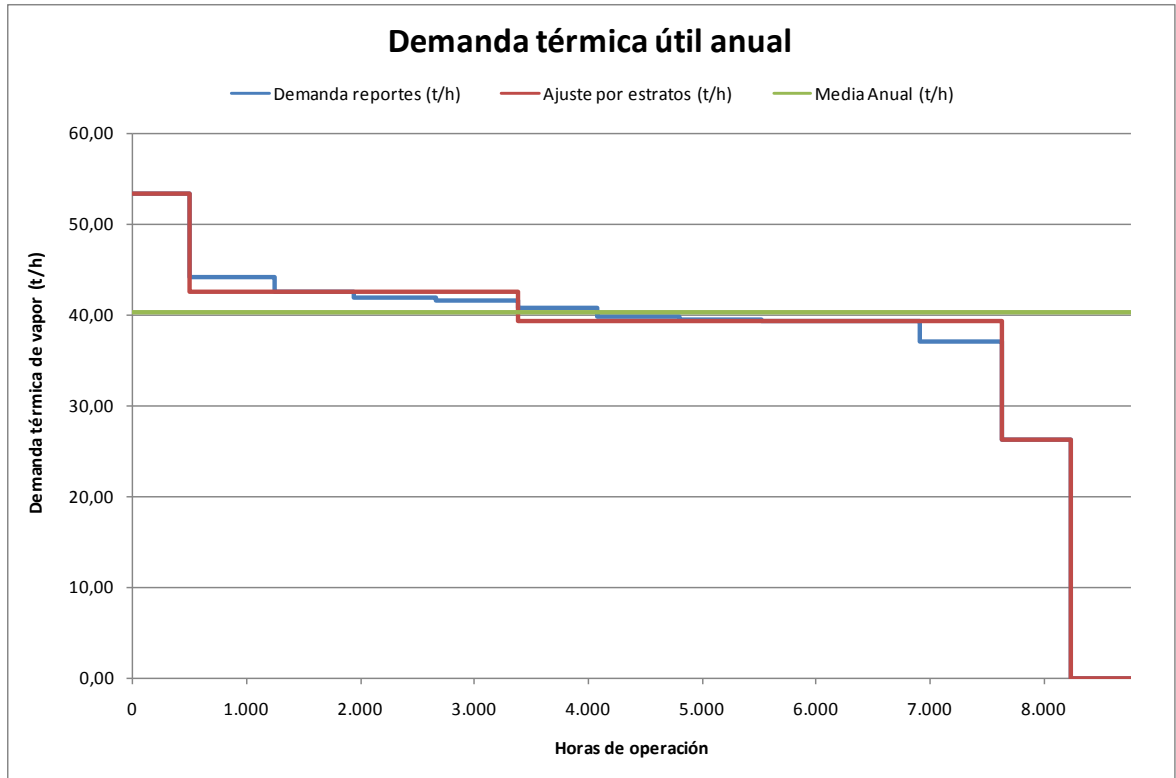


Figura C.4. Demanda térmica útil anual

La dimensión de la turbina de vapor de condensación viene determinada por la simulación en las condiciones de trabajo de demanda media anual. En el primer caso es de una turbina de 15,5MW por la expansión de 78 t/h (21,7kg/s) de vapor a AP, y en el segundo caso es de 9MW por la expansión de 45 t/h (12,5kg/s).

Se han simulado las condiciones de trabajo de cada estrato en el TESYS.

Para los estratos donde la demanda térmica es superior a la media anual, se mantiene la postcombustión de la media anual lo que provoca que la turbina de vapor de condensación trabaje a carga parcial ya que, al necesitar más cantidad de vapor destinado a calor útil,



circulan menos [t/h] por la nueva turbina. Entonces, la producción eléctrica en la nueva turbina será menor con la misma postcombustión.

Para los estratos donde la demanda térmica es inferior a la media anual, la planta con la misma postcombustión dispondría de más cantidad de vapor para expandir en la nueva turbina, pero las tuberías y la propia turbina no pueden absorber tal aumento de caudal ya que están preparadas para soportar el caudal de diseño correspondiente al de la situación de trabajo de media anual. Así pues, la simulación que corresponde a la realidad en estos estratos consiste en reducir la postcombustión hasta obtener una producción de vapor igual a la de las condiciones de diseño, lo que provoca una igual producción eléctrica en la nueva turbina con una menor postcombustión.

Para poder hacer las evaluaciones energéticas de cada alternativa primero se tienen que exponer las bases de cálculo sobre las que se sostiene.

El calor útil de cogeneración es el valor energético de las toneladas de vapor suministradas a las empresas demandantes. Como el vapor es suministrado a presiones diferentes (AP, MP y BP), a cada una de ellas le corresponde una entalpía diferente. En consecuencia, como se conoce la fracción del caudal de vapor de cada nivel de presión, con el producto de ambos se obtiene la demanda térmica de cada nivel de presión en [MW]. La demanda total del estrato es la suma de las demandas térmicas de cada nivel de presión en [MW].

En la tabla C.1. se definen las bases de operación y se introducen en las celdas de color morado los datos para cada estrato de la curva monótona, como el total de horas del estrato, las demandas en [t/h], la entalpía del vapor de AP, MP y BP.





INTRODUCCIÓN DE LOS DATOS DE LA CURVA MONÓTONA (horas y MWt asociados a cada nivel)						
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5	Total anual
Demanda térmica (MW)	46,904	37,417	34,558	23,072	0,000	35,477 medio
Total horas (h)	504	2880	4248	600	0	8.232,0
Demanda de vapor (t/h)	53,27	42,50	39,25	26,21	0,00	40,30 medio

Ref E. Mexico	Ref H	fp
44,0%	90,0%	0,98

Tipo de vapor	H (kJ/Kg)
AP	3219,60
MP	3021,40
BP	2900,60

	Demanda vapor 1	Demanda vapor 2	Demanda vapor 3	Demanda vapor 4	Demanda vapor 5	Demanda media según estratos	Demanda media	Fracción de vapor
AP(t/h)	44,14	35,21	32,52	21,71	0,00	33,38	33,38	82,85%
MP(t/h)	2,05	1,64	1,51	1,01	0,00	1,55	1,55	3,85%
BP(t/h)	7,08	5,65	5,22	3,48	0,00	5,36	5,36	13,30%
TOTAL(t/h)	53,27	42,50	39,25	26,21	0,00	40,30	40,30	
AP (MW)	39,473	31,490	29,084	19,417	0,000	29,857	29,857	
MP (MW)	1,723	1,375	1,270	0,848	0,000	1,304	1,304	
BP (MW)	5,707	4,553	4,205	2,807	0,000	4,317	4,317	
TOTAL(MW)	46,904	37,417	34,558	23,072	0,000	35,477	35,477	

Tabla C.1. Bases operacionales de demanda térmica por estrato

Una vez rellenas las bases, se dispone de una hoja de cálculo para cada alternativa (Tablas C.2 y C.3). En ellas se deben introducir (en las casillas moradas) los resultados de la simulación de cada estrato correspondientes por cada alternativa, es decir, un total de 8 simulaciones (4 estratos para la turbina de 15,5MW y 4 más para la de 9MW).

Los datos necesarios para el cálculo de evaluación energética son la potencia de aportación de calor (en la turbina de gas y en la postcombustión), la potencia de producción eléctrica (en las tres turbinas, la de gas, la de vapor de contrapresión existente y la nueva de vapor de condensación) y las toneladas por hora que pasan por la nueva turbina.



TVC 15,5 MW Máxima PC								
Información adicional								
Potencia TG			MWe	KS (kW/°C)				
RE TG			%					
Potencia TOTAL			Mwe					

		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5	(MWh) anuales	Media(MW)
Demanda vapor	MWt	46,90	37,42	34,56	23,07	0,00		
Total horas	h	504,0	2.880,0	4.248,0	600,0	0,0	8.232,0	
Prestaciones anuales								
- Q Total	MW	169,830	169,830	169,050	157,920	0,000	1.387.581	168,559
- Q TG	"	109,830	109,830	109,830	109,830	0,000	904.121	109,830
- Q Post. Comb	"	60,000	60,000	59,220	48,090	0,000	483.461	58,729
- Q Caldera Auxiliar	"						0	0,000
- Ebruta	MW	54,919	56,968	57,410	57,186	0,000	469.936	57,087
- E TG	"	41,004	41,004	41,004	41,004	0,000	337.545	41,004
- E TV contrapresion	"	1,098	0,986	0,946	0,727	0,000	7.848	0,953
- E TV condensación	"	12,817	14,978	15,460	15,455	0,000	124.543	15,129
- V	MW	46,904	37,417	34,558	23,072	0,000	292.049	35,477
-V cogeneración	"	46,904	37,417	34,558	23,072	0,000	292.049	35,477
-V caldera auxiliar	"	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0,000
Disipado en aerorefrigerantes	MW						0	0,000
Vapor A TV condensación	Tn/h	65,390	76,150	78,620	78,620	0,000	633.418	76,946

Tabla en MWh anuales								
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5	Total anual	
Demanda vapor	MWt	46,90	37,42	34,56	23,07	0,00	35,5 medio	
Total horas	h	504,0	2.880,0	4.248,0	600,0	0,0	8.232,0	
Q Total	MWh <sub>pc/a</sub>	85.594	489.110	718.124	94.752	0	1.387.581	
Q TG c	"	55.354	316.310	466.558	65.898	0	904.121	
Q PC	"	30.240	172.800	251.567	28.854	0	483.461	
Q caldera auxiliar	"	0	0	0	0	0	0	
Ebruta	MWh/a	27.679	164.068	243.878	34.312	0	469.936	
E TG	"	20.666	118.092	174.185	24.602	0	337.545	
E TV contrapresión	"	553	2.840	4.019	436	0	7.848	
E TV condensación	"	6.460	43.137	65.674	9.273	0	124.543	
V Total	MWh/a	23.639	107.762	146.804	13.843	0	292.049	
V cogeneración	"	23.639	107.762	146.804	13.843	0	292.049	
V caldera auxiliar	"	0	0	0	0	0	0	
Disipado en aerorefrigerantes	MWh/a	0	0	0	0	0	0	
Vapor turbinado en TV condensación	t/a	32.957	219.312	333.978	47.172	0	633.418	

Tabla C.2. Especificación alternativa de ampliación de 15,5MW



TVC 9MW-Cog.Eficiente							
Información adicional							
Potencia TG				MWe	KS (kW/°C)		
RE TG				%			
Potencia TOTAL				Mwe			

		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5	(MWh) anuales	Media(MW)
Demanda vapor	MWt	46,90	37,42	34,56	23,07	0,00		
Total horas	h	504,0	2.880,0	4.248,0	600,0	0,0	8.232,0	
Prestaciones anuales								
- Q Total	MW	141,730	141,730	140,960	130,666	0,000	1.156.812	140,526
- Q TG	"	109,830	109,830	109,830	109,830	0,000	904.121	109,830
- Q Post. Comb	"	31,900	31,900	31,130	20,836	0,000	252.691	30,696
- Q Caldera Auxiliar	"						0	0,000
- Ebruta	MW	48,203	50,225	50,666	50,494	0,000	414.468	50,348
- E TG	"	41,004	41,004	41,004	41,004	0,000	337.545	41,004
- E TV contrapresion	"	0,847	0,738	0,699	0,522	0,000	5.835	0,709
- E TV condensación	"	6,352	8,483	8,963	8,968	0,000	71.088	8,636
- V	MW	46,904	37,417	34,558	23,072	0,000	292.049	35,477
-V cogeneración	"	46,904	37,417	34,558	23,072	0,000	292.049	35,477
-V caldera auxiliar	"	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0,000
Disipado en aerorefrigerantes	MW						0	0,000
Vapor A TV condensación	Tn/h	32,420	43,150	45,570	45,570	0,000	361.535	43,918

Tabla en MWh anuales							
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5	Total anual
Demanda vapor	MWt	46,90	37,42	34,56	23,07	0,00	35,5 medio
Total horas	h	504,0	2.880,0	4.248,0	600,0	0,0	8.232,0
Q Total	MWh <sub>pa/a</sub>	71.432	408.182	598.798	78.400	0	1.156.812
Q TG c	"	55.354	316.310	466.558	65.898	0	904.121
Q PC	"	16.078	91.872	132.240	12.502	0	252.691
Q caldera auxiliar	"	0	0	0	0	0	0
Ebruta	MWh/a	24.294	144.648	215.229	30.296	0	414.468
E TG	"	20.666	118.092	174.185	24.602	0	337.545
E TV contrapresión	"	427	2.125	2.969	313	0	5.835
E TV condensación	"	3.201	24.431	38.075	5.381	0	71.088
V Total	MWh/a	23.639	107.762	146.804	13.843	0	292.049
V cogeneración	"	23.639	107.762	146.804	13.843	0	292.049
V caldera auxiliar	"	0	0	0	0	0	0
Disipado en aerorefrigerantes	MWh/a	0	0	0	0	0	0
Vapor turbinado en TV condensación	t/a	16.340	124.272	193.581	27.342	0	361.535

Tabla C.3. Especificación alternativa de ampliación de 9MW

A cada potencia de calor útil, consumo de gas y electricidad producida se le aplican las horas de su estrato, obteniendo así la energía total del estrato en [MWh/a]. La energía total anual se obtiene de la suma de las energías de cada estrato.

Estos datos son los que serán usados para el cálculo de los parámetros energéticos necesarios para la comparación entre alternativas y plasmados en la evaluación energética de las alternativas en la Tabla C.4 que se presenta a continuación.



<b>EVALUACIÓN ENERGÉTICA</b>			
(Base anual, con 8232 h/a de operación de la cogeneración)	Unidades	TVC 15,5 MW Máxima PC	TVC 9MW-Cog.Eficiente
<b>DEMANDA DE VAPOR DE COGENERACIÓN</b>			
<i>Valores horarios medios</i>			
Vapor a Alta Presión	t/h	33,38	33,38
Vapor a Media Presión	t/h	1,55	1,55
Vapor a Baja Presión	t/h	5,36	5,36
<i>Vapor total</i>	t/h	40,30	40,30
Vapor a Turbina de Vapor de Condensación	t/h	76,95	43,92
<i>Valores anuales</i>			
Vapor a Alta Presión	t/a	274821,49	274821,49
Vapor a Media Presión	t/a	12.786	12.786
Vapor a Baja Presión	t/a	44.103	44.103
<i>Vapor total</i>	t/a	331.711	331.711
Vapor a Turbina de Vapor de Condensación	t/a	633.418	361.535
<b>CALOR ÚTIL DE COGENERACIÓN ( H )</b>			
<i>Calor útil (correspondiente a demanda de consumidores) (= H)</i>	MWh/a	292.049	292.049
<b>PRODUCCIÓN ELÉCTRICA (en punto de conexión de generadores)</b>			
<i>Potencias medias</i>			
Electricidad en turbina de gas	MW	41,004	41,004
Electricidad en turbina de vapor a contrapresión en uso	MW	0,953	0,709
Electricidad en turbina de vapor de condensación nueva	MW	15,129	8,636
<i>Electricidad total</i>	MW	57,087	50,348
<i>Producción eléctrica anual</i>			
Electricidad en turbina de gas	MWh/a	337.545	337.545
Electricidad en turbina de vapor a contrapresión en uso	MWh/a	7.848	5.835
Electricidad en turbina de vapor de condensación nueva	MWh/a	124.543	71.088
<i>Electricidad total (= E)</i>	MWh/a	469.936	414.468
<b>PRODUCCIÓN ELÉCTRICA ADICIONAL NETA (descontando autoconsumos de ampliación)</b>			
<i>Potencia media adicional, neta</i>			
Electricidad en turbina de vapor	MW	15,129	8,636
Incremento promedio de autoconsumos de electricidad respecto situación actual	MW	0,800	0,480
<i>Electricidad adicional neta total de la ampliación con turbina de vapor</i>	MW	14,329	8,156
<i>Producción eléctrica adicional neta, en base anual</i>			
Electricidad en turbina de vapor	MWh/a	124.543	71.088
Incremento promedio de autoconsumos de electricidad respecto situación actual	MWh/a	6.586	3.951
<i>Electricidad adicional neta total de la ampliación con turbina de vapor, en base anual</i>	MWh/a	117.958	67.137
<b>CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE COGENERACIÓN</b>			
<i>Potencias medias</i>			
Combustible en turbina de gas	MW	109,830	109,830
Combustible en postcombustión	MW	58,729	30,696
<i>Consumo de combustible total</i>	MW	168,559	140,526
<i>Consumo de combustible anual</i>			
Combustible en turbina de gas	MWh/a	904.121	904.121
Combustible en postcombustión	MWh/a	483.461	252.691
<i>Consumo de combustible total (= F)</i>	MWh/a	1.387.581	1.156.812
<b>HEAT RATE TURBINA DE VAPOR</b>			
Calor en vapor a turbina (kJ) por cada kWh de producción eléctrica en ella	kJ/kWh	16.375	16.374
Calor en vapor a turbina (kJ) por cada kWh de producción eléctrica neta en ella	kJ/kWh	17.289	17.338
Calor de postcombustión (kJ) por cada kWh de producción eléctrica en turbina de vapor	kJ/kWh	13.975	12.797
Calor de postcombustión (kJ) por cada kWh de producción neta en turbina de vapor	kJ/kWh	14.755	13.550
<b>PARÁMETROS DE EFICIENCIA</b>			
Rendimiento eléctrico medio (Re = E/F)	%	33,9	35,8
Rendimiento térmico medio (Rh = H/F)	%	21,0	25,2
Combustible atribuido al calor útil (Fh = H/RefH = H/0,9)	MWh/a	324.499	324.499
Combustible atribuido a generación eléctrica (Fe = F - Fh)	MWh/a	1.063.082	832.313
Energía primaria convencional (EP = E/RefE' + H/RefH = E/(0,44*0,98) + H/0,9)	MWh/a	1.414.333	1.285.695
Ahorro de energía primaria (AEP = EP - F)	MWh/a	26.751	128.883
Energía eléctrica generada por central convencional (Econv = Fe*RefE = Fe*0,44)	MWh/a	467.756	366.218
Energía eléctrica libre de combustible (Elc = AEP*RefE = AEP*0,44)	MWh/a	11.771	56.709
Eficiencia de cogeneración (η = Elc/Econv = AEP/Fe)	%	2,5	15,5

Tabla 3.4. Evaluación Energética de las dos alternativas



### C.2.2. Tratamiento de datos económicos

Otro factor importante para la evaluación de las alternativas es el económico. Es necesario un estudio económico de ambas alternativas para analizar y comparar las dos inversiones. En la Tabla C.5. se presenta el cuadro resumido de inversiones para cada opción. La diferencia monetaria entre ambas se debe fundamentalmente al tamaño de turbina, que no solo se encarece ella misma a mayor potencia, sino que también requiere un aerocondensador y unos transformadores eléctricos de mayor capacidad. Las inversiones se pueden ver más detalladas y desglosadas en los apartados Anexo H.

CNL -- CUADRO RESUMIDO DE INVERSIONES <small>Sin aranceles</small>	9 MW	15,5 MW
	PRECIOS USD (Dólares USA)	PRECIOS USD (Dólares USA)
<b>CASO DE COMPRA POR SISTEMAS (PLANTA NO LLAVE EN MANO)</b>		
Grupo turbogenerador a vapor	6.426.060	6.874.860
Sistema aerocondensador (ACC)	2.972.000	3.830.000
Equipos e instalaciones mecánicas	1.625.018	1.625.018
Equipos e instalaciones eléctricas de AT-MT-BT y sistema de control	1.594.680	1.774.680
Obra civil, estructuras, edificación y sistemas asociados	767.618	767.618
Ingeniería de integración y de supervisión de proyecto y obra	860.061	918.938
Otros gastos generales (infraestructura obra, seguros de montaje, avales, etc.)	614.997	656.635
Imprevistos e imprecisiones	550.240	616.142
<b>TOTAL COSTE NO LLAVE EN MANO</b>	<b>15.410.673</b>	<b>17.063.890</b>
<i>Coste total "no llave en mano" por kW de turbina de vapor (de 9 MW)</i>	1.712.297	1.137.593
<b>CASO DE COMPRA LLAVE EN MANO COMPLETO</b>		
Margen atribuido a contratista llave en mano de la planta (10%)	1.541.067	1.706.389
<b>TOTAL COSTE PLANTA LLAVE EN MANO COMPLETO</b>	<b>16.951.740</b>	<b>18.770.279</b>
<i>Coste total "llave en mano completo" por kW de turbina de vapor (de 9 MW)</i>	1.883.527	1.251.352

Tabla C.5. Cuadro resumido de inversiones

Para analizar qué inversión es más adecuada se ha realizado pues un estudio económico del Cash Flow, el Pay-Back, el VAN y el TIR. Para ello se han usado los precios y estimaciones actualizados en el 2012 de gas, electricidad y calor útil que se presentan en la Tabla C.6. Se tiene que recordar que la alternativa de cogeneración eficiente (9 MW) tiene un descuento del 70% en los costes de porteo.

Precio Gas Natural	\$/MWhpci	15,30
Coste de porteo de la electricidad	\$/MWh	10,00
Precio de la electricidad	\$/MWh	100,00
Precio del calor útil	\$/MWh <sub>t</sub>	17,00

Tabla C.6. Precios para el análisis económico



En la Tabla C.7 se presenta el resumen del estudio económico usando las condiciones económicas actuales, es decir, un precio del gas de 15,30 \$/MWh (es la franja inferior ya que el precio actual se sitúa entre 15,3 \$/MWh a 17 \$/MWh), un coste de porteo de 10\$/MWh correspondiente al nivel de tensión de inyección, y finalmente una potencia no porteada de 40,8 MW, es decir, destinada a consumidores próximos (potencia contratada, así que se refiere al máximo que pueden requerir estos consumidores “internos”).

Concepto	Unidades	Situación actual	TVC 9MW	TVC 15,5MW
Costes porteo	\$/MWh	10,00	3,00	10,00
Gas	\$/MWhpci	15,30	15,30	15,30
Electricitat Interna	\$/MWh	100,00	100,00	100,00
Electricitat Externa	\$/MWh	90,00	97,00	90,00
Calor	\$/MWh <sub>t</sub>	17,00	17,00	17,00
E TG	MW	41,00	41,00	41,00
E TVP	MW	1,31	0,71	0,95
E TVC	MW	0,00	8,64	15,13
<b>E total</b>	<b>MW</b>	<b>42,32</b>	<b>50,35</b>	<b>57,09</b>
E autoconsumida	MW	1,40	1,88	2,20
<b>E neta</b>	<b>MW</b>	<b>40,92</b>	<b>48,47</b>	<b>54,89</b>
<b>E interna (sin porteo)</b>	<b>MW</b>	<b>40,80</b>	<b>40,80</b>	<b>40,80</b>
<b>E externa (con porteo)</b>	<b>MW</b>	<b>0,12</b>	<b>7,67</b>	<b>14,09</b>
Q TG	MW	109,83	109,83	109,83
Q PC	MW	16,69	30,66	58,69
<b>Q total</b>	<b>MW</b>	<b>126,52</b>	<b>140,49</b>	<b>168,52</b>
<b>V útil</b>	<b>MW</b>	<b>35,48</b>	<b>35,48</b>	<b>35,48</b>
Fe	MW	87,1	101,07	129,10
AEP	MW	11,0	15,69	3,29
rendimiento (AEP/Fe)	MW	12,7	15,5	2,5
Costos comb.	\$/h	1.936	2.149	2.578
Ingressos elect. Interna	\$/h	4.080	4.080	4.080
Ingressos elect. Externa	\$/h	10	744	1.268
Ingressos V	\$/h	603	603	603
Cash Flow horari	\$/h	2.758	3.277	3.372
Cash Flow	k\$/a	22.702	26.979	27.762
Inversión	k\$	-	16.952	18.770
Casho Flow incremental	k\$	-	4.277	5.060
PBT	años	-	3,96	3,71
<b>VAN (9 AÑOS)</b>	<b>k\$</b>	<b>-</b>	<b>9766</b>	<b>12837</b>
<b>TIR (9 AÑOS)</b>	<b>%</b>	<b>-</b>	<b>21%</b>	<b>23%</b>

Tabla C.6. Evaluación económica de alternativas



En las condiciones actuales se ve que económicamente la opción de la turbina de 15,5MW es más favorable en todos los indicadores de inversión. Esto es debido a que las ventajas de la cogeneración eficiente (9 MW) solo se ven recompensadas económicamente en un descuento del coste de porteo. En el caso de CNL la potencia contratada por consumidores de próximos es muy elevada (40,8MW) con lo que la potencia a portear es poca (7,67MW) y por ello los beneficios son menores. Así pues, con los beneficios de una mayor producción eléctrica se compensa el descuento por la electricidad porteadada.

Ahora bien, los datos de potencia no porteadada corresponden a potencia contratada, por lo que es muy probable que los consumidores no requieran siempre, y a la vez, el máximo de ella. De hecho en la situación actual los contratos eléctricos internos y externos son de unos 43MW mientras que la producción eléctrica media es de 41MW, lo que no hace más que confirmar esta hipótesis. A esta circunstancia se le añaden las posibles fluctuaciones del coste de porteo y del precio del gas natural situado ahora en la franja entre 15,30 \$/MWhpci y 17,04 \$/MWhpci.

Todos estos factores provocan que el estudio económico en el punto actual no sea suficiente para asegurar que la opción de 15,5MW sea la más económica. Por eso se ha realizado un estudio de sensibilidad para ver si las probables variaciones de potencia porteadada, coste de porteo y precio del gas pueden afectar sustancialmente al análisis económico cambiando las tornas o si por el contrario sigue siendo más rentable la opción de mayor potencia. Si alguna variación provoca un cambio rentable entre las inversiones debe analizarse también la plausibilidad de que esa situación se dé en realidad.

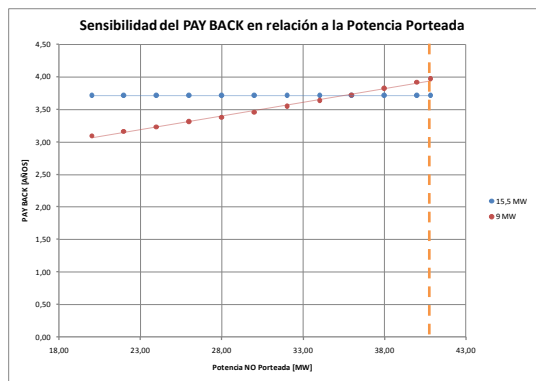
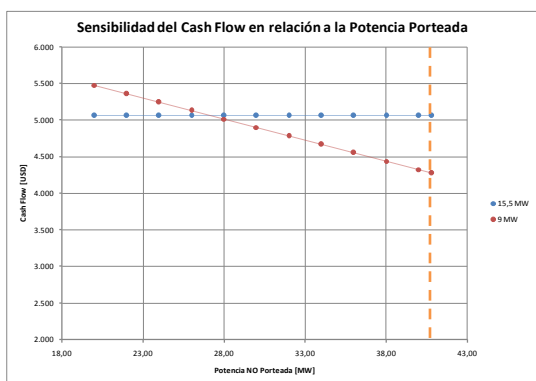
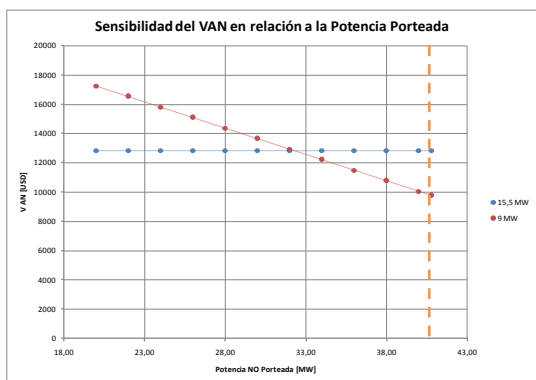
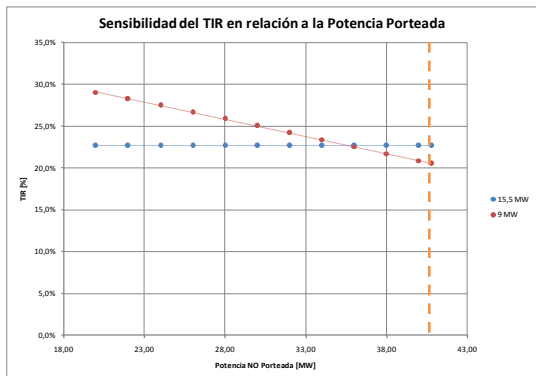
Los factores que benefician a la inversión de 9MW son la subida del precio del gas (ya que tiene un consumo menor), la subida del coste de porteo (ya que al tener el descuento del 70% le perjudica menos que a la inversión de 15,5MW) y la bajada de la potencia NO porteadada, y por tanto subida de la potencia inyectada a la red (ya que es en esa electricidad donde se aplica la ventaja económica del descuento de coste de porteo al ser "cogeneración eficiente). El VAN se ha calculado a 9 años y con una tasa del 8% para las inversiones de la tabla C.6.

Estas 3 posibilidades además son las más probables que pueden pasar en caso de variación, con lo que cualquier cambio realista respecto la situación actual beneficia a la inversión de 9MW. En los siguientes cambios se estudia la sensibilidad respecto las condiciones actuales (en naranja).

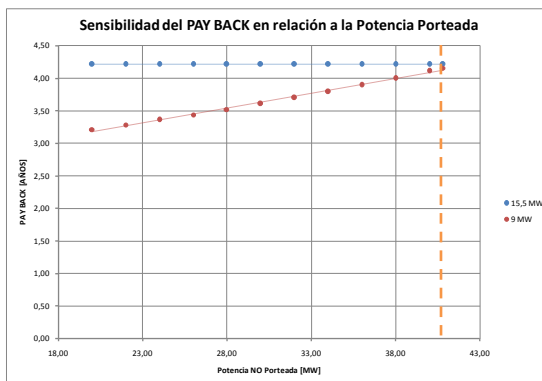
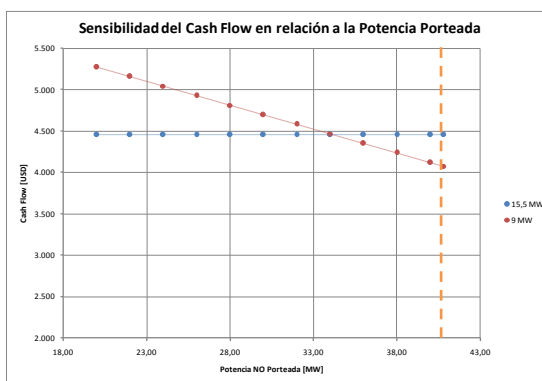
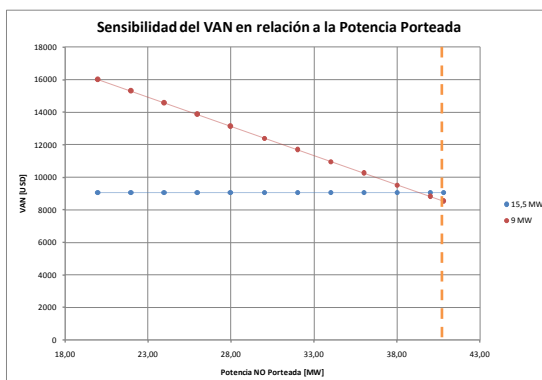
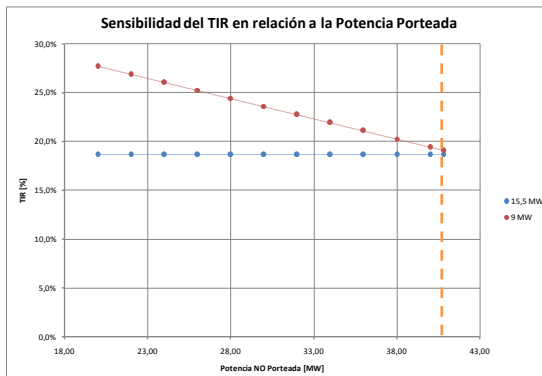


**Sensibilidad económica según la variación de la potencia de no porteadada.**

**Precio del gas: 15,30 \$/MWh  
Coste porteo: 10 \$/MWh**



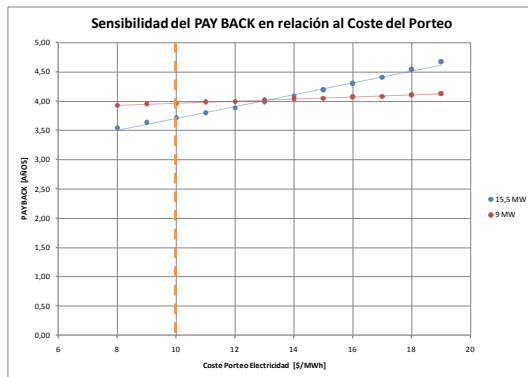
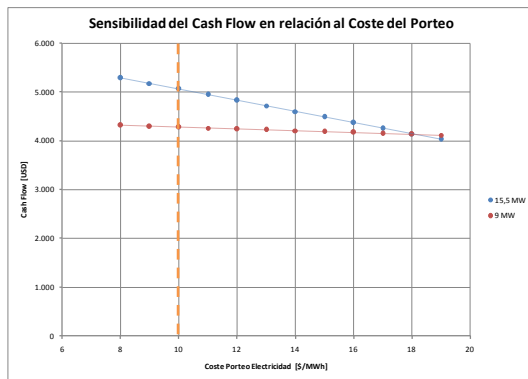
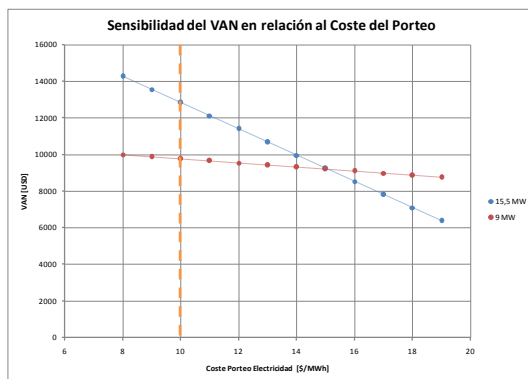
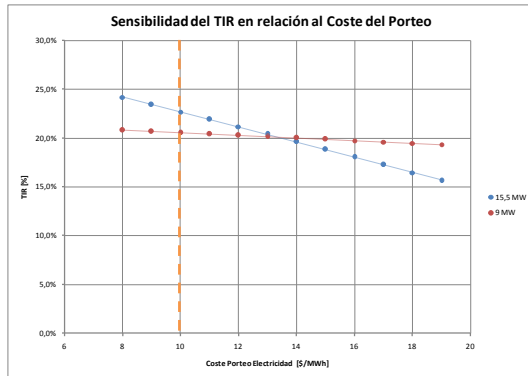
**Precio del gas: 17,04 \$/MWh  
Coste porteo: 10 \$/MWh**



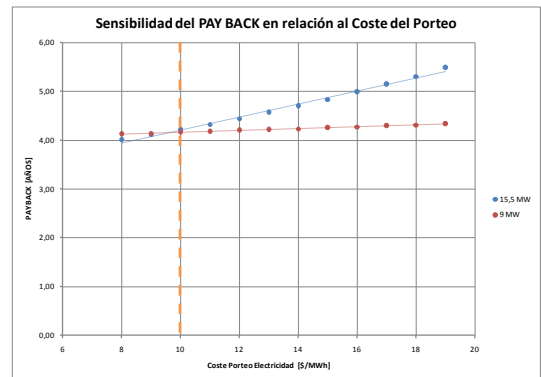
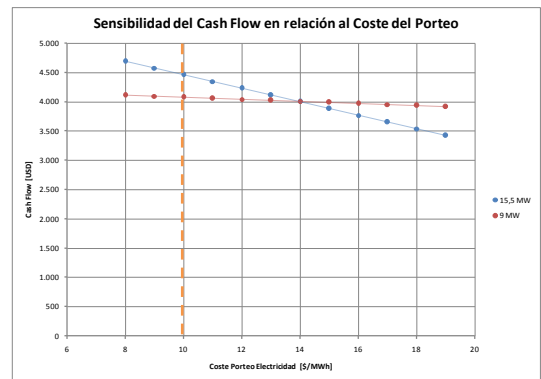
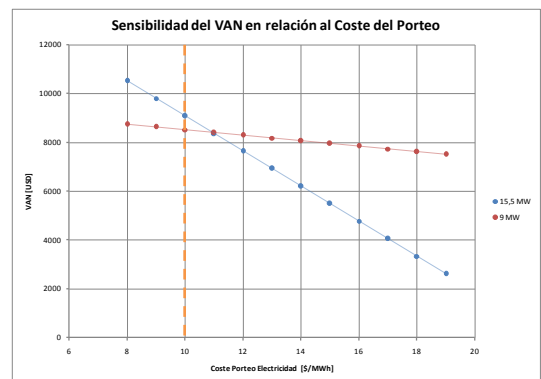
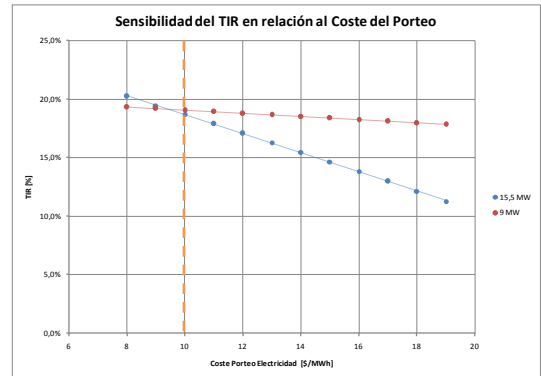


**Sensibilidad económica según la variación del coste de porteo.**

**Precio del gas: 15,30 \$/MWh  
Potencia NO porteada: 40,8 MW**

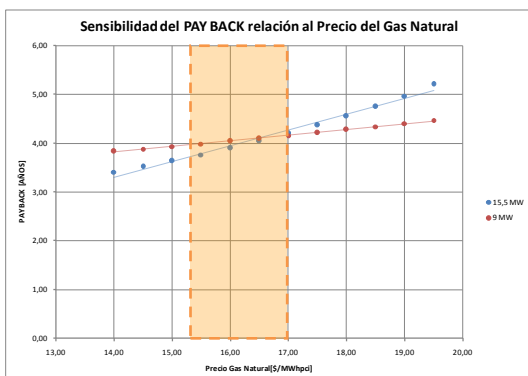
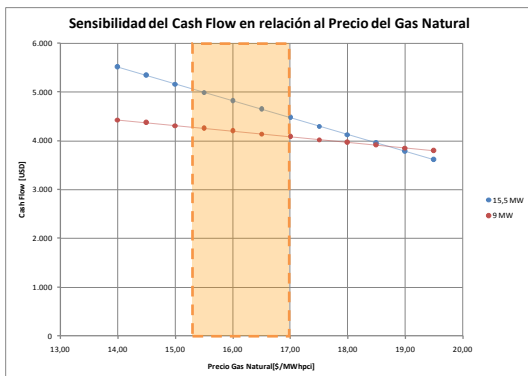
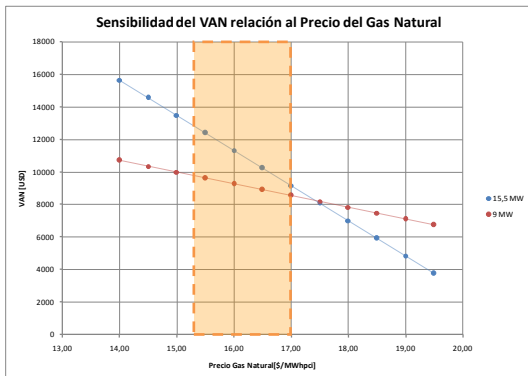
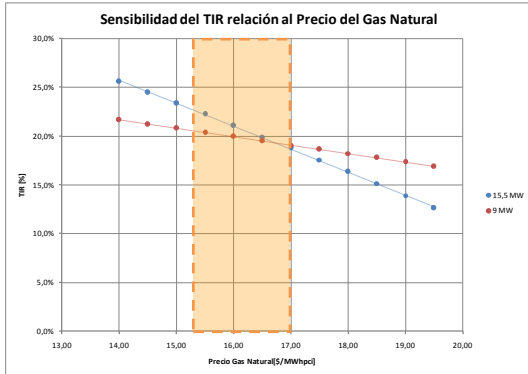


**Precio del gas: 17,04 \$/MWh  
Potencia NO porteada: 40,8 MW**

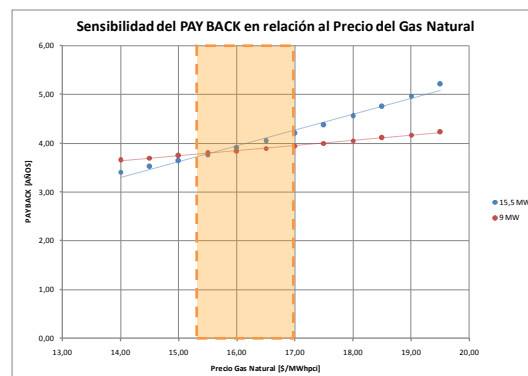
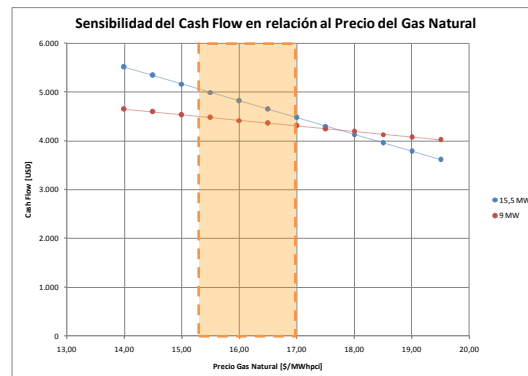
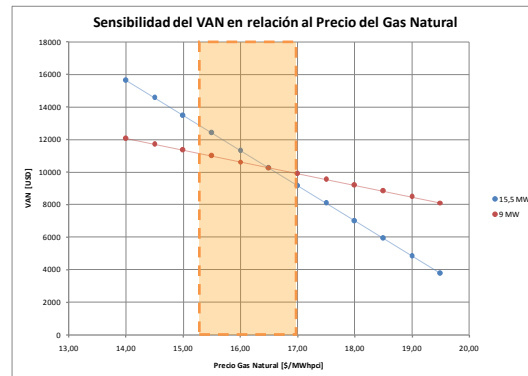
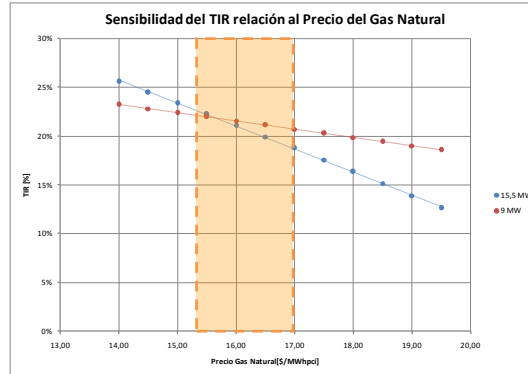


**Sensibilidad económica según la variación del precio del gas.**

**Coste de porteo: 10 \$/MWh  
Potencia NO porteada: 40,8 MW**

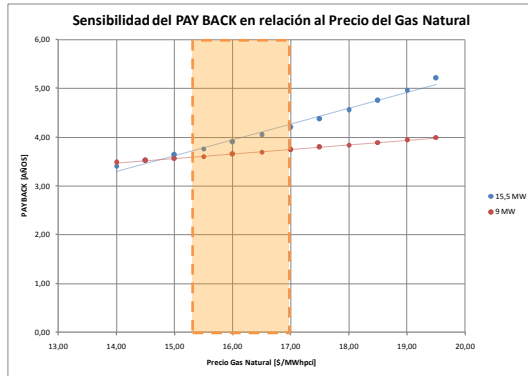
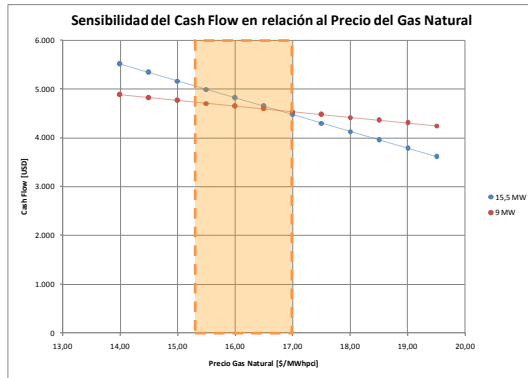
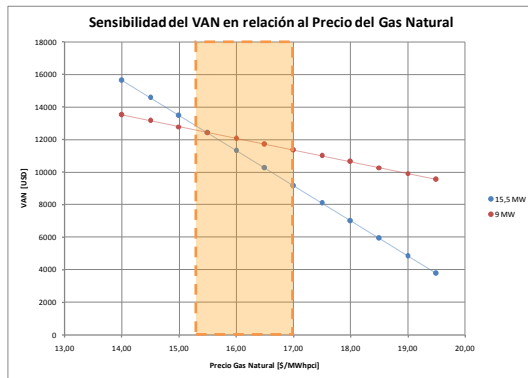
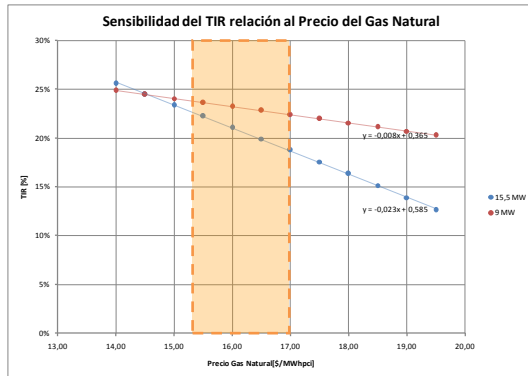


**Coste de porteo: 10 \$/MWh  
Potencia NO porteada: 37 MW**

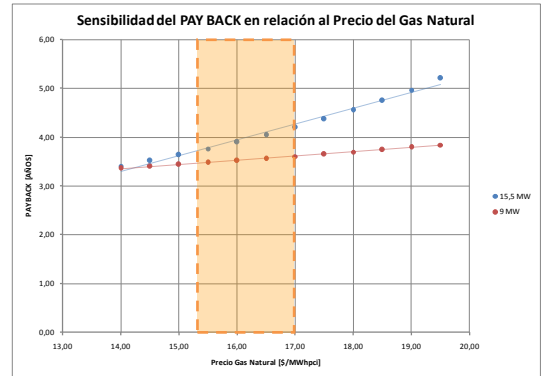
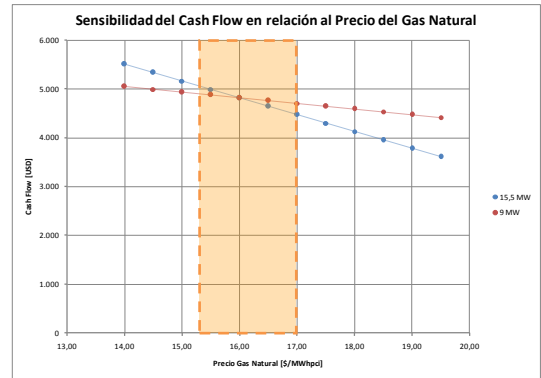
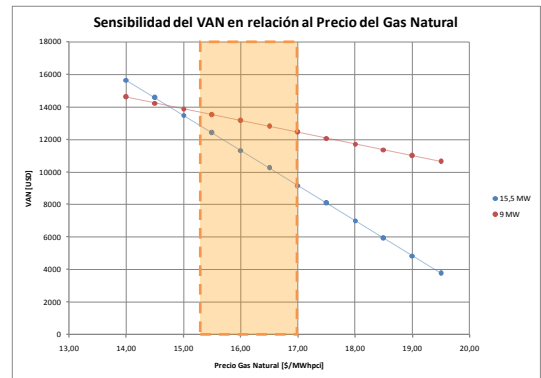
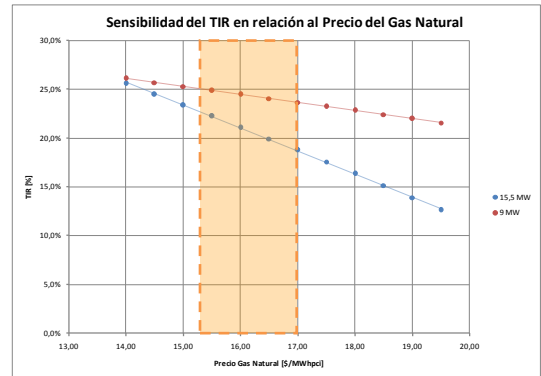


**Sensibilidad económica según la variación del precio del gas.**

**Coste de porteo: 10 \$/MWh  
Potencia NO porteada: 33 MW**



**Coste de porteo: 10 \$/MWh  
Potencia NO porteada: 30 MW**



En todo este estudio de sensibilidad se observa como los indicadores como el VAN, el TIR o el Cash Folw se mantienen mucho más estables respecto a las variaciones en la inversión de 9MW que la de 15,5MW, con lo que se puede considerar una inversión más segura en cuanto a rendimiento económico respecto a las posibles fluctuaciones.

La disminución de la potencia NO porteadada afecta muy directamente al resultado económico, haciendo que una bajada de los 40,8 MW a unos 33 MW provoca que la inversión de 9MW sea más rentable sea cual sea la variación de los otros factores. Por ejemplo, si se coge la parte alta de la horquilla del precio actual de gas (17,04 \$/MWh) y el coste normal de porteo de 10 \$/MWh, un descenso de solo 1MW en el porteo de electricidad ya hace más rentable la inversión de cogeneración eficiente.

La Tabla C.7. ayuda a analizar los gráficos de sensibilidad económica. La fila sombreada en naranja (franja naranja en los gráficos también) representa los valores actuales de la magnitud para la que se estudia la sensibilidad. Las dos últimas filas rosadas son el valor fijo de las otras magnitudes. En las casillas blancas se indica el valor necesario de la magnitud sensible para que se iguale el parámetro económico correspondiente de las dos alternativas. Gráficamente corresponde al punto de intersección entre las líneas de tendencia de las dos alternativas. Por ejemplo, para la primera columna de la sensibilidad de potencia no porteadada, para un precio del gas de 15,3\$/MWh y un coste de porteo de 10\$/MWh, la potencia no porteadada debería bajar de los actuales 40,8 MW hasta los 36,3MW para obtener igual TIR en las dos inversiones. Si disminuye más la opción de 9MW tendrá un mejor TIR, en detrimento de la inversión de 15,5MW.

PG: Precio del gas CP: Coste de porteo Pot NP: Potencia no porteadada	Sensibilidad de la Potencia NO porteadada [MW]		Sensibilidad del Coste de porteo [\$/MWh]		Sensibilidad del Precio del Gas Natural [\$/MWhpci]			
	40,8	40,8	10	10	15,3 - 17	15,3 - 17	15,3 - 17	15,3 - 17
<b>SITUACIÓN ACTUAL</b>	40,8	40,8	10	10	15,3 - 17	15,3 - 17	15,3 - 17	15,3 - 17
Para igual TIR	36,3	43,5	13,4	9,2	16,7	15,6	14,7	13,9
Para igual VAN	32,3	39,2	15,1	10,9	17,4	14,5	15,5	14,7
Para igual CF	27,2	34,2	18,1	13,9	18,7	17,8	16,7	16,0
Para igual PB	36,2	43,2	13,2	9,6	16,4	15,5	14,7	14,2
CONDICIONES DE ESTUDIO	PG 15,3\$/MWh	PG 17 \$/MWh	PG 15,3\$/MWh	PG 17 \$/MWh	Pot NP 40,8MW	Pot NP 37MW	Pot NP 33MW	Pot NP 30MW
	CP 10 \$/MWh	CP 10 \$/MWh	Pot NP 40,8MW	Pot PN 40,8MW	CP 10 \$/MWh	CP 10 \$/MWh	CP 10 \$/MWh	CP 10 \$/MWh

Tabla C.7. Análisis de los gráficos económicos con los puntos dónde se igualan los parámetros económicos



Si se analizan todos los resultados, se puede observar que la mayoría de situaciones el punto en el que la alternativa de cogeneración eficiente de 9MW se vuelve más económicamente rentable está muy próximo a la situación actual, incluso en algunos escenarios ya sucedería actualmente por ejemplo si escogemos la franja alta del precio del gas 17,04\$/MWh en vez de la baja de 15,30\$/MWh.

Si se analiza la plausibilidad de todos los escenarios se puede concluir que en realidad las situaciones dónde la cogeneración eficiente es una mejor inversión son más posibles que en las que la inversión de máxima postcombustión, sobre todo por el hecho de que la electricidad no porteada está en términos de potencia contratada y no de entregada, con lo que los 40,8MW es un máximo que en realidad se dará en pocas ocasiones.

### C.2.3. Tratamiento de datos ambientales

Por último, otro criterio importante a tener en cuenta es el medioambiental. En este apartado la diferenciación básica entre las dos alternativas son las emisiones de CO<sub>2</sub> y el consumo de gas natural (Tabla C.8 y C.9). El consumo de gas natural, los caudales de gases de escape y su composición los podemos obtener con exactitud del TESYS.

PLANTA	Unidades	Actual	9MW	15,5MW
Caudal de gases	kg/s	117,970	118,276	118,842
Porcentaje CO2	%	5,90%	6,60%	7,88%
Caudal CO2	kgCO2/s	6,959	7,803	9,362
Potencia generada	MW	42,32	50,35	57,09
Emisiones espec.	kgCO2/MWh	0,592	0,558	0,590

Tabla C.8. Emisiones de CO<sub>2</sub> de las alternativas

PLANTA	Unidades	Actual	9MW	15,5MW
Caudal de GN	kg/s	2,5480	2,8553	3,4215
Potencia generada	MW	42,318	50,348	57,087
Consumo espec. GN	kgGN/MWh	0,217	0,204	0,216

Tabla C.9. Consumo de Gas Natural de las alternativas



Como es lógico, tanto el consumo de gas como las emisiones de CO<sub>2</sub> aumentan a medida que aumenta la potencia eléctrica generada. Los datos significativos en este caso son las emisiones y consumos específicos que representan la cantidad de CO<sub>2</sub> o de gas natural que se emiten o consumen por cada [MWh] eléctrico producido.

Se observa como las emisiones específicas y el consumo específico son menores en la alternativa de cogeneración eficiente de 9MW que en la alternativa de máxima 15,5MW. Este mejor resultado medioambiental no deja de ser una implicación tangible de tener un mayor rendimiento de cogeneración, ya que se aprovecha más la energía primaria y por ello se requiere una menor aportación adicional de gas natural por cada [MWh] eléctrico producido, y en consecuencia se reducen las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En la Tabla C.10 se presentan los valores absolutos de las emisiones y el consumo de la situación actual y las dos alternativas consideradas.

PLANTA	Unidades	Actual	9MW	15,5MW
Emisión horaria CO2	tCO2/h	25,052	28,091	33,704
Emisión anual CO2	tCO2/a	206.229	231.244	277.452
Consumo horario GN	tGN/h	9,173	10,279	12,317
Consumo anual GN	tGN/a	75.510	84.618	101.398

Tabla C.10. Comparación global de emisiones y consumo de GN

En la Tabla C.11 se presenta el ahorro de gas natural y de emisiones de CO<sub>2</sub> de la inversión de cogeneración eficiente de 9MW respecto a la inversión de máxima postcombustión de 15,5MW.

PLANTA	Unidades	AHORRO
Ahorro horario CO2	tCO2/h	5,61
Ahorro anual CO2	tCO2/a	46.208
Ahorro horario GN	tGN/h	2,04
Ahorro anual GN	tGN/a	16.780

Tabla C.11. Ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> y consumo de Gas Natural



### **C.3. Solución adoptada**

Las dos alternativas contraponen la capacidad de producir más electricidad para poder verter más excedente a la red, con el cumplimiento de una eficiencia que otorga privilegios por el ahorro de energía primaria (especificados en el Anexo D) como la reducción de los costes a pagar a la CFE por la transmisión de la electricidad, o la entrada a los “bancos de energía”. Es decir, aumentar la producción eléctrica hasta el máximo admisible por la caldera, o en cambio, aumentarla hasta el máximo que cumpla con el criterio de eficiencia.

La opción escogida es la de cumplir con la eficiencia de cogeneración (9MW) porque cumple con el objetivo de aumentar la producción eléctrica para aprovechar la sobrecapacidad de la planta actual, a la vez que tiene un ahorro de energía primaria significativo recogido en la legislación de México al cumplir con los requisitos mínimos de cogeneración eficiente.

Además, para los tres criterios de evaluación usados (energético, económico y ambiental) la opción de cogeneración eficiente (9MW) obtiene mejores resultados y se presenta como una solución más lógica, robusta y eficiente para la ampliación de la planta de COGENERACIÓN NUEVO LEÓN.

