



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CENTRALES DE CICLO COMBINADO
CON GASIFICACIÓN INTEGRADA
(CCGI): UNA OPCIÓN PARA LA
DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA**

PROPUESTA DE T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO

P R E S E N T A :

OSCAR ALBERTO VERA GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS: Dr. Gerardo Hiriart Le Bert.



Ciudad Universitaria, México D.F, Mayo de 2007.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

En primer lugar quisiera expresar mi más profundo agradecimiento a la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la Facultad de Ingeniería, que me ha enseñado mucho más que sólo conocimientos teóricos, me ha formado íntegramente mostrándome el aspecto social inherente al desarrollo y el progreso.

Quisiera agradecer al Instituto de Ingeniería que me abrió las puertas y me permitió conocer el fascinante mundo de la investigación, en especial al Dr. Gerardo Hiriart Le Bert, quien siempre fue un guía extraordinario con una gran visión y sentido humano, siempre dispuesto a compartir sus conocimientos y experiencias con las nuevas generaciones y que siempre nos alentó para ser ciudadanos del mundo.

A mis padres Eduardo y María Concepción y a mis hermanos Eduardo y Miguel Ángel, que siempre me apoyaron en los momentos difíciles, cuando me flaqueaban las fuerzas y me sentía solo, lejos del hogar.

A todos los amigos que hice en el proyecto IMPULSA, que me mostraron la camaradería en el trabajo, en especial a Héctor y Salvador, quienes me acogieron dentro del proyecto cuando recién ingresé y me hicieron sentir como en una gran familia.

A mis tíos Luz Elena y Michel que me prestaron muy generosamente su departamento para poder vivir cerca de la UNAM, les estaré agradecido toda la vida.

A mis amigos de departamento, Toño, Fermín y Xavier porque ustedes se convirtieron en mi segunda familia, confidentes de mis pesares y de mis alegrías.

Al chaneke, porque siempre encontramos en tí la manera de evitar hacer lo que teníamos que hacer.

Índice

	Página
Introducción	1
Capítulo I. Centrales de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI)	
1.1 Perspectiva histórica.	4
1.2 Gasificación VS Combustión	5
1.3 Ciclos Combinados	6
1.4 Centrales de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI)	7
1.5 Costos de centrales de CCGI	10
1.5.1 Costos de inversión en centrales CCGI	10
1.5.2 Costos de combustible	11
1.5.3 Costos de operación y mantenimiento	11
1.5.4 Beneficios sociales y medioambientales	11
1.5.5 Comparación del costo entre centrales CCGI, PC y CCGN	12
1.5.6 Sensibilidad	12
1.6 Futuro de la tecnología de CCGI	13
1.7 Utilización de la reacción shift en el gas de síntesis para generar H ₂	13
1.8 Secuestro y Confinamiento de CO ₂	14
1.8.1 Secuestro de CO ₂ por procesos de absorción	15
1.8.1.1 Procesos de absorción químicos	15
1.8.1.2 Procesos de absorción físicos	16
1.8.1.3 Procesos de absorción híbridos	16
1.8.2 Métodos criogénicos	17
1.8.3 Membranas de separación de gases	17
1.8.4 Procesos de adsorción	18
1.8.4 Reformación con óxido de calcio (CaO)	18
Capítulo II. Características de los combustibles para gasificar	
2.1 Carbón	21
2.2 Coque de petróleo	21
2.3 Residuos de refinación	21
2.4 Biomasa	22
2.5 Desechos	22
2.6 Combustibles susceptibles de gasificar en México	22
Capítulo III. Procesos de gasificación	
3.1 Gasificadores de lecho fijo	26
3.1.1 Producción de gas de síntesis	27
3.1.2 Producción de gas con agua	27
3.2 Gasificadores de lecho fluidizado	28
3.2.1 Temperatura de operación	29
3.2.2 Calidad del combustible de alimentación	29

3.2.3 Conversión de carbón	30
3.2.4 Cenizas	30
3.2.5 Equipo adicional	30
3.3 Gasificador de lecho arrastrado	30

Capítulo IV. Propuesta de una planta de generación eléctrica de CCGI con gasificación de combustibles pesados.

4.1 Análisis de la central de ciclo combinado Felipe Carrillo Puerto	33
4.2 Simulación simplificada de la central de CCGI	35
4.2.1 Consideraciones en el gasificador	35
4.2.2 Consideraciones en el Ciclo Brayton	38
4.2.3 Consideraciones en el Ciclo Rankine	42
4.3 Simulación simplificada de una central CCGI con reacción Shift	43
4.4 Propuestas de modificación en el CCGI	49
4.4.1 Inyección directa del CO ₂ e H ₂ a la turbina de gas	49

Capítulo V. Análisis de resultados y conclusiones

5.1 Análisis de resultados	50
5.2 Conclusiones	55
Glosario y Abreviaturas	58
Referencias	60

Introducción

México requiere de fuentes de energía sustentables, económicas y competitivas. Hoy en día el país no es autosuficiente ni tampoco energéticamente fuerte, depende de las importaciones de combustibles para la generación eléctrica. Además, de que los precios de los combustibles no son estables.

En el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), actualizado anualmente por la CFE, se tiene contemplada la posibilidad de que los precios del gas natural sean altos o que se limite su oferta debido a una reducción de importaciones en los próximos años. Ante tal situación, CFE ha emprendido diversas acciones para tratar de diversificar las fuentes de suministro para generación eléctrica, estudiando otras tecnologías de generación como centrales con energía renovable (eólica, geotérmicas e hidroeléctricas) y ciclos combinados con gasificación de carbón, residuos de vacío o gas natural licuado.¹

Dentro de estas líneas de investigación, la generación de energía eléctrica a partir de los residuos de refinación o residuos de vacío presentan una opción extraordinaria para el país, puesto que se deben de considerar los siguientes razonamientos:

- México cuenta con 6 refinerías de PEMEX-Refinación. En todas estas refinerías se han establecido procesos de cogeneración en los que se genera el 100% del vapor que requieren para sus plantas de proceso, además se genera el 86% de la energía eléctrica que necesitan para sus equipos y sus sistemas de iluminación.
- Los equipos de generación de PEMEX-Refinación son equipos viejos, con 20 o 30 años de servicio, lo que provoca que el mantenimiento sea más frecuente y encarece su funcionamiento, además se inhibe la posibilidad de mejorar la eficiencia del proceso de generación.
- Actualmente se utiliza como combustible una mezcla de gas natural y combustóleo. El gas natural que se utiliza representó el 20% de las importaciones nacionales del 2004, así como otros componentes tales como el diesel, que se necesita para poder diluir los residuales líquidos y formar el combustóleo.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se puede vislumbrar la conveniencia de que PEMEX-Refinación se decidiera a transformar sus sistemas de generación, utilizando un esquema más moderno y eficiente en el que se aprovechen sus propios residuales líquidos y/o sólidos mediante la tecnología de ciclos combinados con gasificación integrada, para que de esta forma, continúe cogenerando, satisfaga el 100% de sus necesidades de vapor y genere su propia energía eléctrica.

Si se logra poner en marcha estos nuevos esquemas, se conseguirá incrementar la eficiencia energética en las refinerías del país, aumentar su confiabilidad y utilizar

¹ Energía a debate, *Nuclear y carbón: dos opciones de diversificación para México*, Cintia Angulo de Leseigneur.

combustibles alternos de malas características y por consiguiente de menor costo, con amplia disponibilidad y de esta forma limitar el uso de gas natural, con lo que se ofrece al mercado mayor disponibilidad del energético y se obtendría un sistema nacional de refinación independiente del gas natural.²

Además, es bien conocida la tecnología de gasificación para convertir casi cualquier combustible en un gas de síntesis (*syngas*), el cual se utiliza para alimentar una turbina de gas. De igual forma, existen en el mundo varias plantas de generación de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI, o en inglés IGCC) las que fueron inicialmente con fines experimentales y que luego de modificaciones y mejoras, son ahora demostrativas de tecnología probada.

Actualmente las CCGI no han tenido el despegue comercial esperado porque siguen siendo más caras que sus equivalentes tradicionales. La aplicación práctica de estas plantas sólo se dará en alguno de los siguientes tres escenarios:

1. Que exista un incremento del precio del gas natural muy grande.
2. Que se establezcan normas oficiales mexicanas obligatorias para reducir las emisiones de CO₂ y se obligue a capturarlo y almacenarlo.
3. Cuando se encuentren nichos específicos de aplicación en cogeneración, esto es, generar electricidad y al mismo tiempo producir H₂, N₂, y CO₂ para aplicaciones de la industria petrolera.

En esta tesis, utilizando las características termodinámicas de la central de ciclo combinado de Valladolid en Yucatán, sólo por utilizar los parámetros de una planta en concreto, se ha realizado un estudio teórico para tres diferentes esquemas, utilizando como combustible primario un residuo de refinación convertido en *syngas* por las técnicas de gasificación.

En el primer esquema se presenta el balance de masa y energía para determinar los equipos principales de la actual planta de ciclo combinado que necesitan ser modificados (turbinas, generadores, recuperadores de calor, etc.) en una eventual repotenciación si se decide usar gas de síntesis (*syngas*) en lugar de gas natural.

En el segundo esquema se hace un balance en el que se incluye un reactor para la reacción *shift* para convertir todo el *syngas* en hidrógeno y CO₂. Parte del hidrógeno se usa para alimentar a la turbina de gas y el resto se regresa a la refinería para otros procesos químicos. Se tienen en cuenta consideraciones especiales para la utilización del nitrógeno separado proveniente de la Unidad Separadora de Aire, que podría utilizarse para la industria fertilizante y/o para recuperación secundaria en pozos de petróleo como *Cantarell*.

Finalmente en el tercer esquema, se presenta un balance para el CO₂ que se puede obtener, casi puro, del escape del reactor *shift* y que se puede utilizar como un gas para recuperación secundaria de petróleo y al mismo tiempo como un camino para secuestrar CO₂ y contribuir al mejoramiento del medio ambiente, incluyendo la posibilidad de

² Energía a debate, *Cogeneración con residuales en Pemex, un proyecto con sentido*, José Becerra O'Leary.

negociar bonos de carbono. En este último se incluye un análisis importante que consiste en pasar el CO₂ por la turbina de gas, antes de llevarlo a su reinyección.

Capítulo I. Centrales de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI)

1.1 *Perspectiva histórica*

La primera generación de gas de síntesis (syngas) se reporta en el año de 1792 cuando Murdoch, un ingeniero escocés, pirolizó carbón en un recipiente cerrado de acero y utilizó el gas para iluminar su hogar. En 1812 se estableció la primera compañía productora de gas a partir de carbón, este gas era utilizado para iluminar el puente de Westminster. En 1816 se construyó la primera planta dedicada a la producción de gas a partir de carbón en los Estados Unidos para iluminar las calles de Baltimore. Para 1816 se construyeron plantas para iluminar las calles de Boston y Nueva York.

La invención del mechero de Bunsen en 1855, permitió mezclar aire y gas, haciendo más económica y atractiva la idea de quemar el gas a altas temperaturas y sin humo. En la segunda mitad del siglo XIX, la gasificación de carbón se volvió una realidad comercial al utilizar generadores cíclicos de gas, conocidos como gasificadores. En 1875 el gas manufacturado era ampliamente utilizado para iluminar los hogares y para finales del siglo tenía aplicaciones industriales. Sin embargo, después de la segunda Guerra Mundial, se encontraron grandes reservas de gas natural con un poder calorífico mayor al gas de síntesis y se disminuyó la utilización de los procesos de gasificación.

El interés en la tecnología de gasificación se renovó en los años 60's y 70's cuando se estimó que las reservas de gas natural podrían terminarse y que la demanda excedería las reservas en los 80 y 90. En la década de los 80, los investigadores y la industria reconocieron las ventajas ambientales de la gasificación. Las normas ambientales más restrictivas y exigentes en cuanto a emisiones junto con un creciente énfasis en la reducción de los gases invernadero, proveyeron de incentivos para que tanto el gobierno como la industria exploraran y promovieran la comercialización de la tecnología de gasificación. La tecnología para gasificación ha sido comercialmente aplicada por más de un siglo para la producción de combustibles y químicos. Las tendencias actuales para la generación eléctrica y las industrias de refinería, muestran que el uso del gas de síntesis encontrará nuevas y numerosas aplicaciones para generar combustibles, electricidad y compuestos químicos primarios.

La gasificación es un proceso para convertir materiales carbonosos sólidos ó líquidos en un combustible o gas sintético (H_2 , CO , CO_2 , CH_4). En general, la gasificación involucra la reacción del carbón con un agente oxidante como lo puede ser el aire, el oxígeno, el vapor, el dióxido de carbono, ó una mezcla de estos gases a una temperatura de 800 a 1900 °C para producir un producto gaseoso que puede ser utilizado para generar energía eléctrica y calor, o bien como materia prima para la síntesis de químicos, combustibles líquidos u otros combustibles como el hidrógeno. Una vez que la materia carbonosa sólida o líquida es convertida a gas, substancias indeseables como compuestos de azufre y cenizas pueden ser removidas del gas. A diferencia de los procesos de combustión, que trabajan con un exceso de aire, los procesos de gasificación operan con cantidades de oxígeno reducidas y controladas (generalmente el 50% del oxígeno teórico

requerido para la combustión completa o menos) de manera que se produce calor y nuevos combustibles gaseosos. Cuando un material carbonoso es calentado, de manera directa o indirecta, bajo condiciones de gasificación, primero se piroliza. Durante la pirolisis, los hidrocarburos ligeros volátiles, ricos en hidrógeno, se extraen y el alquitrán, fenoles y gases de hidrocarburos se liberan. Durante la pirolisis, el combustible de alimentación es descompuesto térmicamente para obtener una corriente de gas que tiene una concentración mayor de hidrógeno que la del combustible original.

1.2 Gasificación VS Combustión

La gasificación no es un proceso de incineración ó de combustión. Es en realidad un proceso de conversión que produce elementos más útiles y valiosos a partir de materiales carbonosos.

Tanto los procesos de gasificación como los de combustión convierten el material carbonoso en gases. Sin embargo, los procesos de gasificación operan con ausencia de oxígeno ó con una limitada cantidad de éste, mientras que en la combustión se opera con exceso de oxígeno.

	Gasificación	Combustión
Propósito	Obtención de un producto valioso a partir de material de desecho o de poco valor	Generación de calor o destrucción de desechos
Tipo de proceso	Conversión térmica y química utilizando oxígeno limitado	Combustión completa utilizando exceso de oxígeno (aire)
Gas obtenido	H ₂ , CO, H ₂ S, NH ₃ y partículas	CO ₂ , H ₂ O, SO ₂ , NO _x y partículas
Sistema de limpieza	Limpieza de gas desde presión atmosférica hasta altas presiones. El gas tratado se usa en la ind. Química, como combustible o para generación eléctrica	Limpieza a presión atmosférica. El gas tratado se descarga a la atmósfera
Productos sólidos	Escoria	Ceniza
Manejo de residuos	Procesos a bajas temperaturas producen un material que puede ser utilizado como combustible. A altas temperaturas se produce escoria inerte apta para la construcción.	La ceniza se recolecta, se trata y se desecha como material peligroso en la mayoría de los casos

Tabla 1.1 Comparación de las Tecnologías de Gasificación y Combustión.

El objetivo de la combustión es el destruir térmicamente el material de alimentación para generar calor. En contraste, el objetivo de la gasificación es convertir el material de alimentación en productos intermedios más valiosos y amigables con el medio ambiente que pueden ser utilizados para una gran cantidad de procesos, como por ejemplo la producción de energía, combustibles o productos químicos.

1.3 Ciclos combinados

La constante búsqueda por mejorar las eficiencias de los sistemas de generación ha llevado a realizar modificaciones innovadoras en los diseños. Esto ha logrado crear los ciclos binarios y los ciclos combinados.

Los ciclos combinados son ciclos en donde se une un ciclo superior (ciclo Brayton) con un ciclo inferior (ciclo Rankine). Un ciclo superior es aquel cuyo calor residual tiene una temperatura que está por encima de la temperatura máxima del segundo ciclo. Los ciclos Brayton manejan temperaturas más altas que los ciclos Rankine. La temperatura que alcanzan los gases antes de entrar en la turbina de gas oscila entre los 1400-1450 °C, estas altas temperaturas son posibles debido al desarrollo del sistema de enfriamiento de los álabes de la turbina de gas así como el uso de materiales resistentes a las altas temperaturas, como el caso de los cerámicos. Gracias a estas altas temperaturas, la temperatura promedio en el sistema es más alta que en el ciclo de vapor, por lo que el sistema tiene un mayor potencial de obtener eficiencias más altas, sin embargo, el ciclo Brayton presenta la desventaja de que los gases de escape de la turbina de gas salen muy calientes (por lo general arriba de 500 °C) por lo que se pierde energía en el sistema.

Desde el punto de vista de la ingeniería, es conveniente aprovechar las altas temperaturas del gas y utilizarlo como una fuente de energía en el ciclo inferior, como un ciclo de potencia de vapor. El resultado que se obtiene es un ciclo combinado de gas y vapor, como se muestra en la figura 1.

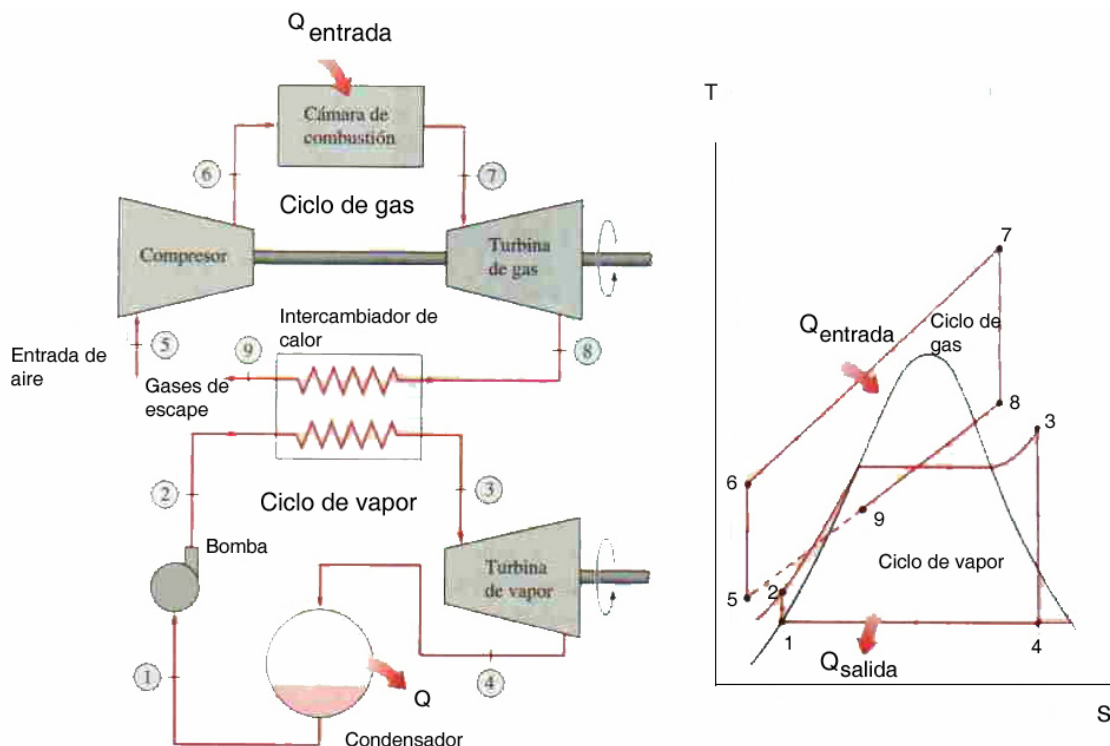


Fig. 1.1 Ciclo combinado de gas y vapor.
(Fuente: "Termodinámica" Yunus A. Cengel)

1.4 Centrales de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI)

En una central de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada, el combustible sólido o líquido utilizado se transforma a estado gaseoso mediante una serie de reacciones químicas producidas por un agente oxidante (aire, oxígeno, vapor de agua) para obtener un gas compuesto básicamente por monóxido de carbono e hidrógeno, llamado gas de síntesis, el cual es limpiado y quemado en una turbina de gas para producir energía eléctrica. El calor del gas de síntesis y el calor residual de los gases de escape de la turbina de gas se aprovechan para proveer de vapor a una turbina de vapor que es parte del ciclo combinado para generar más energía. Típicamente, la turbina de gas produce el 65% y la turbina de vapor el 35% de la energía. Las CCGI tienen la capacidad de operar con eficiencias mayores a las obtenidas en ciclos de vapor convencionales, obteniendo eficiencias del rango de 40-45%. Las ventajas de la utilización de plantas CCGI son:

1. La capacidad de utilizar combustibles de poco valor comercial (residuos de refinación, coque de petróleo, biomasa, etc.).
2. Su alta eficiencia con muy pocas emisiones.
3. La capacidad de capturar CO_2 y la generación de subproductos para su comercialización, como H_2 , N_2 y S_2 .

El combustible se gasifica haciéndolo reaccionar a altas temperaturas y presiones en condiciones reducidas, es decir, con una deficiencia de agentes oxidantes, para producir el gas de síntesis, que es básicamente monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂).

Existen tres tipos de gasificadores denominados:

1. Gasificador de lecho fijo.
2. Gasificador de lecho fluidizado.
3. Gasificador de lecho arrastrado.

Las características de estos gasificadores se detallan en el capítulo 3 del presente trabajo. La cantidad de aire u oxígeno que se inyecta en estos gasificadores es sólo la suficiente para mantener el balance de calor en el gasificador y producir el gas de síntesis. La inyección de vapor acelera la generación del gas de síntesis. Los gasificadores que utilizan aire en lugar de oxígeno, tienen la desventaja de que el nitrógeno diluye al gas de síntesis, lo que provoca una disminución del poder calorífico del gas producido. Un bajo poder calorífico en el gas incrementa el tamaño de la planta debido a que se requieren mayores volúmenes de gas. Si el gas de síntesis se produce con oxígeno, se obtiene un poder calorífico mayor y por lo tanto el tamaño de la planta se reduce. Sin embargo, para producir oxígeno puro es necesario utilizar una Unidad Separadora de Aire (ASU)¹ que llega a consumir del 10 al 15% de la energía generada. El nitrógeno que se genera en la ASU se puede utilizar para incrementar el flujo másico en la turbina de gas o se puede vender para otras aplicaciones en la industria.

El gas de síntesis producido necesita primero enfriarse para poder limpiarse. El calor sensible extraído del gas se utiliza para generar vapor para la turbina de vapor. Se extraen las impurezas como H₂S, COS, NH₃ junto con las cenizas para evitar la erosión de los alabes de la turbina de gas. El ácido sulfhídrico (H₂S) que se ha separado se puede procesar para obtener azufre elemental (S₂).

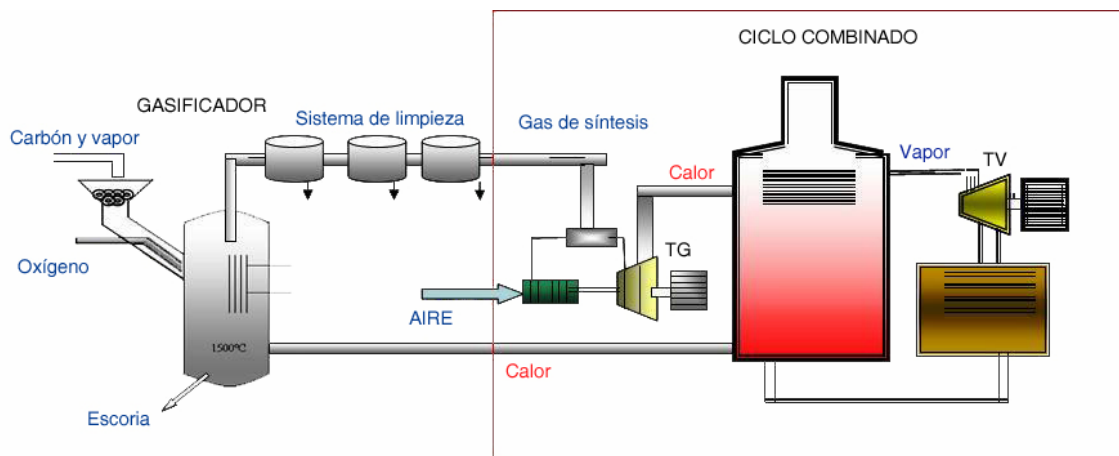


Figura 1.2 Esquema simplificado de una central CCGI

(Fuente: “Costo nivelado de la generación de una central CCGI” Hiriart, Gerardo y Beltrán Héctor.).

¹ por sus siglas en ingles.

Una vez que el gas se ha limpiado, el gas se recalienta y se puede saturar con agua para reducir la formación de NOx y utilizarse en la cámara de combustión de la turbina de gas. Además de suministrar aire a la cámara de combustión, el compresor puede proveer de aire a la unidad separadora de aire (ASU). El calor de los gases calientes que salen de la turbina de gas, generan vapor en un recuperador de vapor antes de ser liberados a la atmósfera por medio de una chimenea. Como se mencionó anteriormente, la turbina de vapor se alimenta con el vapor producido por el calor extraído del gas de síntesis y por el calor aprovechado de los gases de escape de la turbina de gas. La figura 1.2 muestra el esquema simplificado de una central CCGI.

	Wabash	Tampa	Buggenum	ELCOGAS
Turbina de gas MWe	192 (192)	192 (192)	155 (155)	182.3 (185)
Turbina de vapor MWe	105 (98)	121 (125)	128 (128)	135.4 (135)
Equipo Auxiliar MWe	35.4 (36)	63 (66)	31 (31)	35
Potencia neta MWe	261.6 (252)	250 (250)	252 (252)	300
Eficiencia de la planta, LHV %	39.2 (41.2)	41.2 (38.9)	43 (43)	42.2
Eficiencia de la planta, HHV%	37.8 (39.7)	39.7 (37.5)	41.1 (41.4)	41.5

La tabla presenta el valor actual entre paréntesis; el otro valor es el valor de diseño

Tabla 1.2 Primeros proyectos de CCGI que operan actualmente con sus valores reportados.²

La tabla 1.2 muestra el desempeño de las primeras 4 plantas de gasificación que fueron puestas en operación en el mundo. A manera de ejemplo, la CCGI de Wabash, fig. 1.3, fue un proyecto de repotenciación de una central eléctrica en los Estados Unidos en Noviembre de 1995. Los resultados que se obtuvieron superaron todas las expectativas. En diciembre de 1999 terminó su periodo de demostración dentro del programa de Tecnología Limpia del Carbón (CCT por sus siglas en inglés) creado por el gobierno de los Estados Unidos. Los resultados fueron muy alentadores, se gasificaron 1.5 Mt de carbón produciendo 4 millones MWh con un tiempo de operación mayor a 15,000 horas y una disponibilidad de planta del 70%. Los combustibles probados fueron diferentes tipos de carbón y coque de petróleo. Además, las emisiones que se generaron estuvieron muy por debajo de las permitidas por la EPA, por ejemplo, el bióxido de azufre registrado fue de 0.1 lb/millón de BTU, en comparación con el límite permitido de 1.2 lb/millón de BTU.³

Con los resultados que se han obtenido a nivel mundial en las diferentes plantas experimentales de gasificación, las centrales de ciclo combinado con gasificación integrada se perfilan como una nueva forma de generar energía eléctrica a partir de combustibles de baja calidad y que cumplen con las más altas exigencias ambientales.

² *Current design and construction of coal-fired power plant*, IEA Clean Coal Centre.

³ *The Wabash River Coal Gasification Repowering Project*.



Fig. 1.3 Central CCGI de Wabash River, Indiana, EU.
(Fuente: “*The Wabash River Coal Gasification Repowering Project*”)

1. 5 Costos de centrales de CCGI

Para poder estimar el precio final real de la electricidad se deben de contemplar los diferentes componentes que lo integran, éstos son: los costos fijos, los costos variables y los costos/beneficios sociales y ambientales.

Actualmente para determinar la rentabilidad económica de una instalación se consideran únicamente los dos primeros componentes, ya que son los que afectan la contabilidad interna de la empresa generadora. Además, es un tanto complicado y subjetivo cuantificar la componente social y ambiental, por lo que hoy en día se favorecen las instalaciones que tienen un bajo costo de inversión y que permiten mayor rentabilidad, a pesar de que exista una gran incertidumbre en cuanto al precio final real de la electricidad generada.

1.5.1 Costos de inversión en centrales CCGI

Como se mencionó anteriormente, es difícil precisar un costo de inversión promedio para nuevos proyectos de generación eléctrica con gasificación. La versatilidad que ofrece la tecnología permite diversas opciones de diseño que dificultan la consideración de una planta estándar de referencia. Sin embargo, para una central CCGI actual que utiliza carbón como combustible, se puede estimar un precio de 1500-1800 \$/kW instalado. Sin embargo se debe de tener en cuenta que conforme se adquiere mayor experiencia con esta

tecnología, se espera que los costos se reduzcan hasta menos de 1500 \$/kW para el 2015⁴. Además, las plantas de carbón pulverizado y los ciclos combinados con gas natural son tecnologías maduras, lo que significa que el potencial para reducir el nivel de inversión en el futuro es muy limitado. Si a esto se le une el hecho de que para las centrales de carbón existe una tendencia en el incremento del costo de inversión por la incorporación de sistemas adicionales de control de emisiones y que en las centrales de CCGN el costo del combustible puede hacer que no se pueda operar la planta en forma rentable, la generación con centrales de CCGI se vuelve aún más atractiva.

1.5.2 Costo de combustible

Los costos del combustible en centrales CCGI es más bajo que en el resto de las tecnologías de generación eléctrica. Gracias al mejor comportamiento ambiental de las centrales de CCGN, se puede utilizar un combustible de menor calidad y por lo tanto de menor costo.

Además, se debe de tener en cuenta que existe la posibilidad de utilizar diferentes combustibles, en lugar de utilizar el carbón se pueden utilizar residuos de petróleo o biomasa, lo que ofrece oportunidades adicionales de reducción en los costos.

1.5.3 Costos de operación y mantenimiento

Los costos en estos rubros son similares a los que se presentan en las plantas convencionales de carbón, aunque son superiores a los costos de los ciclos combinados con gas natural. Actualmente para centrales grandes de 400-500 MW se estima un costo de 9.5 \$/MWh y se espera que se puedan reducir en forma progresiva conforme se adquiere un mayor dominio de la tecnología.

1.5.4 Beneficios sociales y medioambientales

Algunos de los beneficios de la tecnología de CCGI son la menor emisión de CO₂ y gases ácidos, la utilización de energías renovables mediante la gasificación de biomasa o la producción de subproductos útiles (N₂, H₂) en lugar de residuos. Todos estos beneficios deben de tener un impacto económico en el precio final de la energía eléctrica para poder tener una comparación más justa con respecto a las otras tecnologías de generación. Se han cuantificado económicamente algunos de los beneficios de las centrales CCGI frente a centrales clásicas de combustión de carbón pulverizado (PC), como por ejemplo:

- Menores emisiones de CO₂. El CO₂ no emitido representa: 125 g CO₂/kWh. Precio del CO₂: 75 \$/t.
- Beneficios por subproductos 1.5 \$/MWh.

⁴ Treviño Coca, *Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: CCGI, Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano.*

1.5.5 Comparación del costo entre centrales CCGI, PC y CCGN

La tabla 1.3 compara las diferentes tecnologías de generación eléctrica. En esta comparación no se incluyen los beneficios ambientales descritos anteriormente, debido a que aún no se consideran en las selecciones económicas de los procesos.

	Carboeléctrica Subcrítica (PCC)	Carboeléctrica Supercrítica (PCC)	Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (IGCC)	Ciclo Combinado con Gas Natural (NGCC)
Escala de generación	100-1000MW	100-1000MW	100-300 MW	Cualquier capacidad con equipos modulares
Vida útil del ciclo (años)	35	35	35	35
Costo de inversión Proceso principal (\$/kW)	1025-1280	1090-1340	1500-1700	850
Costo de inversión Equipos auxiliares (\$/kW)				
Sistema de desulfurización	90-153.8	90-153.8	N/R	N/R
Quemadores de bajo NOx	6.4-12.8	6.4-12.8	Std.	Std.
Costos de operación (\$/MWh)				
Mano de obra	1.77	1.77	2.35-2.65	1.77
Costo de combustible (\$/MWh)	17.42	17.42	14.93	33.66
Costo nivelado de la electricidad (\$/MWh)	37	36.7	39.3-43.2	41.5

N/R: no requerido

Tabla 1.3 Comparación de costos de plantas de IGCC, PC y NGCC⁵

Los datos mostrados en tabla 1.3 corresponden a los precios estimados por el Instituto Pembina en Ontario, Canadá en el año 2001.

Sin embargo, la CFE en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2005-2014 reporta que el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) estima que actualmente el costo de las centrales CCGI se encuentra en el orden de 1200\$/kW y se espera una reducción a 1000\$/kW.

1.5.6 Sensibilidad

En los casos de generación eléctrica con esquemas de CCGI la inversión inicial para la construcción de la planta es elevada, como se puede apreciar en la tabla 1.3, sin embargo, el costo del combustible es reducido. Por otro lado, para las centrales de CCGN la inversión inicial es baja, pero son muy sensibles al precio del gas natural, además, el precio del combustible puede representar el 70% del costo por KWh producido.

⁵ A comparison of combustion Technologies for electricity generation, Pembina Institute Release, 2001.

1.6 Futuro de la tecnología de CCGI

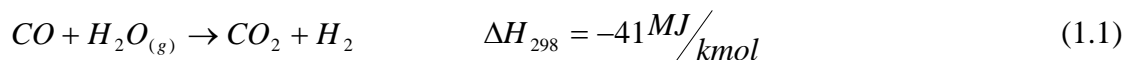
La experiencia que se ha obtenido con la operación de centrales de CCGI, ha permitido incorporar una serie de mejoras en el diseño de estas centrales, entre las que destaca la utilización de turbinas de gas de mayor eficiencia. Si se aplicara este nuevo conocimiento para la construcción de una nueva CCGI, se espera un ahorro en el costo de inversión inicial de entre 20-25% respecto al costo actual⁶.

También se ha demostrado la seguridad en el abastecimiento de energía en los sistemas CCGI debido a que es posible utilizar diferentes tipos de combustibles, carbón, biomasa y residuos de refinería entre otros, para realizar la gasificación. Además, este último tipo de combustible mejoraría el factor económico de la central, al tratarse de un combustible más barato que el carbón. También se debe tener en cuenta que en el caso de que se presenten escenarios económicos en los que es más barato generar con gas natural, es decir, que el precio del gas natural es bajo y estable, las centrales CCGI pueden convertirse en centrales CCGN dejando de operar los sistemas auxiliares de gasificación.

En cuestiones ambientales las centrales de CCGI presentan grandes ventajas, entre las que destacan: menores emisiones de CO₂ que las centrales tradicionales de PCC (Pulverized Coal Combustión), mayor eficiencia en el proceso de limpieza del gas de síntesis por tratarse de un gas reducido, recuperación hasta del 99% del azufre presente en el gas de síntesis, pocas emisiones de metales pesados a la atmósfera puesto que se capturan casi en su totalidad en forma de escoria, que es un sólido inerte vitrificado no lixiviable que puede tener múltiples usos, desde fabricación de materiales cerámicos, fibra de vidrio, relleno para carreteras hasta materiales de construcción como cementos, tejas o ladrillos y la posibilidad de realizar el secuestro de CO₂.

1.7 Utilización de la reacción shift en el gas de síntesis para generar H₂

Esta reacción se utiliza para aumentar la producción de H₂ a partir del gas de síntesis producido en la gasificación. Se espera que esta reacción juegue un papel muy importante en la tecnología de gasificación con producción de H₂. El funcionamiento del reactor shift es el siguiente: cuando se obtiene el gas de síntesis de la gasificación, éste está compuesto básicamente por CO e H₂ a altas presiones (0.3 MPa) y altas temperaturas (1000 °C)⁷, al agregarle a esta corriente de gases vapor de agua, se produce una corriente concentrada de gases de H₂ y CO₂. Como se puede apreciar en la ecuación (1.1) esta reacción es exotérmica por lo que libera una mayor cantidad de calor. Sin embargo, al aumentar la temperatura se disminuye la conversión de la reacción, por lo que es necesario llevar a cabo el proceso shift en dos fases y con un enfriador entre cada fase.



⁶ Ibid. p. 82

⁷ *Prospects for hydrogen from coal*, IEA Clean Coal Centre.

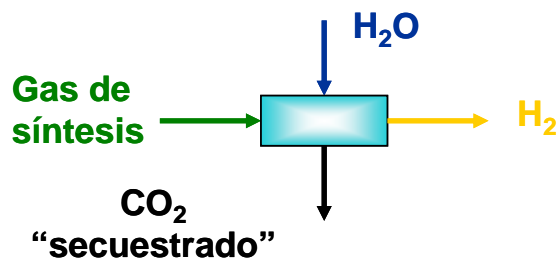


Fig. 1.4 Aplicación de la reacción shift al gas de síntesis.
(Fuente: El autor)

Uno de los avances que se han desarrollado para simplificar la operación de la reacción shift y generarla en una sola fase es utilizar paredes o membranas que sean permeables a uno de los productos de la reacción, ya sea CO_2 o H_2 . Al remover continuamente uno de estos productos, las limitaciones termodinámicas y cinéticas de la reacción shift desaparecen, lo que permite la conversión de CO a H_2 sin necesidad de disminuir la temperatura del gas.

Por medio de esta reacción, el nuevo gas hidrógeno producido a partir del CO de la corriente del gas de síntesis se sumará al hidrógeno que ya se había producido anteriormente por el proceso de gasificación, por lo que la corriente de los gases, después del proceso de la reacción shift, estará formada principalmente por gases de CO_2 e H_2 .

1.8 Secuestro y confinamiento de CO_2

Una de las ventajas de la utilización de centrales de CCGI es la capacidad de generar energía eléctrica con muy pocas emisiones contaminantes. El bióxido de carbono es uno de los principales agentes contaminantes presentes en el proceso de combustión de cualquier combustible, este gas es uno de los gases de efecto invernadero que reduce la emisión de calor al espacio provocando un mayor calentamiento del planeta.

Cuando se utiliza el proceso de gasificación, es posible hacer el “secuestro” de este gas por medio de diferentes técnicas y almacenarlo en diferentes reservorios. A diferencia de los gases de combustión de una turbina de gas, la separación del CO_2 del gas de síntesis quemado es más sencilla, además la cantidad de aire necesario para la combustión del gas de síntesis es menor que el necesario para quemar gas natural, con lo que se tiene una menor cantidad de nitrógeno presente en los gases de escape. A continuación se presenta en forma breve algunas de las técnicas utilizadas para lograr el secuestro de CO_2 .

1.8.1 Secuetro de CO₂ por procesos de absorción

Los procesos de absorción químicos, físicos ó híbridos son sistemas utilizados en la industria para capturar CO₂ y otros gases como H₂S y COS de una mezcla de gases. Estos sistemas se basan en la absorción/expulsión de los gases seleccionados por medio de los solventes. La mezcla de gases se pone a contracorriente del solvente en una columna. El absorbente con CO₂ se manda a un separador donde la presión se disminuye ó se incrementa la temperatura para liberar al CO₂ y regenerar al absorbente.

1.8.1.1 Procesos de absorción químicos

Estos procesos consisten en utilizar solventes que reaccionan con el CO₂ para formar moléculas con enlaces débiles. La sustancia rica en CO₂ se bombea del fondo del absorbedor y se manda a la torre de separación donde la presión se disminuye ó la temperatura se incrementa hasta 120°C para liberar al CO₂. Los solventes típicos utilizados en la absorción química se muestran en la tabla 1.4.

Solvente	Propiedades
Monoetanolamina (MEA)	Amina primaria
Diglicolamina (DGA)	Amina primaria
Dietanolamina (DEA)	Amina secundaria
Diisopropanolamina (DIPA)	Amina secundaria
Trietanolamina (TEA)	Amina terciaria
Metildietanolamina	Amina terciaria

Tabla 1.4 Solventes utilizados en los procesos de absorción de CO₂

La tecnología de utilización de aminas es la técnica más conocida para remover CO₂ y compuestos de azufre (H₂S) de mezclas de gases reducidos (deficientes en O₂) como el gas de síntesis. La amina y el CO₂ experimentan una reacción química que forma una solución acuosa rica en amina. Esta solución se bombea a un secador en donde se calienta, se provoca la reacción inversa y se libera CO₂ puro. La amina libre de CO₂ puede ser reciclada.

Todas las aminas son bases relativamente débiles que reaccionan con CO₂, H₂S y COS para formar enlaces que pueden ser rotos a elevadas temperaturas. Las aminas primarias son químicamente más fuertes que las secundarias, y éstas últimas son más fuertes que las terciarias. A medida que se disminuye la fortaleza química, las aminas ganan selectividad por los compuestos de azufre (H₂S) sobre los de carbono (CO₂).

Las reacciones con ácidos fuertes como tiosulfato (S₂O₃²⁻) y tiocianatos (SCN) que se pueden presentar en la mezcla de gases, producen productos irreversibles degradados

llamados sales estables calientes, que se necesitan remover de la solución para mantener la eficiencia del solvente y prevenir la corrosión. Los productos degradados también se pueden producir por la reacción entre las propias aminas ó por la reacción entre los COS y el CO₂.

La Monoetanolamina (MEA) es actualmente la amina más utilizada para la captura de CO₂ y puede alcanzar tasas de captura del 98% con una pureza del CO₂ capturado de más del 99%. Por ejemplo, existe una planta demostrativa de 180 MWe en Maryland, Estados Unidos, que es una unidad incineradora de combustión de lecho fluidizado circulatorio (CFBC)⁸ y que utiliza monoetanolamina para el secuestro de CO₂, alrededor de 150 t/d de CO₂ se han capturado hasta el momento.

La principal desventaja de los procesos de absorción química comparados con otras tecnologías de captura de CO₂ es la etapa de regeneración debido a que consume grandes cantidades de energía.

1.8.1.2 Procesos de absorción físicos

El CO₂ puede ser absorbido físicamente en un solvente por medio de una atracción molecular, sin tener una reacción química. Las uniones entre las moléculas del solvente y el CO₂ (Van der Waals ó electrostáticas) son más débiles que los enlaces químicos formados por la absorción química. El CO₂ se libera utilizando calor y/o con una disminución de la presión. La cantidad de gas absorbido es linealmente proporcional a su presión parcial. Por lo tanto, la absorción física es más efectiva cuando la presión parcial del gas que se absorbe es alta. Sin embargo la absorción del CO₂ disminuye con el incremento de la temperatura, lo que hace al proceso más eficiente a bajas temperaturas.

Los procesos típicos utilizados para la absorción física del CO₂ son el Rectisol® (metanol frío), Selexol™ (dimetiléter polietilenglicol) y Purisol® (N-metil-2-pirolidona). Generalmente se utiliza la absorción física cuando la presión parcial del CO₂ es alta (>0.5 MPa) y por lo tanto es muy utilizada en gas de síntesis con reacción shift. La regeneración del solvente (o recuperación de CO₂) es relativamente sencilla y se lleva a cabo reduciendo la presión.

1.8.1.3 Procesos de absorción híbridos

Los procesos de absorción híbridos utilizan solventes que ofrecen una combinación de absorción química y física. La gran ventaja de la mezcla de solventes recae en el hecho de que se pueden alcanzar muy altas eficiencias de recuperación de azufre. Los procesos que actualmente se utilizan con el gas de síntesis para remover el CO₂ y los compuestos de azufre son: el proceso Shell Sulfinol y el proceso Amisol desarrollado por Lurgi.

⁸ por sus siglas en inglés.

Actualmente es necesario que se desarrollen mejores solventes con mayores capacidades y tasas más rápidas de absorción de CO₂ para reducir el tamaño de las torres de absorción así como los costos de instalación, operación y mantenimiento. Los solventes desarrollados deben de poseer ciertas características básicas: una alta resistencia a la degradación y baja corrosividad en la presencia de O₂.

1.8.2 Métodos criogénicos

El CO₂ puede separarse de otros gases al enfriarse y condensarse. La separación criogénica es ampliamente utilizada para separar el gas de síntesis en dos corrientes, una de CO y otra de H₂. La gran desventaja de utilizar esta tecnología para la captura de CO₂ es la cantidad de energía que se requiere para proveer la refrigeración necesaria para el proceso. Otra desventaja es que algunos componentes como el agua pueden crear hidratos de CO₂ y hielo que pueden ocasionar serios bloqueos en el sistema. Sin embargo la separación criogénica tiene la ventaja que permite la producción directa de CO₂ líquido, lo que facilita su transportación.

Se utiliza ampliamente cuando se tienen corrientes de gases con una alta concentración de CO₂ (más del 90%) porque la energía que se necesita para enfriar corrientes con menores concentraciones es mucho mayor. Este método se aplica antes de la combustión de los gases o en proceso de combustión con oxígeno, en donde se tienen altas concentraciones de CO₂ y el gas está a presión.

1.8.3 Membranas de separación de gases

Existen dos categorías principales de los sistemas de membranas:

- Las membranas de separación de gases incluyen orgánicas (polímero), inorgánicas (cerámicas, metálicas) e híbridas. A pesar de que la eficacia de muy pocas se ha demostrado, el potencial de utilización se ha visto como algo muy promisorio.
- Las membranas de absorción de gases consisten en membranas sólidas con microporos en contacto con un líquido absorbente. El CO₂ se disemina a través de la membrana sólida y se remueve con el absorbente. En esta tecnología, la membrana sirve como una barrera entre el gas que se quiere limpiar y el líquido absorbente. Este método permite que uno de los componentes de la corriente de gases atraviese la membrana más rápido que los otros. Es difícil que las membranas separen por completo un componente de la corriente, por lo que el sistema es muy complejo, con un alto consumo de energía y costoso.

Las membranas de polímero son las únicas membranas comerciales actualmente utilizadas para separación de H₂ y CO₂. Se utilizan exitosamente en otras aplicaciones industriales entre las que destacan la obtención de nitrógeno con un alto grado de pureza, deshidratación de gases y remoción de gases ácidos. La ventaja principal de las membranas

de polímero sobre las técnicas de separación con aminas es que pueden operar a altas presiones. Además, son más compactas y sencillas de operar y de dar mantenimiento. Sin embargo los materiales para fabricar las membranas orgánicas sufren de limitaciones, lo que las excluye de ser utilizadas en condiciones extremas como elevadas temperaturas y ambientes químicos agresivos.

Actualmente se necesita desarrollar más la tecnología antes de que las membranas puedan ser utilizadas para capturar las grandes cantidades de CO₂ que se producen en las plantas eléctricas.

1.8.4 Procesos de adsorción

La separación de CO₂ se puede lograr por medio de adsorción física en sólidos con una gran superficie. La separación de gases por medio de adsorción física ocurre cuando algún componente del gas se acumula selectivamente (Van der Waals) en la superficie de un sólido microporoso. La principal diferencia entre la absorción física y la adsorción de un gas en un sólido es que en el último caso las moléculas de gas se incorporan en la estructura del sólido, mientras que en la absorción física las moléculas se acumulan en la superficie del sólido como en un filtro.

Para el gas de síntesis, la mezcla de gases se hace pasar a alta presión a través de una cama de carbón activado o zeolitas y los gases se van adsorbiendo. Actualmente, la capacidad de seleccionar y adsorber los gases aún no hacen atractiva este tipo de tecnología.

1.8.5 Reformación con óxido de calcio (CaO)

El metano del carbón reacciona con vapor de una celda de combustible para formar H₂ y carbonato de calcio (CaCO₃). El carbonato de calcio se calcina utilizando el calor de la celda para obtener óxido de calcio y producir una corriente presurizada de CO₂.

En una central de ciclo combinado (CCC) las concentraciones de CO₂ en la corriente de gases sólo alcanza el 4% (base molar). En una central carboeléctrica (PCC por sus siglas en inglés), la concentración del CO₂ aumenta hasta el 14%.⁹ Para las centrales de CCGI, la remoción del CO₂ se debe de realizar antes de la combustión del gas en la turbina de gas utilizando un solvente como se describió anteriormente. En una CCGI es más fácil capturar el CO₂ que en una PCC por lo que se tiene una ventaja con respecto a las centrales carboeléctricas tradicionales.

⁹ *Competitive situation of coal for power generation*, IEA Clean Coal Centre.

Pero el problema ambiental que representa el CO₂ no se resuelve únicamente evitando que se escape a la atmósfera. También es necesario determinar el lugar de confinamiento final del CO₂ secuestrado.

Existen grandes acumulaciones de CO₂ que se encuentran atrapadas en estructuras geológicas y que han permanecido ahí desde hace miles de años. Las estrategias de almacenamiento actuales intentan copiar a la naturaleza, almacenando el CO₂ en estructuras geológicas estables o haciendo reaccionar/absorber el CO₂ con minerales enterrados.

El mayor potencial de almacenamiento geológico se encuentra en los acuíferos salinos, a poco más de 700 m de profundidad, pero antes de que esto se vuelva una propuesta práctica, se necesita un considerable avance en el desarrollo tecnológico. Otra posibilidad es inyectar el CO₂ en los pozos petroleros que se están agotando para aumentar la producción de los mismos.

Es necesario realizar más investigaciones para poder determinar el costo real y el sentido práctico de estas opciones. Sin embargo, es seguro que tanto la captura de CO₂, su transportación y su confinamiento (almacenamiento a largo plazo) serán en un principio muy costosos, pero al establecerse restricciones ambientales más severas, los procesos de generación eléctrica en donde se capturen los contaminantes serán competitivos con respecto a los métodos tradicionales de generación de energía.

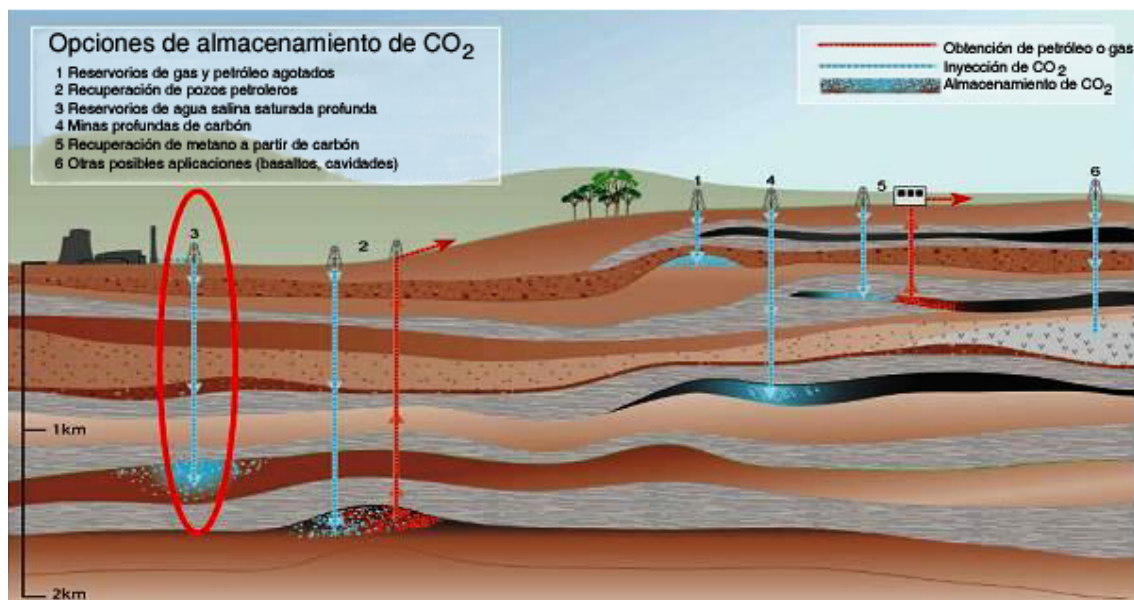


Fig 1.5 Opciones de almacenamiento de CO₂.
(Fuente: Modificado de www.co2crc.com.au)

Capítulo II. Características de los combustibles para gasificar

La tecnología de gasificación surgió en un principio para aplicarse al carbón. Sin embargo, gracias al avance tecnológico, esta utilización no se ha limitado a este elemento sino que se ha extendido para utilizarse en una gran variedad de combustibles. Entre estos combustibles se encuentran el combustóleo, el coque de petróleo, los residuos de vacío y la biomasa.

En el mercado mundial existe una sobreoferta de los residuos con alto contenido de azufre que se obtiene de los procesos de refinación. A pesar de que se han desarrollado nuevos procedimientos en la refinación, como la coquización (proceso de destilación destructiva de sustancias orgánicas en ausencia de aire, para dar un producto sólido rico en carbono, además de productos líquidos y gaseosos) para maximizar la producción de compuestos con alto valor agregado como la gasolina y la turbosina, el coque que se obtiene al final es difícil de quemar, por lo que existe poca demanda para su uso. Esta sobreoferta se puede resolver favorablemente utilizando el coque producido como combustible de alimentación en los procesos de gasificación. El panorama actual de los residuos de vacío o fondos de barril, que son un producto de los residuales de la destilación de petróleos pesados, es similar al del coque.

Por otro lado, en muchos países desarrollados se ha trabajado en el aprovechamiento térmico de los residuos agrícolas y forestales (biomasa), así como de los desechos municipales e industriales (residuos de maíz, cáscaras de almendras, nueces, arroz, astillas, aserrín, neumáticos usados, etc.). Aunque la biomasa no es un combustible primario en la industria, provee del 15 al 20% del combustible utilizado en todo el mundo. Se utiliza, en el caso de países no industrializados, para calentamiento doméstico y para cocinar, mientras que en países industrializados su uso como combustible está restringido a su utilización como subproducto de la industria del papel y la industria azucarera. Sin embargo, actualmente su utilización se ha incrementado como parte de la estrategia de reducción de emisiones de CO₂.

La gasificación también se vislumbra como una solución para deshacerse de los desechos municipales e industriales que se generan, ya que además de destruir los compuestos orgánicos e inorgánicos, se obtiene un producto valioso (gas de síntesis) que puede tener numerosas aplicaciones. Dependiendo de las características de los desechos, éstos pueden ser utilizados como combustibles primarios en la gasificación o gasificados junto con algún combustible de alto poder calorífico, como el carbón, en el caso de que los desechos presenten altos contenidos de azufre, metales y cloruros.

2.1 Carbón

Aproximadamente 2250 MMtoe¹ se consumen en el mundo cada año. De esta cantidad, 35 millones de toneladas se gasifican para producir 150 millones de metros cúbicos normales (Nm³) al día de gas de síntesis.

Las reservas probadas a nivel mundial de carbón son de 984x10⁹ toneladas. El consumo de carbón se ha mantenido estable a lo largo de los últimos 10 años y se piensa que jugará un papel importante en las estrategias de energía a largo plazo, la razón de esto se puede apreciar en la tabla 2.1. Las reservas estimadas en función del consumo actual (R/C) son de 216. En otras palabras, con las tasas de consumo actuales las reservas mundiales durarán 216 años.

Región	% de las reservas totales	R/C
Norte América	26.2%	234
Centro y sur América	2.2%	381
Europa	12.7%	167
Ex Unión Soviética	23.4%	>500
África y Medio Oriente	5.8%	246
Asia y Pacífico	29.7%	147
Mundial	100%	216

Tabla 2.1 Reservas mundiales de carbón por región

Para el proceso de gasificación, es importante determinar las propiedades aglomerantes del carbón, el contenido de humedad y las propiedades de las cenizas, ya que estos factores se deben de considerar para la selección apropiada del gasificador.

2.2 Coque de petróleo

El coque de petróleo se ha convertido en un combustible atractivo para gasificar, debido a que es difícil quemar este combustible con alto contenido de azufre como combustible secundario en una planta carboeléctrica.

2.3 Residuos de refinación

En el 2002 alrededor de 154 millones Nm³/d de gas de síntesis se obtuvieron por la oxidación parcial de combustibles líquidos o gaseosos y utilizados la mayoría para la

¹ Millones de toneladas de petróleo equivalente

obtención de amoníaco y metanol. Si este gas se hubiera utilizado en centrales CCGI, se habrían generado 11,500 MWe. La mayoría de este gas de síntesis (80%) se genera a partir de residuos de refinación: residuos de vacío o asfalto.

2.4 Biomasa

El término biomasa abarca a un amplio rango de materiales que pueden ser utilizados como combustibles o como materias primas, y que tienen la característica de provenir de organismos vivos. Con esta definición se excluye a los combustibles fósiles, ya que, aunque provienen de plantas (carbón) o animales (petróleo y gas natural) vivos, para llegar a su estado actual pasaron millones de años.

2.5 Desechos

La gasificación de desechos cubre a un amplio rango de materiales, tanto sólidos como líquidos. Uno de los aspectos más difíciles de la utilización de desechos como combustible de alimentación es su naturaleza heterogénea. En este sentido, el tipo de combustible sólido o líquido juega un papel muy importante en el poder calorífico del gas de síntesis obtenido. Para el caso de los combustibles sólidos, el tamaño de las partículas es otro de los parámetros que se tienen que considerar, debido a que los gasificadores están diseñados para utilizar combustibles con ciertas dimensiones. La variación que se puede presentar en cuanto a la composición química de los desechos (metales, cloruros, azufre) obliga a hacer diseños únicos para cada tipo de basura que se desea gasificar.

2.6 Combustibles susceptibles de gasificar en México

México es un país con grandes recursos energéticos. En el caso particular del petróleo, se producen tres tipos de crudo: el Maya (pesado), que constituye casi la mitad del total de la producción; el Istmo (ligero), bajo en azufre, que representa casi un tercio del total de la producción y el Olmeca (extra ligero), que representa aproximadamente la quinta parte de la producción.

Es conveniente mencionar que en PEMEX se tiene estipulado que el crudo pesado es aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API *, que el crudo ligero tiene una densidad mayor a 27 grados API pero menor o igual a 38 grados API y que el crudo superligero tiene una densidad mayor a 38 grados API.²

Como se mencionó anteriormente, el petróleo que se tiene en México es en un 50% crudo pesado, que da por resultado una alta producción de residuos que empobrecen la calidad y cantidad de los productos petroquímicos.

* API es una escala desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo para medir la densidad relativa de varios líquidos de petróleo.

² http://www.pemex.com/files/content/dcf_reservas_e_060316.pdf

<i>Análisis elemental (% peso)</i>	Maya pesado	Petróleo pesado estándar
Carbón	84.7	86.68
Hidrógeno	10.4	11.3
Nitrógeno	0.4	0.35
Sulfuros	3.8	1
Contenido de cenizas	0.05	0.043
Contenido de asfaltenos	15	4.69
Viscosidad (SSF 50°C)	376	112
Grado API	11.5	14.7

Tabla 2.2 Propiedades del petróleo mexicano Maya pesado en comparación con un petróleo pesado estándar.³

Por ejemplo, como se observa en la tabla 2.2, debido a las altas concentraciones de asfaltenos (hidrógeno, nitrógeno y sulfuros) que contiene el crudo Maya en comparación con un petróleo pesado estándar, además de cenizas y residuos de carbón, aproximadamente el 32% de sus residuos extraídos no son útiles para los fines de refinación. Sin embargo, como se establecerá en el capítulo III, combustibles con estas características pueden ser gasificados en gasificadores de lecho arrastrado.

Por otro lado, para el caso de México, al procesar los crudos mexicanos se espera que se produzcan 20 kg de coque por cada barril de petróleo, por lo que para una refinación de 150,000 barriles por día, la producción del residuo será de 3000 toneladas por día⁴. Todos estos residuos pueden ser aprovechados para gasificarse y generar energía al quemar el gas de síntesis producido con un esquema de generación eléctrica con Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI).

En el caso del carbón, México cuenta con minas dispersas en todo el país, sin embargo, las principales se encuentran en el estado de Coahuila. Todas las minas son en su mayoría de carbón bituminoso con alto contenido de ceniza. Las reservas probadas recuperables están estimadas en 0.9 Gt de carbón bituminoso, 0.3 de sub bituminoso y una pequeña cantidad de lignito. La producción de carbón en 1999 fue de 2.4 Mt de bituminoso y 7.7 Mt de sub bituminoso. La utilización de carbón para generación eléctrica era de 3-4 Mt/y a principios de los 90's.⁵ Por otro lado, en Sonora existen muchas minas de carbón antracítico que no se aprovechan por su alto costo de extracción y bajo precio del carbón.⁶

Esta breve muestra del panorama de los recursos energéticos en México permite sugerir que es más factible proponer esquemas de generación eléctrica de Ciclo Combinado

³ Boletín IIE, mayo-junio 1998

⁴ Fernández M. Manuel y Alcaraz Agustín, *Gasificación integrada a ciclos combinados*.

⁵ *Coal upgrading to reduce CO2 emissions*, IEA Clean Coal Centre.

⁶ Dr. Guillermo Salas, Secretario de Minas del estado de Sonora.

con Gasificación Integrada (CCGI) que utilicen un combustible pesado (crudo Maya) o residuos de vacío producto de la refinación.

Estas alternativas se ven favorecidas, por un lado, por la creciente necesidad de generar una mayor cantidad de combustibles refinados para satisfacer la demanda nacional y disminuir las importaciones de productos procesados, lo que provocaría la creación de más refinerías y por lo tanto la generación de más residuos de refinación, y por el otro lado, aprovechar el incremento en la extracción de petróleo pesado para generar energía eléctrica, como se aprecia en la tabla 2.3.

Producción	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Petróleo crudo (Mbd)	3,012	3,127	3,177	3,371	3,383	3,333
Gas Natural (MMpcd)	4,679	4,511	4,423	4,498	4,573	4,818
Productos refinados (Mbd)	1,450	1,473	1,481	1,556	1,587	1,554
Petroquímicos (Mt)	11,501	10,377	9,880	10,298	10,731	10,603
Volumen de importaciones	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Gas natural (MMpcd)	231	292	592	757	766	480
Productos refinados (Mbd)	446	382	350	287	310	392
Petroquímicos (Mt)	444	280	295	532	277	397

Mbd = Miles de barriles diarios. MMpcd = Millones de pies cúbicos diarios. Mt = Miles de toneladas

Tabla 2.3 Volumen de producción e importaciones de PEMEX del año 2000 al año 2005.⁷

⁷ Informe anual PEMEX 2005.

Capítulo III. Procesos de gasificación

En la gasificación, uno de los elementos más importantes para poder llevar a cabo este proceso es el gasificador. Dependiendo de las características del combustible que se desee gasificar será el tipo de gasificador que se puede utilizar.

A lo largo de la historia, se han utilizado una gran variedad de reactores (gasificadores), pero actualmente, éstos se han clasificado dentro de tres categorías generales: gasificadores de lecho fijo, gasificadores de lecho fluidizado y gasificadores de lecho arrastrado. Cada uno de estos tipos de gasificadores presentan características especiales tanto de operación como de funcionamiento para poder llevar a cabo la gasificación.

Los gasificadores de lecho fijo se caracterizan por contar con una cama en la que el carbón se mueve lentamente hacia abajo por efecto de la gravedad mientras se va gasificando por medio de los gases oxidantes que se mueven a contracorriente. En este tipo de arreglo, el gas de síntesis caliente obtenido en la zona de gasificación se utiliza para precalentar y pirolizar el flujo descendente de carbón. Con este proceso el consumo de oxígeno es muy bajo pero se tienen productos de la pirólisis (semicoque, alquitranes, aceites, etc.) presentes en el gas de síntesis. Por otro lado, la temperatura de salida del gas de síntesis es generalmente baja, aún cuando se alcanzan altas temperaturas en la formación de las escorias. El proceso de gasificación con gasificadores de lecho fijo se utiliza con carbón en terrones. Una excesiva cantidad de partículas finas puede bloquear el paso del gas de síntesis generado.

Los gasificadores de lecho fluidizado ofrecen una excelente mezcla del combustible y del oxidante (vapor, O_2), lo que promueve la transferencia de masa y de calor. Esto asegura una distribución uniforme del material en la cama, sin embargo una cierta cantidad de combustible parcialmente gasificado se remueve inevitablemente con las cenizas lo que genera una limitación de la conversión de carbono en los procesos con lecho fluidizado. La operación de este tipo de gasificadores se limita a trabajar con temperaturas menores al punto de fusión de la ceniza, dado que la ceniza líquida puede interferir con la fluidización del combustible. Se han realizado algunos intentos para operar en la zona del punto de fusión de las cenizas limitando y controlando la aglomeración de cenizas con el objetivo de incrementar la conversión de carbón. El tamaño de las partículas de alimentación es crítico; el material que es demasiado fino tenderá a ser arrastrado en el gas de síntesis sin lograr depositarse en la cama del sistema. Para evitar esta pérdida de material, las partículas se capturan en un ciclón y se depositan en la cama. La baja temperatura de operación de los procesos fluidizados los hacen excelentes para gasificar materiales reactivos como combustible de baja calidad y biomasa.

Los gasificadores de lecho arrastrado operan con el material de alimentación y el gas de síntesis en flujo paralelo. El tiempo que está el material dentro del gasificador es muy corto (algunos segundos). El combustible se mueve a un tamaño de $100 \mu\text{m}$ o menos

para promover la transferencia de masa y permitir el transporte con el gas. Debido al corto tiempo de residencia en el gasificador, se necesitan altas temperaturas para asegurar una buena conversión del combustible. Estas altas temperaturas provocan que la demanda de oxígeno sea alta para este tipo de procesos. Los gasificadores de lecho arrastrado no tienen limitaciones técnicas específicas en cuanto al tipo de combustible a utilizar, sin embargo combustibles con altas concentraciones de humedad o de cenizas pueden llegar a elevar el consumo de oxígeno a niveles en donde algún proceso alternativo puede tener una ventaja económica.

3.1 Gasificadores de lecho fijo

Históricamente, los procesos en los que se utilizan reactores de lecho fijo son los más antiguos, destacan particularmente dos procesos: el proceso para producir gas y el proceso para producir gas con agua. Estos dos, jugaron un papel muy importante en los inicios de la producción de gas de síntesis a partir de carbón y de coque. El combustible de alimentación preferido era generalmente el coque o la antracita, porque de otra forma, el gas generado necesitaría de extensivos procesos de limpieza y depuración para remover los alquitranes generados. Ambos procesos operan a presión atmosférica.

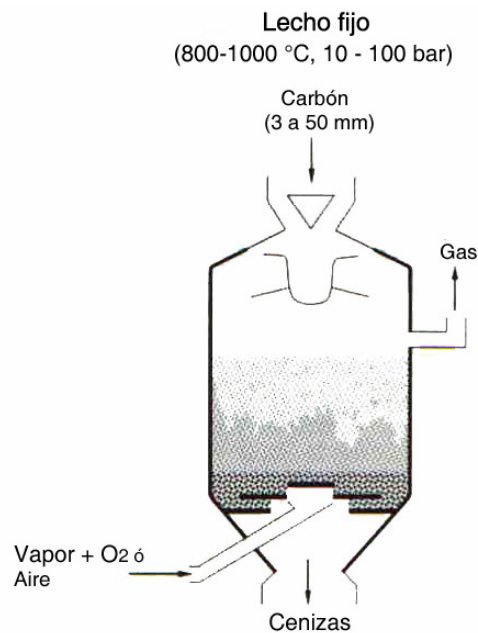


Figura 3.1 Gasificador de lecho fijo
(Fuente: “COPAR de generación, 2006”)

Este tipo de gasificadores admiten partículas de carbón de 3 a 50 mm y emplea oxígeno ó aire para la gasificación. El vapor de agua y el oxígeno (o aire) se introducen por la parte inferior y el gas producido se desaloja por un costado de la parte superior del gasificador. Debido a que el flujo de gases está a contracorriente del sentido de la

alimentación del combustible, las reacciones químicas se producen de forma escalonada. Las eficiencias térmicas de estos reactores son las más bajas, pues requieren para controlar la temperatura de la reacción, la inyección de una gran cantidad de vapor de agua. Cabe mencionar que existen pérdidas de calor importantes por su transferencia de éste a las cenizas.

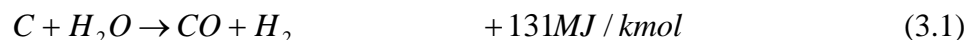
Entre las ventajas que ofrecen estos gasificadores es que pueden gasificar el carbón prácticamente sacado de la mina (carbón triturado). Además funcionan a presiones elevadas que van de 10 a 100 bars.

3.1.1 Producción de gas de síntesis

En los procesos de generación de gas de síntesis, se introduce aire humidificado a través de la cama de carbón o coque. El carbón es alimentado desde la parte superior del reactor y se mueve lentamente hacia abajo mientras se va consumiendo. Las cenizas que se generan se remueven del fondo del reactor por medio de una rejilla que rota. El aire humidificado reacciona con el carbón, produciendo un gas de bajo poder calorífico (alrededor de 6500 kJ/m^3 , el gas natural tiene un poder calorífico de $39,000 \text{ kJ/m}^3$). La presencia de alrededor de 50% de nitrógeno en el gas generado es la causa principal de este bajo valor energético. Cuando se utilizan combustibles de bajo valor energético como madera, el poder calorífico del gas puede llegar a ser tan bajo como 3500 kJ/m^3 . Existen productores de gas que utilizan este proceso, especialmente en lugares donde se requiere de gas para quemarse en hornos industriales y donde el carbón es el único recurso disponible para obtener energía, como por ejemplo en ciertas partes de China.

3.1.2 Producción de gas con agua

El proceso de gasificación con agua consiste en hacer reaccionar el vapor de agua con coque calentado al rojo vivo para formar hidrógeno y monóxido de carbono. En primer lugar, la cama de carbón o de coque se calienta introduciéndole aire caliente, hasta llegar a unos 1300°C . Después se interrumpe el flujo de aire y se hace pasar vapor por la cama de carbón o de coque, primero de abajo hacia arriba y luego de arriba hacia abajo, produciendo gas de síntesis. La razón por la cual se hace pasar el flujo de vapor en dos sentidos es para optimizar la utilización del calor en la cama, el cual es requerido para que se lleve a cabo la reacción endotérmica del agua con el carbón.



Cuando la temperatura disminuye a aproximadamente 900°C , el flujo de vapor se detiene y el ciclo se repite. Después de purificar el gas de síntesis, puede ser utilizado para la obtención de amoníaco o metanol.

Antes de la aparición de las unidades separadoras de aire, los procesos de gasificación con agua eran el único método para obtener un gas de síntesis de alto valor energético para ser utilizado en la industria química.

3.2 Gasificadores de lecho fluidizado

El desarrollo de la gasificación de carbón y de los gasificadores de lecho fluidizado han estado íntimamente relacionados desde la aparición del proceso Winkler en los 20's. El proceso Winkler consistía básicamente en incrementar la velocidad de entrada del gas oxidante (O_2 o aire) hasta llegar a un punto en el que todas las partículas sólidas del combustible de alimentación son transportadas por el gas y se alcanza un transporte neumático completo.

En el proceso de gasificación con lecho fluidizado el gas oxidante tiene dos funciones: como reactivo en la gasificación y como medio fluidizante del combustible.

Este tipo de gasificadores procesan carbón granulado con diámetro de 1 a 6 mm. El carbón es suministrado al lecho fluidizado, mientras que el oxígeno y el vapor de agua se inyectan a través de dos entradas ubicadas en dos niveles del gasificador. Una de las entradas se ubica en la parte inferior y la otra en la parte media lo que permite maximizar la conversión del carbón homogenizando el gas de síntesis. Todas las reacciones se realizan simultáneamente dentro del gasificador.

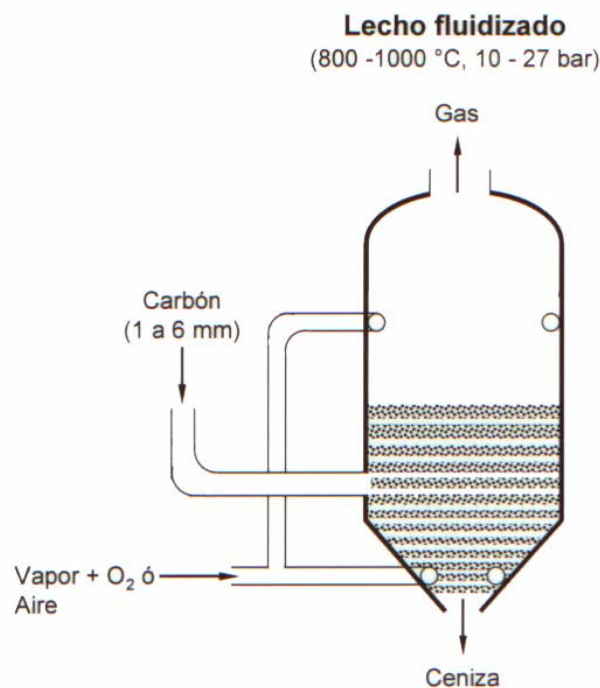


Figura 3.2. Gasificador de lecho fluidizado
(Fuente: "COPAR de generación, 2006")

Los gasificadores fluidizados no pueden utilizar carbones aglomerantes ni carbones con ceniza de bajo punto de fusión.

Este proceso permite la adición de piedra caliza al lecho para capturar los compuestos de azufre y eliminar la planta de limpieza de gases ácidos. Sin embargo, se obtienen grandes cantidades de yeso, que tiene un bajo valor comercial.

3.2.1 Temperatura de operación

El buen funcionamiento de cualquier sistema fluidizado depende de poder tener a las partículas sólidas de determinado tamaño transportadas por medio de la corriente de gases oxidantes. Una gran cantidad (alrededor del 95%) de los sólidos contenidos en la cama del gasificador es ceniza que permanece en este lugar, mientras que el carbón se transforma en gas de síntesis y sale del gasificador. Si el contenido de cenizas del combustible, ya sea carbón, biomasa o algún otro, se fusiona lo suficiente para empezar a aglomerarse, se forman partículas más grandes que caerán al fondo del gasificador y el proceso de remoción genera problemas considerables. Por esta razón los gasificadores de lecho fluidizado operan a temperaturas por debajo del punto de fusión de las cenizas, que está típicamente en el intervalo de 950°C a 1100°C para el carbón y de 800-950°C para la biomasa. Pero mientras más baja sea la temperatura de operación del gasificador mayor será la cantidad de alquitranes que se produzcan en la generación del gas de síntesis. Esto se debe al hecho de que cuando las partículas de carbón son calentadas lentamente, se producen más partículas volátiles. También, a bajas temperaturas existe una menor cantidad de descomposición térmica de los alquitranes.

3.2.2 Calidad del combustible de alimentación

Históricamente los gasificadores de lecho fluidizado han tenido la tendencia de operar con carbón de baja calidad como lignito o biomasa, aunque no de forma exclusiva.

Los gasificadores de lecho fluidizado tienen ciertas limitaciones en lo que respecta al tamaño del carbón. Las partículas con un tamaño mayor a 10 mm deben de evitarse, al igual que el carbón con un alto porcentaje de partículas muy pequeñas. Además, debido a que las partículas del combustible difieren tanto en el tamaño como en la forma, es difícil hacer que el material fluya sin problemas. Por lo tanto, es necesario monitorear constantemente la cámara para evitar, por un lado, la pérdida de fluidez debido al depósito de partículas grandes de carbón, y por el otro, la pérdida de material que puede ocurrir al transportar partículas muy pequeñas, debido a que éstas salen de la cámara. El último de estos dos problemas se agrava debido a que el tamaño de las partículas de carbón se va reduciendo a medida que se tiene el proceso de gasificación. La mayoría de la ceniza y la escoria formada se recupera por medio de un ciclón de aire, pero cuando se presenta una gran cantidad de este material, puede llegar a interrumpir la salida del gas de síntesis e interrumpir el proceso.

3.2.3 Conversión de carbón

El gasificador de lecho fluidizado tiene la ventaja de mezclar intensivamente tanto el combustible como los gases oxidantes lo que permite obtener una excelente transferencia de masa y de calor. Sin embargo, esto también puede presentar desventajas. Existe un amplio rango de tiempo de residencia dentro del reactor para las partículas por lo que no es de extrañar que al remover partículas que han reaccionado totalmente (que consisten básicamente en ceniza) se remuevan también algunas partículas sin reaccionar. Los procesos más eficientes de gasificación con lecho fluidizado alcanzan un 97% de conversión del carbón, mientras que en la gasificación con lecho fijo y lecho arrastrado se alcanza hasta el 99% de conversión de carbón.

3.2.4 Cenizas

Las cenizas del gasificador de lecho fluidizado son altamente permeables. Este problema se complica cuando se agrega piedra caliza para ligar el azufre presente en el gas y evitar procesos más complicados de remoción de este componente. La piedra caliza nunca puede ser transformada completamente en yeso, y por lo tanto las cenizas tendrán restos de cal. Problemas similares se presentan en el proceso de combustión del lecho fluidizado. Por lo tanto, en este tipo de proceso nunca se puede optimizar tanto la desulfuración y la gasificación al mismo tiempo.

3.2.5 Equipo adicional

A pesar de que la gasificación con lecho fluidizado opera por debajo de las condiciones de fusión de la ceniza, las temperaturas que alcanza pueden llegar a más de 1100 °C, por lo tanto, es necesario utilizar paredes de ladrillo refractario en el gasificador. Estas paredes están formadas por dos capas, la capa exterior está hecha de ladrillo aislante que protege al acero del reactor de las altas temperaturas, mientras que la capa interior se compone de ladrillos compactos que pueden soportar las altas temperaturas y las condiciones erosivas del gasificador.

3.3 Gasificador de lecho arrastrado

Este proceso se lleva a cabo a temperaturas de entre 1500 y 1900 °C, con partículas pulverizadas de carbón, los cuales se gasifican durante periodos de residencia cortos dentro del gasificador (sólo algunos segundos). Debido al contacto del carbón y los agentes oxidantes, todas las reacciones ocurren simultáneamente. Con este tipo de gasificador se puede gasificar todo tipo de carbón y tolera la gasificación de todos los hidrocarburos ligeros y alquitranes formados durante el proceso.

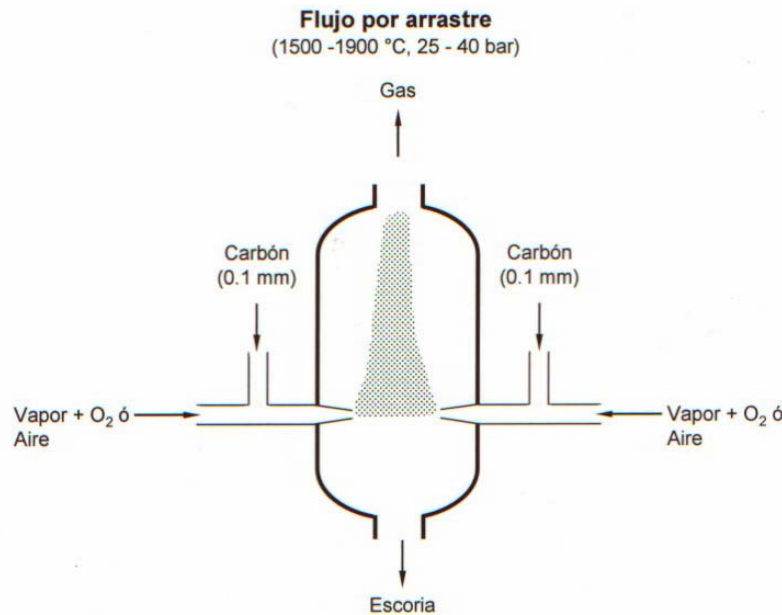


Figura 3.3 Gasificador de lecho arrastrado
(Fuente: “COPAR de generación, 2006”)

El flujo de carbón tiene el mismo sentido que el flujo de oxígeno y vapor de agua, que se introduce a altas velocidades. Debido a las altas temperaturas del proceso, los minerales del carbón se funden y se eliminan como escoria por la parte inferior del gasificador junto con las cenizas pesadas, las cenizas volátiles se desalojan por la parte superior del gasificador que posteriormente se eliminan mediante lavadoras de partículas de agua. Este tipo de reactor permite gasificar todo tipo de combustibles sólidos, eliminando la formación de alquitrán y aceites, y facilitando la limpieza del gas producido.

Uno de los puntos importantes a considerar para este tipo de gasificador es la alta temperatura que se alcanza en el proceso debido a la velocidad a la que ocurren las reacciones dentro del sistema.

Como se mencionó anteriormente, la principal ventaja de utilizar este tipo de gasificador es la posibilidad de manejar cualquier tipo de carbón y producir un gas limpio libre de alquitranes. Además, las cenizas que se producen son inertes. Pero, esto se logra a costa de un alto consumo de oxígeno, especialmente cuando se trata de mezclas de carbón con agua o de carbón con un alto contenido de humedad o de cenizas.

No obstante, aún cuando se seleccione un gasificador de lecho arrastrado para realizar la gasificación, existe una considerable variedad de alternativas en el diseño del proceso. Las compañías que han desarrollado esta tecnología (Shell, Texaco, entre otras) han desarrollado sus propios sistemas que presentan diferentes características.

La mayoría de los procesos de gasificación de carbón más exitosos que se han desarrollado después de 1950 son gasificadores de lecho arrastrado que operan a presiones

de 20 a 70 bar y a altas temperaturas de por lo menos 1400 °C. Los gasificadores de lecho arrastrado han sido los preferidos para utilizar carbón duro (poseen mayor cantidad de carbón fijo y menos materia volátil) y para la mayoría de las Centrales de Ciclo combinado con Gasificador Integrado (CCGI).

En este tipo de procesos, las partículas finas de carbón reaccionan con las corrientes de vapor y de oxígeno. Todos los gasificadores de lecho arrastrado dejan escorias, lo que implica que la temperatura de operación es por encima del punto de fusión de las cenizas. Esto asegura la destrucción de alquitranes y aceites y, si se diseña y opera apropiadamente, una conversión del 99% de carbón. Además, los gasificadores de lecho arrastrado producen los gases de síntesis con mejor calidad (mayor poder calorífico). La demanda de oxígeno para el proceso es relativamente alta, y el gas producido tiene un alto contenido energético. Los diferentes diseños de gasificadores de lecho arrastrado varían en el sistema de alimentación (alimentación con carbón seco altamente fluidizado o alimentación de una mezcla de carbón con agua), las paredes de los reactores (paredes refractarias o paredes con membranas), las configuraciones para introducir los reactivos y los métodos por los cuales el calor puede ser recuperado de los gases de salida.

Los dos tipos de gasificadores de lecho arrastrado mejor conocidos son: el gasificador alimentado por la parte superior de una mezcla de carbón-agua, desarrollado y utilizado por Texaco y el gasificador alimentado lateralmente por carbón seco desarrollado por Shell y Krupp-Koppers (Prenflo). Existe además el gasificador Noell alimentado por la parte superior de carbón seco.

Algunos gasificadores presentan dos etapas para mejorar la eficiencia térmica y reducir el poder calorífico en el gas de síntesis y disminuir los requerimientos de oxígeno. En los gasificadores que utilizan una mezcla de carbón-agua, un gran espacio del gasificador se utiliza para evaporar el agua de la mezcla.

En este tipo de proceso de gasificación, cualquier carbón puede ser utilizado si cuenta con las condiciones adecuadas de tamaño. El carbón puede ser altamente aglomerante y puede variar desde carbón sub bituminoso hasta antracita. Por otro lado, el lignito puede ser en un principio gasificable, pero por cuestiones económicas no es muy atractivo debido al costo de calentar la humedad que contiene el combustible. El carbón con un alto contenido de cenizas tampoco se prefiere para gasificar porque toda la ceniza se tiene que fundir y eso constituye un mayor consumo de energía térmica. Si el punto de fusión de la ceniza es muy elevado, generalmente se le agrega piedra caliza para disminuir el punto de fusión y acelerar el proceso. Esto incrementa la eficiencia y reduce el consumo de oxígeno.

Actualmente la mayoría de los gasificadores de lecho arrastrado son de una sola etapa. El combustible se introduce junto con la corriente oxidante por medio de uno o varios quemadores. La corriente oxidante puede ser oxígeno puro o una mezcla de oxígeno con vapor. La ceniza que se produce por este proceso de gasificación es similar a la que se obtiene con los gasificadores de lecho fluidizado, es decir, consiste de un material fino, inerte y arenoso.

Capítulo IV.

Propuesta de una planta de generación eléctrica de CCGI con gasificación de combustibles pesados

En los capítulos anteriores se estableció el funcionamiento general de una CCGI, las características de los combustibles susceptibles de gasificar, los tipos de gasificadores que existen en la actualidad así como las técnicas de secuestro de CO₂ y utilización de los residuos que se generan. En el presente capítulo, se establecerá una comparación entre una central termoeléctrica de ciclo combinado que utiliza gas natural (CCGN) como combustible y una CCGI simplificada. La central termoeléctrica de ciclo combinado que se utilizará como base de comparación es la planta Felipe Carrillo Puerto (Valladolid), la cual entró en operación el 30 de junio de 1994 en Yucatán, cuenta con tres unidades con una capacidad efectiva instalada de 220 MWe. El motivo de haber seleccionado esta central eléctrica en particular, se debe al hecho de contar con la información proporcionada por el programa de simulación Thermoflow, utilizado por CFE para modelar sus plantas de generación. Esta información se obtuvo gracias a las visitas personales realizadas al Ing. José Manuel Muñoz, asesor de la Subdirección de Generación de la Comisión Federal de Electricidad.

Se debe de aclarar, que el objetivo que se persigue al hacer esta comparación es tener una idea de la cantidad de combustible que necesitaría una central de CCGI para generar la misma potencia y del mismo modo, conocer la cantidad de subproductos (H₂, N₂, CO₂) que se producirían al utilizar este proceso. Además, a lo largo de este capítulo se analizarán algunas variantes que se pueden aplicar al CCGI tradicional y se obtendrán resultados numéricos de estas nuevas suposiciones.

4.1 Análisis de la central de ciclo combinado Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)

Como se mencionó al principio de este capítulo, la central Felipe Carrillo Puerto es una central de ciclo combinado que cuenta con tres unidades que en conjunto proporcionan 220 MWe. La figura 4.1 muestra un diagrama simplificado de la central.

El programa Thermoflow, reporta que el gasto másico de combustible que se introduce en la cámara de combustión de la turbina de gas (1) es de 5.97 kg/s y la cantidad de aire que se introduce en el compresor (2) es de 321.9 kg/s, lo que da un total de 327.8 kg/s de gases de escape que hacen trabajar a la turbina de gas (3) para generar 73.7 MWe. El calor de los gases de escape de la turbina de gas se aprovecha para generar vapor para la turbina de vapor. La potencia generada por esta última turbina es de 75.6 MWe¹.

Por otro lado, la tabla 4.1 muestra las condiciones termodinámicas de operación de la central, así como la composición de los gases que emite a la atmósfera. Los valores reportados en la tabla son simples aproximaciones producto de la simulación del programa Thermoflow, pues la composición de los gases de escape mostrados no presenta partículas

¹ Valores obtenidos con el programa Thermoflow utilizado por CFE para modelar sus plantas de generación.

1. Combustible (kg/s)	5.97	
2. Aire (kg/s)	321.9	
3. Gases (kg/s)	327.87	
4. TG MWe	147.5	
5. Composición de gases % Peso (kg/s)		
% N ₂	74.69	
% O ₂	14.91	
% CO ₂	3.763	
% H ₂ O	5.695	
% Ar	0.8994	
% SO ₂	0.0426	
6. Condiciones del vapor a la entrada	60 (bar)	470 (°C)
7. Condiciones del vapor a la salida	0.13 (bar)	51 (°C)
8. TV MWe	72.5	

Tabla 4.1 Condiciones termodinámicas de la central Valladolid

de NO_x, PM-10, CO y compuestos volátiles orgánicos (VOC por sus siglas en inglés) que normalmente se obtienen en un proceso de combustión real. A pesar de lo anterior, se puede tener una idea del bióxido de carbono (CO₂) generado por la combustión.

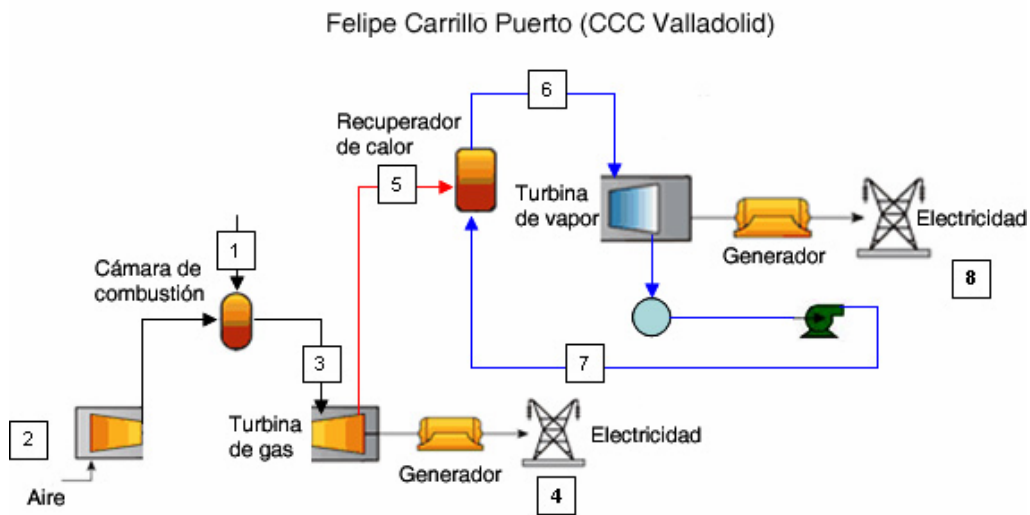


Figura 4.1 Diagrama simplificado del funcionamiento de la planta Felipe Carrillo Puerto.

(Fuente: El autor)

Como se explicó en la sección 2.6, es necesario satisfacer las demandas energéticas del país, tanto en la generación eléctrica, como en la obtención de productos refinados (gasolina, turbosina, etc.). Además, si se tiene en cuenta el problema de contaminación debido a los gases de efecto invernadero (por ejemplo CO₂) producidos en estas actividades, resulta muy interesante el esquema de generación eléctrica en centrales CCGI con bajas emisiones de contaminantes y secuestro de CO₂.

4.2 Simulación simplificada de la central de CCGI

Para poder realizar un análisis cuantitativo simplificado de una central termoeléctrica de ciclo combinado con gasificación integrada, se creó un programa de computadora que simula el funcionamiento de este tipo de centrales. A continuación se proporciona una breve explicación del funcionamiento del programa, así como las consideraciones tomadas para simplificar los balances de masa y energía del proceso.

4.2.1 Consideraciones en el gasificador.

Como se explicó en el capítulo 3, el tipo de gasificador que se utiliza en las centrales de CCGI depende directamente de las características del combustible de alimentación que se empleará para la generación eléctrica. Una de las ventajas de la tecnología de las centrales de CCGI es la capacidad de utilizar coque de petróleo como combustible de alimentación. La experiencia que se ha adquirido con las centrales de CCGI que existen en la actualidad muestra que para utilizar este tipo de combustible rico en azufre, se utiliza el gasificador de lecho arrastrado.

Utilizar el coque de petróleo como combustible de alimentación en el gasificador no es una idea nueva, tan solo en los Estados Unidos se han realizado estudios para determinar la factibilidad de utilizar las 95,000 t/d de coque de petróleo para generar electricidad e hidrógeno con centrales de CCGI.²

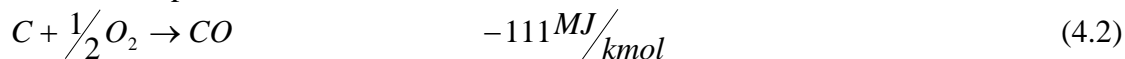
En el programa desarrollado, la elección del gasificador no es en sí un problema que impida la obtención de resultados ya que se hacen simplificaciones en los componentes del combustible, lo que asegura una gasificación exitosa, la composición del combustible se simplifica y sólo se considera la presencia del carbón y el hidrógeno, despreciándose elementos como azufre, nitrógeno y cenizas. Las características del coque de petróleo que se utiliza en la simulación se presentan en la tabla 4.2, proporcionada por el programa Thermoflow. Para efectos de simplificación, sólo se toma en cuenta la cantidad de C e H₂ presente en el combustible, eliminando la ceniza, el nitrógeno, el cloro, la humedad y el azufre. Debido a estas simplificaciones, el sistema de limpieza del gas de síntesis se omite en el balance de masa y energía.

² Gray David y Tomlinson Glen, *Opportunities for petroleum coke gasification under tighter sulfur limits for transportation fuels*.

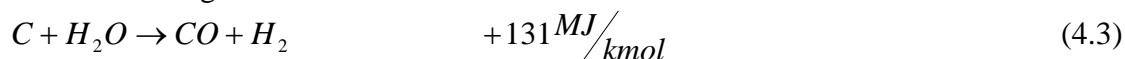
Las reacciones básicas que se llevan a cabo durante la gasificación con oxígeno son:
Pirólisis:



Combustión parcial del carbón:



Formación del gas de síntesis

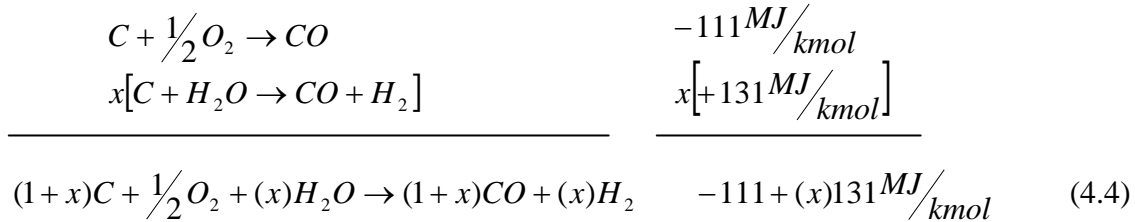


El oxígeno que se utiliza en el gasificador proviene de una Unidad Separadora de Aire (ASU por sus siglas en inglés). Este trabajo no pretende hacer un análisis de este sistema, por lo que se considera que existe una separación de los componentes del aire (79% N₂, 21% O₂) por métodos criogénicos a costa de un consumo considerable de energía (15% de la energía producida por el ciclo).

Combustible sólido	
Nombre	Coque de petróleo
Calor específico (25°C)	
Poder calorífico inferior (incluida cenizas y humedad)	30319 kJ/kg
Poder calorífico superior (incluida cenizas y humedad)	31300 kJ/kg
Análisis último (% en peso)	
Humedad	10.60%
Cenizas	0.27%
Carbon	79.74%
Hidrógeno	3.31%
Nitrógeno	1.61%
Cloro	0%
Azufre	4.47%
Oxígeno	0%
Total	100%
Análisis próximo (% en peso)	
Humedad	10.60%
Cenizas	0.27%
Partículas volátiles	10%
Carbón fijo	79.13%
Total	100%
Análisis de cenizas (% en peso)	
SiO ₂	25.30%
Al ₂ O ₃	5.60%
Fe ₂ O ₃	9%
CaO	9.10%
MgO	2.20%
Na ₂ O	1.70%
K ₂ O	8.40%
TiO ₂	6%
P ₂ O ₅	0%
SO ₃	15.10%
Otros	17.60%
Total	100%
Características de las cenizas	
Ensuciamiento	Bajo/Medio
Temperatura inicial de deformación de ceniza	1129.4 °C
Temperatura de ablandamiento de ceniza	1154.4 °C

Tabla 4.2 Propiedades del combustible de alimentación

La combustión parcial del carbón es una reacción exotérmica que libera energía, mientras que la formación del gas de síntesis es una reacción endotérmica que necesita energía para su formación, como se puede apreciar en las ecuaciones (4.2) y (4.3) respectivamente. En los procesos de gasificación, la cantidad de combustible que se quema parcialmente no es igual a la cantidad de combustible utilizado para la generación de gas de síntesis. Generalmente esta proporción puede variar en un rango de 1 kg de combustible para combustión por 0.1 a 0.5 kg de combustible para la formación del gas de síntesis. Si a esta proporción le llamamos “x”, en el gasificador ocurren las siguientes reacciones:



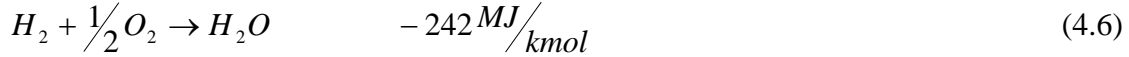
Esta proporción está en función de la cantidad de hidrógeno que se desea obtener en el gas de síntesis y en la cantidad de calor que se puede aprovechar al quemar el gas de síntesis. Como se puede observar de la ecuación (4.4), cuando la proporción estequiométrica “x” se incrementa, ocurre lo mismo con la cantidad de hidrógeno producido, pero disminuye el poder calorífico del gas de síntesis que se obtiene.

En el caso de las centrales CCGI si no se lleva a cabo la reacción shift para producir más hidrógeno y transformar el CO en CO₂, el gas de síntesis es el que alimenta a la cámara de combustión del ciclo Brayton. Este gas de síntesis formado por CO e H₂ proporcionará la energía necesaria para calentar los gases de combustión antes de entrar en la turbina de gas.

El programa creado en Excel necesita como datos la cantidad de combustible que se desea gasificar así como la proporción estequiométrica “x” que se va a utilizar. Conociendo el peso molecular del combustible (12 g/mol para el C) es posible determinar por medio de la ecuación (4.4) la cantidad de reactivos (vapor de agua y oxígeno) necesarios para la reacción, la cantidad de productos (CO e H₂) generados y el calor que se obtiene por la reacción que se aprovechará en la generación de vapor para la turbina de vapor.

Una vez conocido la cantidad de gas de síntesis que se produce, éste se utiliza como combustible en la cámara de combustión de la turbina de gas. Básicamente, el gas de síntesis se compone de CO e H₂, por lo que las reacciones químicas que ocurren en la cámara de combustión son:





Ambas reacciones son exotérmicas, por lo que liberan energía al momento de la combustión. Por medio de las ecuaciones (4.5) y (4.6) es posible determinar el calor que se utilizará para calentar los gases de la combustión que harán funcionar a la turbina de gas. Del mismo modo, se puede determinar la cantidad de bióxido de carbono y vapor de agua que se producen.

4.2.2 Consideraciones en el Ciclo Brayton

Para el análisis del ciclo Brayton se consideró un ciclo ideal por lo que se tienen en cuenta las siguientes simplificaciones:

1. Los procesos de compresión y expansión son reversibles y adiabáticos, y por lo tanto isentrópicos.
2. El cambio de energía cinética del fluido de trabajo a la entrada y a la salida de la turbina y del compresor es despreciable.
3. No se consideran pérdidas de presión en los ductos ni en la cámara de combustión.
4. El fluido de trabajo tiene la misma composición durante todo el ciclo y se considera como un gas perfecto con calor específico constante.
5. El gasto de gases es constante en todo el ciclo.

Del mismo modo, se consideró que la temperatura de entrada del aire al compresor era de 32 °C y que la temperatura de entrada de los gases a la turbina de gas era de 1000 °C. Esta última temperatura puede variar dependiendo de las características de la turbina de gas, pues hoy en día existen turbinas que trabajan a una temperatura de 1100 a 1150 °C sin sistemas de enfriamiento en los alabes.

En el ciclo Brayton simulado por el programa computacional, se debe conocer la relación de presiones (compresión/expansión) del ciclo para poder determinar tanto la temperatura de salida del aire comprimido, como la temperatura de salida de los gases de la turbina de gas.

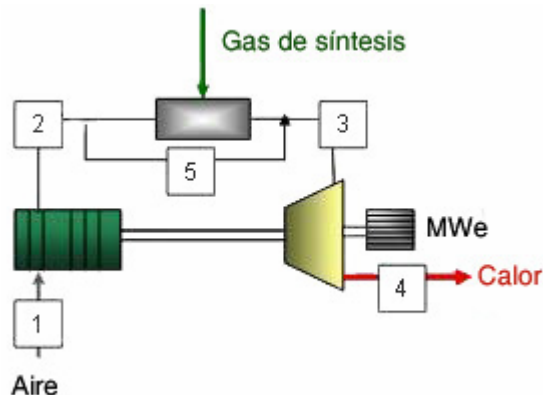
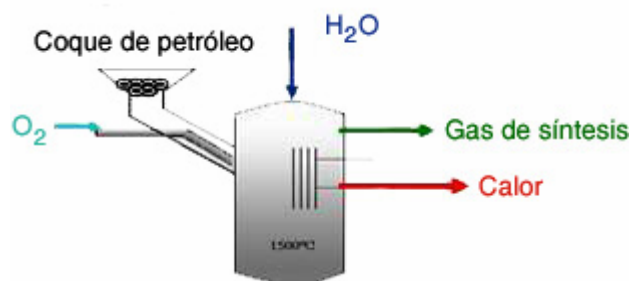


Figura 4.2. Ciclo Brayton
(Fuente: el autor)

Combustible	Carbón
Peso molecular g/mol	12
Flujo de combustible kg/s	12.35
Proporción (0<x<1)	0.5
Calor generado por reacción MWt	31.22



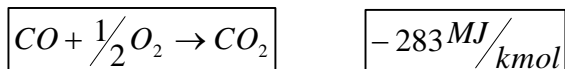
Reactivos	
Flujo de vapor de agua kg/s	6.18
Flujo de oxígeno kg/s	10.98

Productos	
Flujo de monóxido de carbono kg/s	28.82
Flujo de Hidrógeno kg/s	0.6861

En la cámara de combustión:



Hidrógeno kg/s	0.67
Oxígeno kg/s	5.33
Vapor de Agua kg/s	6.00
Calor generado MWt	80.67



Monóxido de carbono kg/s	28.00
Oxígeno kg/s	16.00
Bióxido de carbono kg/s	44.00
Calor generado MWt	283.00

Calor obtenido de la combustión MWt	363.67
-------------------------------------	--------

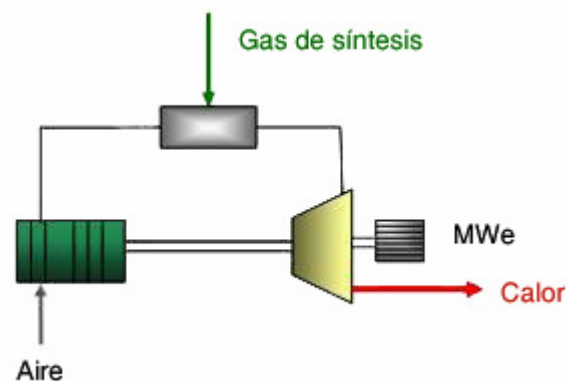


Fig. 4.3 Información parcial obtenida por el programa de Excel que simula una central de CCGI

La relación de presiones utilizada en el programa de simulación es de 8.95 debido a que la central de ciclo combinado Valladolid maneja una relación compresión-expansión de 9.3 [bar] a 1.04 [bar]. Para poder determinar la temperatura de salida del aire comprimido (T_2) y la temperatura de salida de los gases a la turbina de gas (T_4) es necesario conocer las eficiencias de los equipos así como la relación de presiones.

$$T_2 - T_1 = \frac{T_1}{\eta_c} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right] \quad (4.7)$$

$$T_3 - T_4 = \eta_t T_3 \left[1 - \left(\frac{1}{P_3/P_4} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} \right] \quad (4.8)$$

Donde γ es el índice adiabático de un gas ideal. Para los fluidos con los que se trabaja se puede considerar que:

$$\left(\frac{\gamma}{\gamma-1} \right)_{\text{aire}} = 3.5 \quad \left(\frac{\gamma}{\gamma-1} \right)_{\text{gases}} = 4$$

Además, por no existir pérdidas de presión, de la figura 4.2 se tiene que $P_2 = P_3$ y $P_1 = P_4$. Si se considera que las eficiencias de compresión y expansión son del 100%, las expresiones (4.7) y (4.8) se simplifican a:

$$T_2 - T_1 = T_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/3.5} - 1 \right] \quad (4.9)$$

$$T_3 - T_4 = T_3 \left[1 - \left(\frac{1}{P_2/P_1} \right)^{1/4} \right] \quad (4.10)$$

En la figura 4.2 también se observa que existe una extracción del aire comprimido, el cual se introduce después del proceso de combustión. Esto se realiza debido a que es necesario atemperizar los gases de la combustión que entran en la turbina de gas debido a que las reacciones de combustión son muy energéticas y generalmente la temperatura de salida de estos gases es mayor a la temperatura de diseño de la turbina. Sin embargo, no es obligatorio tener esta extracción, también se pueden atemperizar los gases de la combustión simplemente incrementando el flujo de aire que entra en la cámara de combustión, es decir, proporcionando una mayor cantidad de aire que supere al aire estequiométrico necesario para las reacciones. Se maneja esta

extracción para hacer más evidente el objetivo de disminuir la temperatura de los gases y para realizar los balances que a continuación se presentan.

De manera general, para determinar el flujo total de gases que son necesarios para que estén a una determinada temperatura se utiliza la fórmula:

$$\dot{Q} = \dot{m}_{total} C_p \Delta T \quad (4.11)$$

La temperatura de salida del compresor se conoce por medio de la ecuación (4.9), mientras que la temperatura de entrada de la turbina de gas es un parámetro establecido por el diseño de la turbina. Por lo tanto, con las consideraciones anteriores es posible determinar el incremento de temperatura (ΔT) de la ecuación anterior.

$$\Delta T = T_3 - T_2 \quad (4.12)$$

Al ser el flujo de aire mucho mayor que el flujo de combustible, el calor específico que se considera es de 1.005 kJ/kg K.³ Finalmente el calor generado se debe a la combustión de los elementos del gas de síntesis, tanto del H₂ como del CO, como se muestra en las ecuaciones (4.5) y (4.6).

Para poder determinar la masa necesaria para reducir la temperatura de los gases de entrada de la turbina, de la figura 4.2 se observa que:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_{total} = \dot{m}_2 + \dot{m}_5 + \dot{m}_{combustible} \quad (4.13)$$

$$\dot{m}_{combustible} = \dot{m}_{H_2} + \dot{m}_{CO} \quad (4.14)$$

Si se despeja de la ecuación (4.13) el flujo de aire de exceso (\dot{m}_5) y se sustituyen las consideraciones mencionadas anteriormente, así como el cambio de temperatura proporcionado por la ecuación (4.12) en la ecuación (4.11) se obtiene que:

$$\dot{m}_5 = \frac{(\dot{Q}_{H_2} + \dot{Q}_{CO})}{1.005 \text{ kJ/kgK} * (T_3 - T_2)} - (\dot{m}_{H_2} + \dot{m}_{CO} + \dot{m}_2) \quad (4.15)$$

Esta última ecuación permite determinar la cantidad de aire necesario para atemperizar los gases a una determinada temperatura. Una vez conocido este flujo, se puede determinar el flujo de aire que se comprime en el compresor (\dot{m}_1) para poder determinar la potencia del compresor por medio de la ecuación (4.16).

$$\dot{W}_c = \dot{m}_1 C_{p_{aire}} (T_2 - T_1) \quad (4.16)$$

³ Cohen H., Rogers G., Saravanamuttoo H., *Gas Turbine Theory*.

Por otro lado, en la turbina de gas, la potencia generada es:

$$\dot{W}_{TG} = \dot{m}_3 C_{p_{gases}} (T_3 - T_4)$$

Finalmente, la potencia obtenida por el ciclo Brayton es la potencia de la turbina de gas menos la potencia consumida por el compresor.

$$\dot{W}_{NCB} = \dot{W}_{TG} - \dot{W}_C \quad (4.17)$$

4.2.3 Consideraciones en el ciclo Rankine

La figura 4.4 muestra que tanto el calor generado en la formación del gas de síntesis como el calor de los gases de escape de la turbina de gas, se aprovechan en un recuperador de calor para generar vapor para la turbina de vapor.

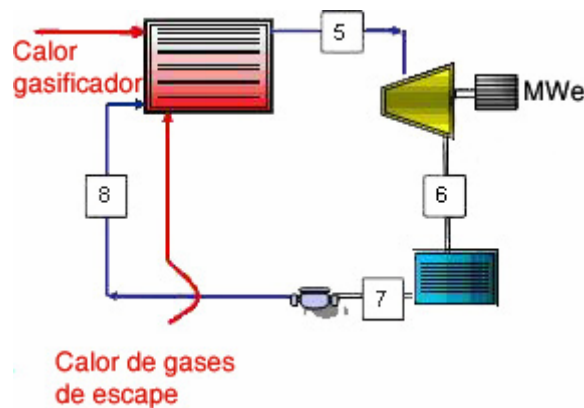


Fig. 4.4 Ciclo Rankine
(Fuente: El autor)

El calor proporcionado por la formación del gas de síntesis ya fue calculado con anterioridad y es un dato que se obtiene con el programa de Excel, como se muestra en la figura 4.3. Para poder simplificar los balances de energía, se omite el diseño del recuperador y se considera que la capacidad de transmitir calor por parte de los gases estará dada por la ecuación (4.18).

$$Q_{gases} = \dot{m}_{gases} C_{p_{gases}} \Delta T_{gases} \quad (4.18)$$

El calor específico de los gases ($C_{p_{gases}}$) está en función de la temperatura, presión y composición del combustible. La mayoría de las turbinas utilizan querosenos que tienen una composición C_nH_{2n} . Esta suposición permite calcular el Cp del combustible conociendo el calor específico de cada uno de sus constituyentes. Para el cálculo del ciclo propuesto se utilizarán valores que son lo suficientemente precisos para evaluar los procesos de expansión en turbinas que trabajan por debajo de los 1500K. El

valor del C_p de los gases será de 1.148 kJ/kg K^4 . Asimismo, se considera que el ciclo es ideal por lo que la compresión y expansión del fluido de trabajo se hace isentrópicamente sin existir pérdidas de presión ó de flujo.

En el ciclo Rankine, es necesario proporcionar el flujo de vapor (\dot{m}_{vapor}) que hará trabajar a la turbina de vapor así como la temperatura del líquido comprimido (T_8) y suponer la temperatura de los gases de escape una vez que han pasado por el recuperador de calor. Con este dato es posible determinar el calor proporcionado por los gases por medio de la ecuación (4.18). Una vez conocidos los dos flujos de calor, es posible determinar la temperatura que alcanzará el vapor al pasar por el recuperador de calor por medio de la ecuación (4.19).

$$T_5 = \frac{Q_{gasificación} + Q_{gases}}{\dot{m}_{vapor} C_{p_{vapor}}} + T_8 \quad (4.19)$$

Si se proporciona la presión a la cual trabaja la turbina (P_5) y la presión a la salida del condensador (P_7) se pueden determinar las entalpías de todos los puntos de la figura 4.4 haciendo uso de las tablas de vapor. En esta simulación la presión de trabajo de la turbina es de 60 bar y la presión de salida del condensador es de 0.13 bar.

Cuando se conocen las entalpías, la potencia generada por la turbina de vapor y la potencia consumida por la bomba se determinan por las ecuaciones (4.20) y (4.21) respectivamente.

$$\dot{W}_{TV} = \dot{m}_{vapor} (h_5 - h_6) \quad (4.20)$$

$$\dot{W}_B = \dot{m}_{vapor} (h_8 - h_7) \quad (4.21)$$

Finalmente, la potencia neta del ciclo Rankine se obtiene con la ecuación (4.22).

$$\dot{W}_{NCR} = \dot{W}_{TV} - \dot{W}_B \quad (4.22)$$

En la figura 4.5 se muestra el programa que simula una central CCGI y los parámetros que calcula utilizando el procedimiento descrito anteriormente.

4.3 Simulación simplificada de una central CCGI con Reacción Shift

Básicamente el funcionamiento de este tipo de central es exactamente el mismo que el explicado en la sección 4.2, sin embargo, existe una nueva cámara en donde se lleva a cabo la reacción shift para convertir el gas de síntesis en bióxido de carbono (CO_2) e hidrógeno (H_2), como se explicó en la sección 1.4.

⁴ Ibid, p. 23

La ventaja de utilizar la reacción shift en el gas de síntesis, es que se produce una mayor cantidad de hidrógeno y que es posible hacer la separación del CO₂. Al tener un nuevo gas limpio compuesto básicamente por H₂, es posible hacer una extracción de H₂ con la finalidad de venderlo para algún proceso industrial. Por otro lado, el gas remanente se puede utilizar como combustible en la turbina de gas con la ventaja de producir únicamente vapor de agua y el aire para atemperizar los gases en el ciclo Brayton estará dado por:

$$\dot{m}_5 = \frac{Q_{H_2}}{1.005kJ / kgK * (T_3 - T_2)} - \left(\dot{m}_{H_2} + \dot{m}_2 \right) \quad (4.23)$$

Las configuraciones de las plantas que se simulan en el programa computacional se presentan en las figuras 4.5 y 4.6. En el primer caso se simula una CCGI tradicional y en el segundo caso se simula una CCGI con reacción “shift” en el que la mitad del H₂ se extrae para utilizarse en algún otro proceso y la otra mitad se utiliza como combustible para la turbina de gas. El objetivo de la simulación de estas plantas es usar la central de Valladolid como una base para los cálculos y determinar el consumo de combustible pesado de las dos configuraciones de plantas CCGI, así como el consumo de vapor y oxígeno para mantener la generación eléctrica (220 MW). Los resultados aquí mostrados se obtienen haciendo las simplificaciones que se detallaron con anterioridad. Es de especial interés hacer el análisis de las plantas con diferentes proporciones de vapor de agua en el gasificador (“x”) para determinar el comportamiento de los ciclos.

Se debe de tener en cuenta que cuando se trabaja con la simulación de la CCGI con Shift, los “gases” de escape de la turbina de gas son en realidad vapor de agua, por lo que el calor aportado por este flujo es 4 superior al aportado por los gases de escape en la configuración CCGI tradicional.

Las tablas 4.3 y 4.4 muestran los resultados obtenidos al utilizar el programa Excel. En todos los casos, la potencia de las centrales CCGI y CCGI con shift es de 220 MWe.

En el gasificador

Combustible	
Peso molecular g/mol	12
Flujo de combustible kg/s	12
Proporción (0<x<1)	0.5
Calor generado por reacción MWt	45.50

Reactivos	
Flujo de vapor de agua kg/s	6.00
Flujo de oxígeno kg/s	10.67

Productos	
Flujo de monóxido de carbono kg/s	28.00
Flujo de Hidrógeno kg/s	0.667

Relación de presiones [1] 8.95

En la cámara de combustión:

$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$	
Hidrógeno kg/s	0.67
Oxígeno kg/s	5.33
Vapor de Agua kg/s	6.00
Calor generado MWt	80.67

$CO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO_2$	
Monóxido de carbono kg/s	28.00
Oxígeno kg/s	16.00
Bióxido de carbono kg/s	44.00
Calor generado MWt	283.00

Calor obtenido de la combustión MWt	363.67
Aire en exceso kg/s	384.94
Eficiencia %	45.71
Potencia central CCGI Mwe	220.04

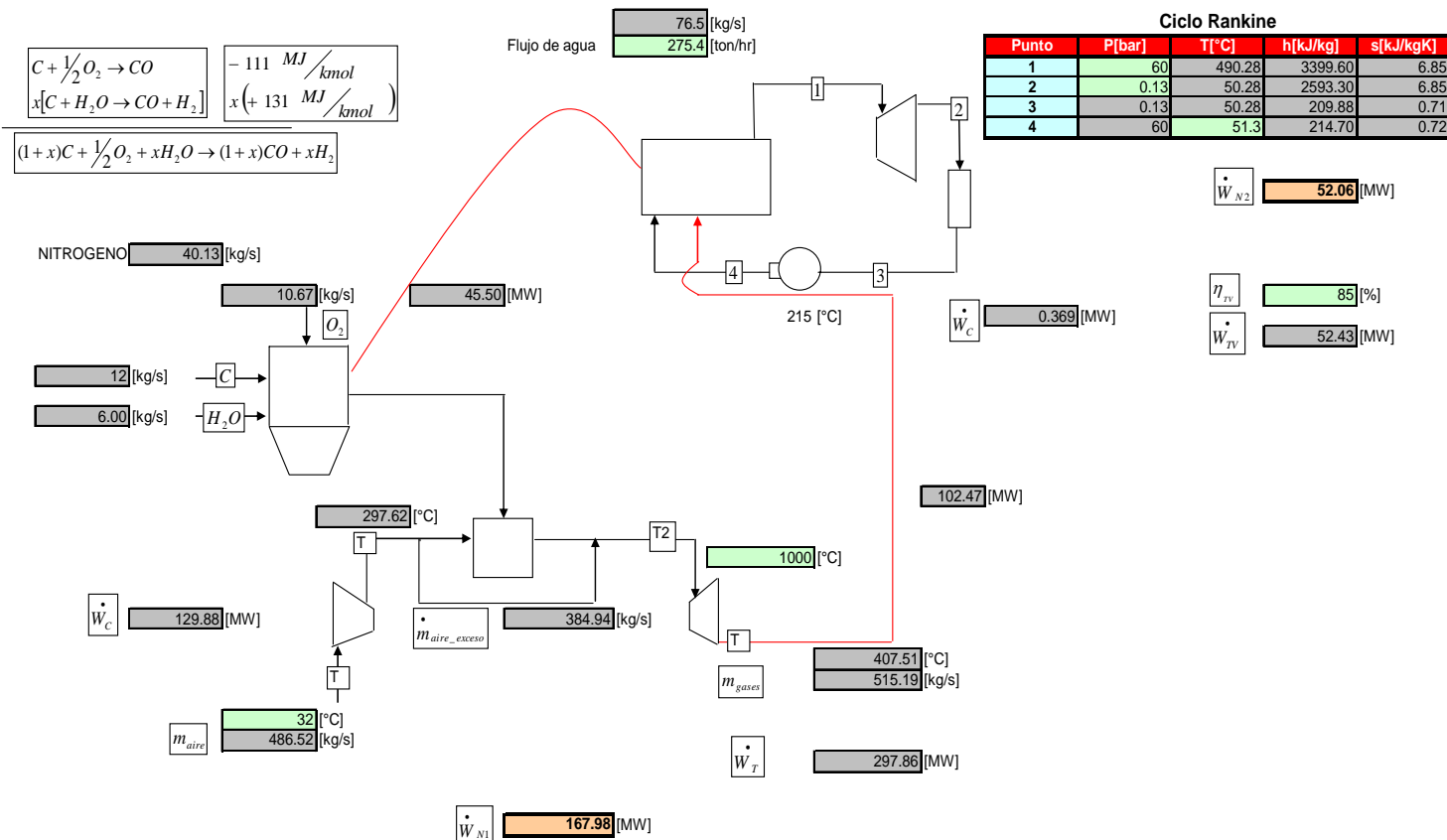


Fig. 4.5 Esquema del programa Excel que simula una central de CCGI tradicional (Fuente: El autor)

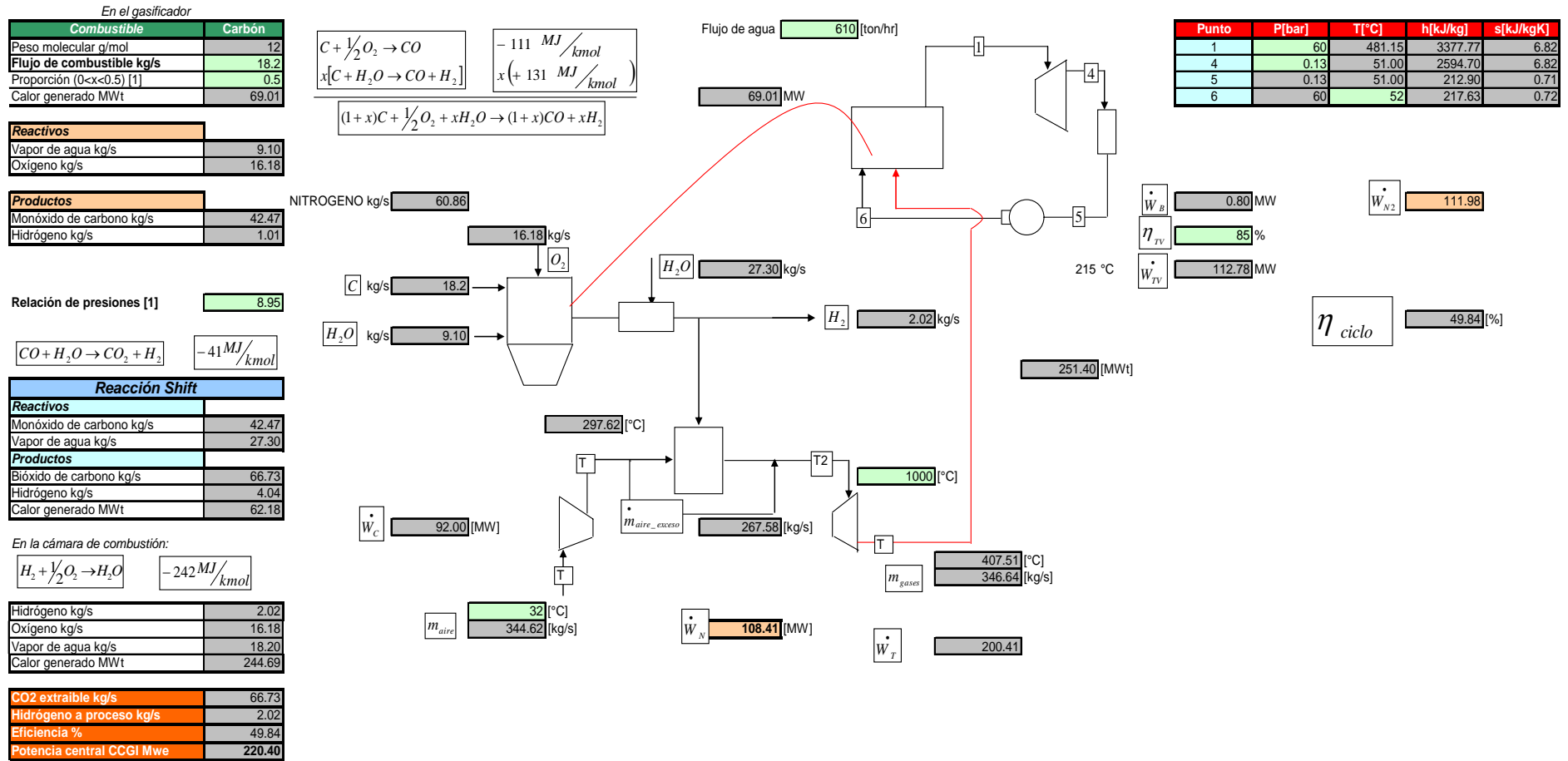


Fig. 4.6 Esquema del programa Excel que simula una central de CCGI con reacción Shift (Fuente: El autor)

kg/s [ton/hr]	X = 0.1		X = 0.2		X = 0.3		X = 0.4		X = 0.5	
1. Aire	84.8 [305.3]		76.7 [276.1]		69.8 [251.3]		64.5 [232.2]		60.5 [217.8]	
2. Nitrogeno	67 [241]		60.6 [218.2]		55.2 [198.6]		51 [183.8]		47.8 [172.4]	
3. Oxígeno	17.8 [64.2]		16.1 [58]		14.6 [52.8]		13.5 [48.8]		12.7 [45.8]	
4. Combustible	14.7 [52.9]		14.5 [52.2]		14.3 [51.5]		14.25 [51.3]		14.32 [51.5]	
5. Vapor	2 [7.2]		3.63 [13]		4.95 [17.8]		6.11 [22]		7.16 [25.7]	
6. Gas de síntesis:										
Hidrógeno	0.22 [0.8]		0.4 [1.45]		0.55 [1.98]		0.68 [2.45]		0.8 [2.8]	
Monóxido de carbono	34.3 [123.5]		33.8 [121.8]		33.3 [120]		33.3 [119.7]		33.4 [120.3]	
7. Calor del gasificador (MW)	120		102.4		85.5		69.6		54.3	
8. Aire en el compresor	494.7 [1781.2]		519 [1869]	32 (°C)	538 [1937]	32 (°C)	558.5 [2010]	32 (°C)	580.5 [2090]	32 (°C)
9. Aire a la cámara de combustión	101.8 [366.5]		107.4 [386]	297 (°C)	111.7 [402.3]	297 (°C)	116.3 [418.8]	297 (°C)	121.2 [436.4]	297 (°C)
10. Aire para enfriar gases	393 [1414.5]		411 [1482]	297 (°C)	426 [1534]	297 (°C)	442 [1591.8]	297 (°C)	459.3 [1653.7]	297 (°C)
11. Gases a la turbina	529.3 [1905.5]		553.5 [1992]	1000 (°C)	572 [2059]	1000 (°C)	592 [2132.6]	1000 (°C)	614.8 [2213]	1000 (°C)
12. Turbina de gas MWnet	145.3		151.5		156.2		161.4		167.2	
13. Calor de los gases de escape (MW)	89		93.1		96.3		99.7		103.5	
14. Condiciones del vapor a la entrada de la turbina de vapor	60 (bar)	635 (°C)	60 (bar)	600 (°C)	60 (bar)	562 (°C)	60 (bar)	527 (°)	60 (bar)	494 (°C)
15. Condiciones del vapor a la salida de la turbina	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)
16. Condiciones del líquido comprimido	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)
17. Condiciones del líquido presurizado	60 (bar)	51.3 (°C)	60 (bar)	51.3 (°C)	60 (bar)	51.3 (°C)	60 (bar)	51.3 (°C)	60 (bar)	51.3 (°C)
18. Turbina de vapor MWnet	75		69.3		63.25		58		53	
19. MWnet totales	220.3		220.8		219.45		219.4		220.2	
20. Eficiencia (%)	40.1		40.3		40.3		40.5		40.5	

Tabla 4.3 Balance de masa y energía de la central CCGI con diferentes proporciones estequiométricas “x”

kg/s [ton/hr]	X = 0.1		X = 0.2		X = 0.3		X = 0.4		X = 0.5	
1. Aire	126.9 [456.9]		115.8 [416.9]		108.2 [389.5]		101.6 [365.8]		96.5 [347.5]	
2. Nitrogeno	100.3 [361.2]		91.5 [329.5]		85.5 [307.5]		80.3 [289]		76.2 [274.5]	
3. Oxígeno	26.6 [96]		24.3 [87.6]		22.7 [81.8]		21.3 [76.8]		20.3 [73]	
4. Combustible	22 [79.2]		21.9 [78.8]		22.15 [79.7]		22.4 [80.6]		22.8 [82]	
5. Vapor para gasificación	3 [10.8]		5.48 [19.7]		7.6 [27.6]		9.6 [34.5]		11.4 [41]	
6. Gas de síntesis:										
Hidrógeno	0.33 [1.2]		0.61 [2.2]		0.85 [3]		1.1 [3.8]		1.27 [4.56]	
Monóxido de carbono	51.3 [184.8]		51.1 [184]		51.7 [186]		52.3 [188.14]		53.2 [191.5]	
7. Calor del gasificador (MW)	179.5		154.7		132.3		109.4		86.5	
8. Vapor para la reacción "shift"	33 [118.8]		32.9 [118.3]		33.2 [119.6]		33.6 [121]		34.2 [123.1]	
9. Gas de síntesis con reacción "shift"										
Hidrógeno	4 [14.4]		4.26 [15.33]		4.54 [16.3]		4.8 [17.3]		5.1 [18.2]	
Bióxido de carbono	80.6 [290.4]		80.3 [289]		81.2 [292]		82.1 [295.6]		83.6 [301]	
10. Hidrógeno a proceso	2 [7.2]		2.13 [7.6]		2.27 [8.1]		2.4 [8.64]		2.53 [9.12]	
11. Aire en el compresor	340.8 [1227]	32 (°C)	362.9 [1306.3]	32 (°C)	387 [1394]	32 (°C)	409 [1472]	32 (°C)	431.7 [1554.2]	32 (°C)
12. Aire a la cámara de combustión	76.2 [274.3]	297 (°C)	81.1 [292]	297 (°C)	86.5 [311.5]	297 (°C)	91.4 [329]	297 (°C)	96.5 [347.5]	297 (°C)
13. Aire para enfriar gases	264.6 [952.7]	297 (°C)	281.7 (1014.1)	297 (°C)	306 [1082.2]	297 (°C)	317.5 [1143.3]	297 (°C)	335 [1206.8]	297 (°C)
14. Gases a la turbina	342.8 [1234.2]	1000 (°C)	365 (1314)	1000 (°C)	389.5 [1402]	1000 (°C)	411 [1481]	1000 (°C)	434.3 [1563.3]	1000 (°C)
15. Turbina de gas MWnet	120.4		128.2		136.8		144.5		152.5	
16. Calor de los gases de escape (MW)	87.8		93.5		99.8		105.4		111.3	
17. Condiciones del vapor a la entrada de la turbina de vapor	60 (bar)	595 (°C)	60 (bar)	558 (°C)	60 (bar)	525 (°)	60 (bar)	489 (°C)	60 (bar)	454 (°)C
18. Condiciones del vapor a la salida de la turbina	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)
19. Condiciones del líquido comprimido	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)	0.13 (bar)	50 (°C)
20. Condiciones del líquido presurizado	60 (bar)	51.1 (°C)	60 (bar)	51.1 (°C)	60 (bar)	51.1 (°C)	60 (bar)	51.1 (°C)	60 (bar)	51.1 (°C)
21. Turbina de vapor MWnet	99.7		91.1		83.8		75.8		67.9	
22. MWnet totales	220.1		219.3		220.6		220.3		220.4	
23. Eficiencia (%)	40		40.5		41.1		41.6		42.1	

Tabla 4.4 Balance de masa y de energía de la central CCGI con reacción Shift y diferentes proporciones estequiométricas "x".

4.4 Propuestas de modificación en el CCGI

Debido a la flexibilidad de las CCGI

4.4.1 Inyección directa del CO₂ e H₂ a la turbina de gas

Una variante que se puede presentar en la CCGI con Shift es utilizar el gas de CO₂ e H₂ en el compresor del ciclo Brayton. La ventaja que presenta es la posibilidad de obtener energía por la combustión del H₂ y una vez que el gas ha generado la potencia en la turbina de gas, los gases de escape son vapor de agua (H₂O) y bióxido de carbono (CO₂). Después de este proceso es posible utilizar las técnicas de secuestro de CO₂ que ya se mencionaron anteriormente.

A manera de ejemplo, suponiendo que se obtienen 5.1 kg/seg de H₂ y 83.6 kg/seg de CO₂ con la reacción shift (como en el caso de x = 0.5 de la tabla 4.4), al quemar 1.5 kg/seg de H₂ en la cámara de combustión, se liberan 181.5 MWt. Este calor elevaría los gases de combustión de 298 °C a 1600 °C.

Reactivos	
Monóxido de carbono kg/s	53.20
Vapor de agua kg/s	34.20
Productos	
Bióxido de carbono kg/s	83.60
Hidrógeno kg/s	5.07
T0 (°C)	32.00
T1 (°C)	297.62

En la cámara de combustión

Hidrógeno de combustión kg/s	1.50
Aire kg/s	32.14
Calor de combustión MWt	181.50
T2 (°C)	1606.30
T3 (°C)	928.69
TV MWe	91.20
Compresor MWe	27.04
Potencia neta MWe	64.17

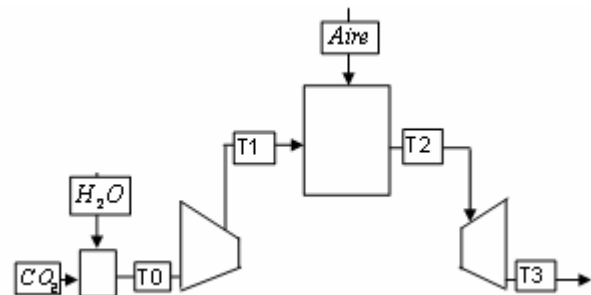


Fig. 4.7 Inyección directa de CO₂ e H₂ en el compresor del ciclo Brayton
(Fuente: El autor)

Una vez que los gases han producido energía en la turbina de gas, la composición química de los mismos sería básicamente vapor de agua y CO₂, siendo posible el aprovechamiento del calor de estos gases para utilizarlo en el recalentamiento del vapor de agua de trabajo del ciclo Rankine y una vez que el gas se ha enfriado, utilizar alguna técnica para secuestrar el CO₂.

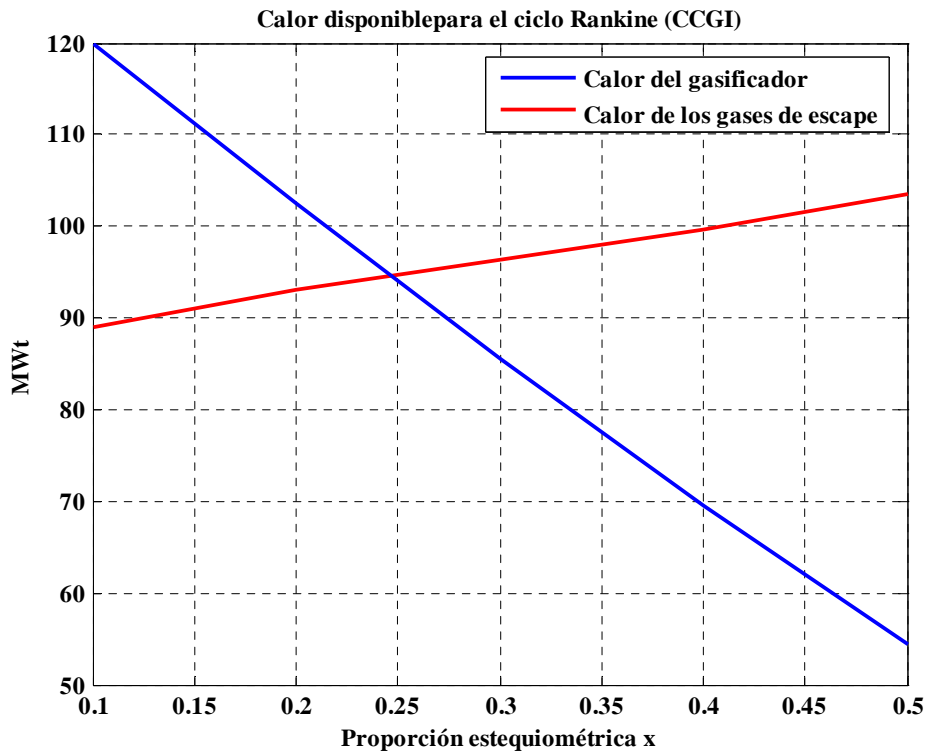
Capítulo V. Análisis de resultados y conclusiones

5.1 Análisis de resultados

Las tablas 4.3 y 4.4 conforman los resultados que se obtienen mediante el uso del programa creado en Excel, utilizando una determinada cantidad de combustible para producir 220 MWe netos y variando la constante de proporción estequiométrica “x” de las reacciones que ocurren en el gasificador.

A manera de recordatorio, en la sección 4.2.1 se explicó que del combustible proporcionado para gasificarse, sólo el carbón presente en éste es aprovechable para la gasificación, dejando todos los demás componentes como azufre, humedad, cenizas, etc, fuera del análisis. Al aumentar la cantidad de combustible para generar el gas de síntesis, aumenta la cantidad de H₂ producido, pero aumenta la demanda de vapor de agua y aumenta la cantidad de energía necesarios para la reacción, como se aprecia en la reacción de gasificación (4.4).

La tabla 4.3 muestra el comportamiento de una central CCGI en la que se varía la proporción estequiométrica “x” desde 0.1 hasta 0.5, este valor significa que si se consume 1 mol de carbón para hacer la combustión parcial y obtener CO, se consumirá de 0.1 a 0.5 mol de vapor para generar el gas de síntesis (CO e H₂). En la primera columna se maneja una proporción estequiométrica x = 0.1, la segunda columna maneja una proporción x = 0.2 y así sucesivamente hasta llegar a la quinta columna con x = 0.5.



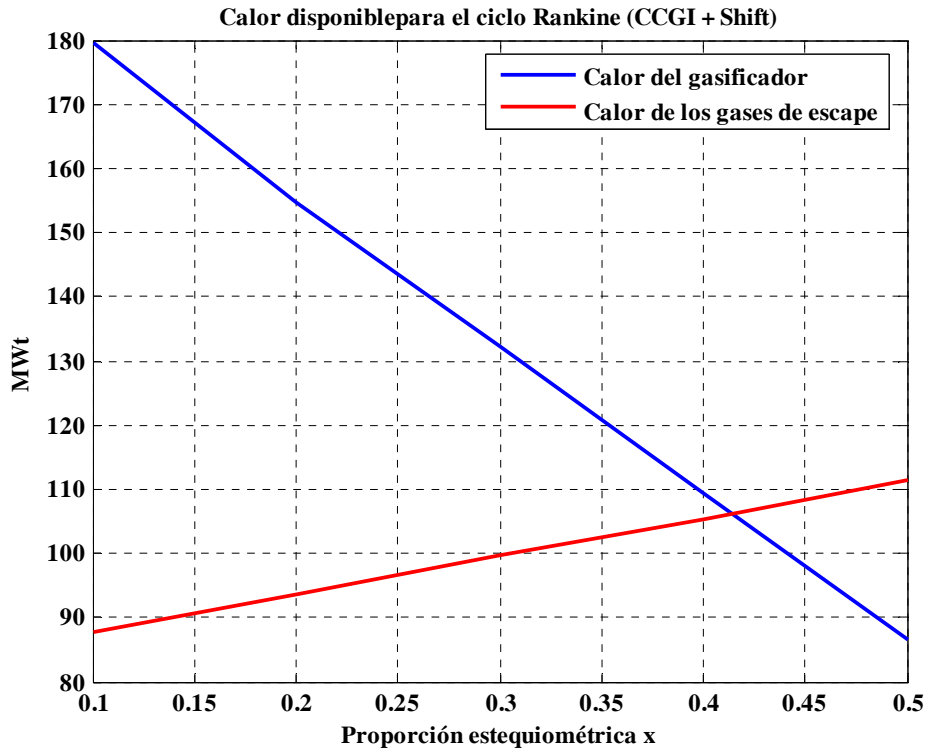


Fig. 5.1 Calor disponible para el ciclo Rankine en las configuraciones CCGI y CCGI + Shift

Si se grafica el calor disponible en el recuperador de vapor para el ciclo Rankine se obtienen los resultados mostrados en la figura 5.1. Por un lado, es posible apreciar que para la configuración de una central CCGI, la suma del calor proporcionado por el gasificador y el calor aprovechable de los gases de escape es menor que en la configuración de una central CCGI con reacción Shift. Esto se explica por el hecho de que en la configuración con reacción Shift, el consumo de combustible para mantener la generación de 220MW es mayor que en el esquema CCGI, lo que provoca que exista una mayor cantidad de calor disponible por parte del gasificador.

Este aumento de calor del gasificador en la configuración CCGI con Shift provoca que la potencia generada por la turbina de vapor sea mayor con respecto a la potencia de esa misma turbina en la configuración CCGI, sin embargo en la configuración CCGI con reacción Shift, el combustible introducido a la turbina de gas es únicamente la mitad del H_2 generado por la reacción shift, a diferencia del CO e H_2 introducido en la configuración CCGI, lo que se traduce en una disminución de la potencia generada por la turbina de gas en el esquema CCGI con Shift con respecto al esquema CCGI tradicional, como se muestra en la figuras 5.2 y 5.3.

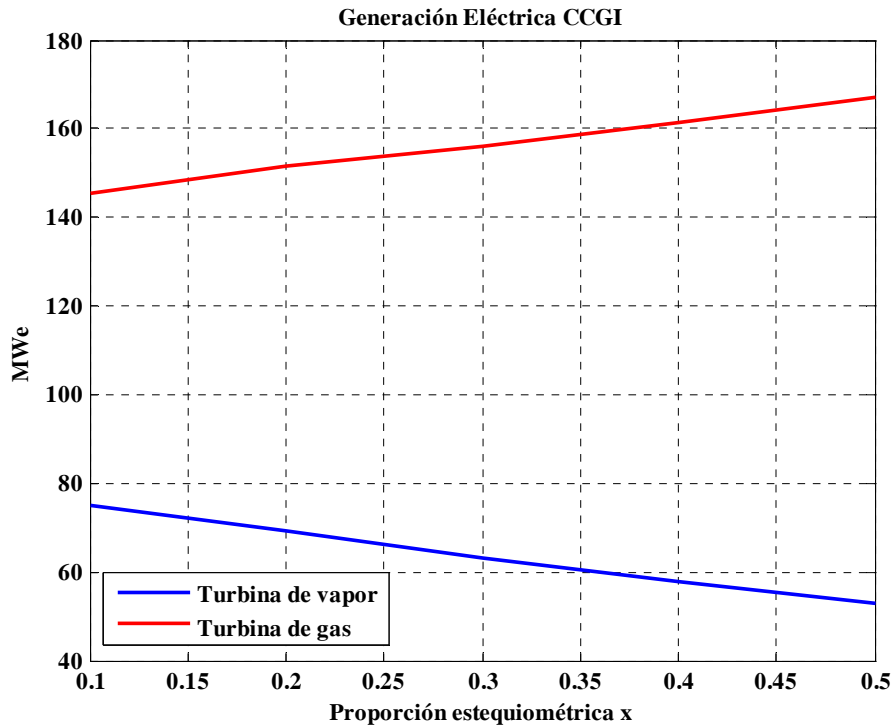


Fig. 5.2 Potencia generada por la turbina de gas (TG) y la turbina de vapor (TV) en la central CCGI

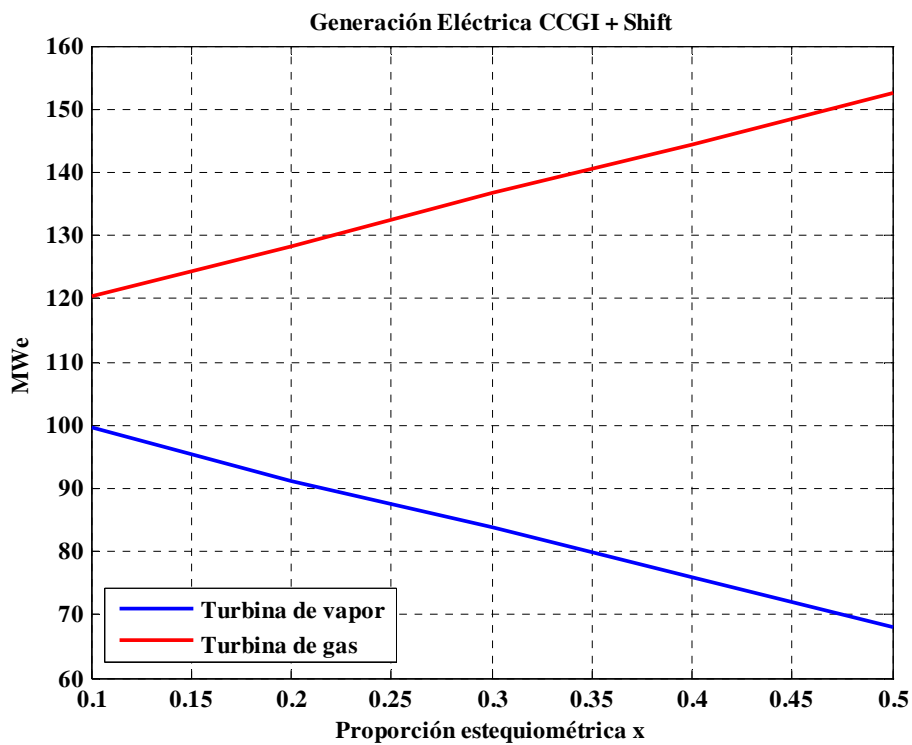


Fig. 5.3 Potencia generada por la turbina de gas (TG) y la turbina de vapor (TV) en la central CCGI con reacción Shift

Por otro lado, las figuras 5.4 y 5.5 muestran el consumo de los diferentes reactivos que se llevan a cabo en el gasificador para los casos de la central CCGI y de la central CCGI con reacción Shift.

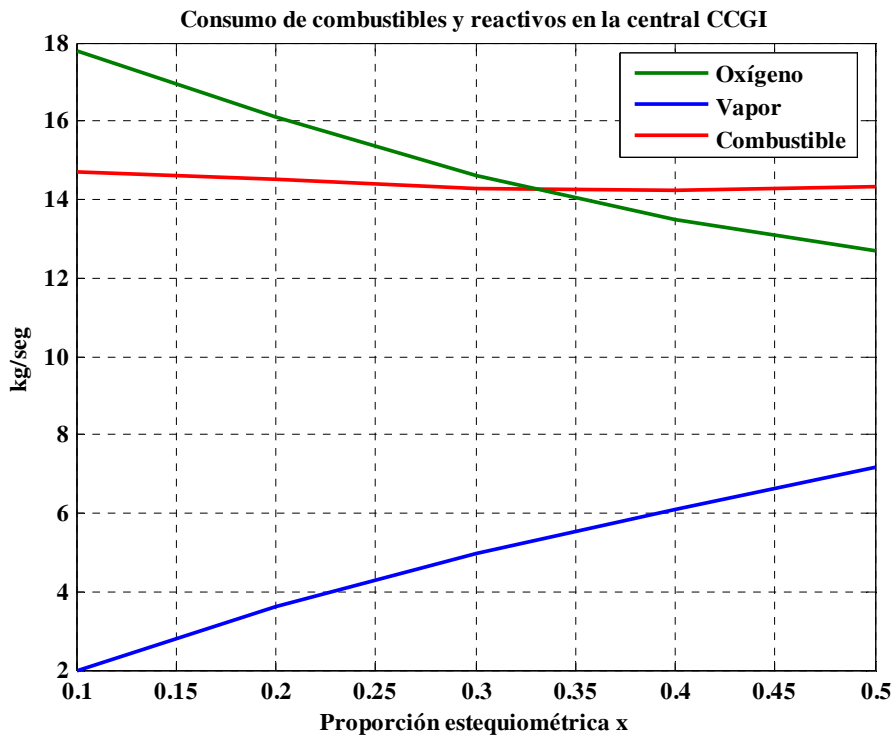


Fig. 5.4 Consumo de combustibles y reactivos en la central CCGI

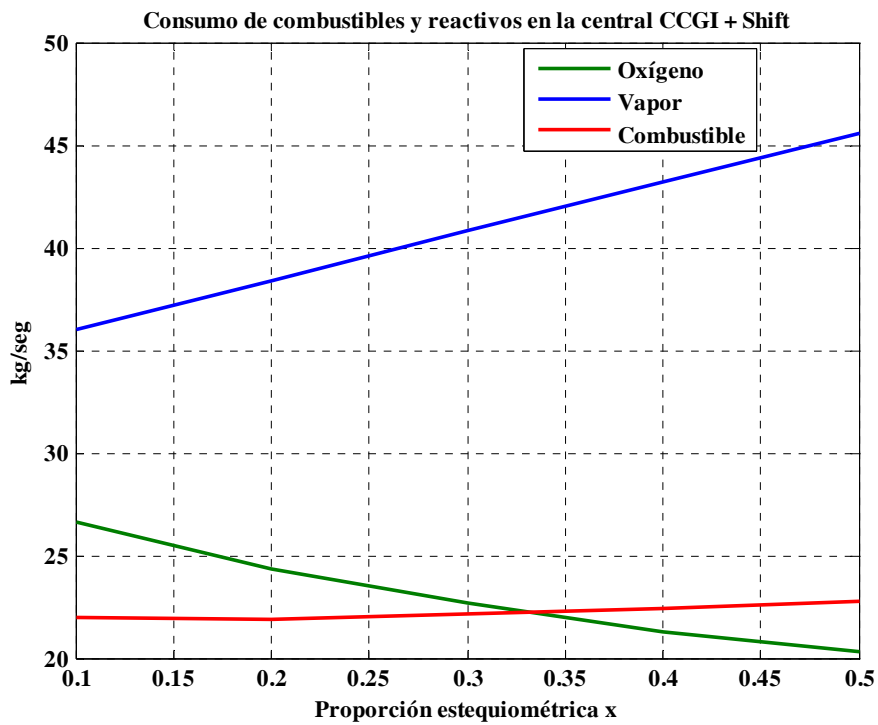


Fig. 5.5 Consumo de combustible y reactivos en la central CCGI + Shift

La figura 5.5 muestra que el consumo de vapor se incrementa considerablemente cuando se agrega la reacción Shift al gas de síntesis. Del mismo modo, en el esquema CCGI + Shift aumenta el consumo de combustible y por lo tanto el consumo de

oxígeno. Este aumento en el consumo de combustible se debe a que en el esquema CCGI + Shift el único combustible que se utiliza en la turbina de gas es el H₂ y se genera una menor potencia con la turbina de gas que con el esquema CCGI. En el esquema CCGI la turbina de gas quema CO e H₂, ambos compuestos liberan energía. Por lo tanto, para que se pueda seguir manteniendo la potencia total del ciclo de 220 MWe es necesario introducir una mayor cantidad de combustible en el gasificador cuando se tiene la configuración CCGI con Shift. La diferencia en el consumo de combustible en las dos configuraciones se muestra en la figura 5.6

El exceso de hidrógeno que se produce por medio de la reacción Shift permite que se extraiga una cierta cantidad para utilizarlo en algún proceso industrial. En el caso de la simulación, la mitad del hidrógeno generado se utiliza como combustible en la turbina de gas y la otra mitad se extrae para venderse o utilizarse como subproducto, por ejemplo como combustible para celdas de hidrógeno. Del mismo modo, gracias a la reacción shift se genera bióxido de carbono el cual es secuestrado para su posterior inyección en pozos petroleros o depósitos geológicos como minas.

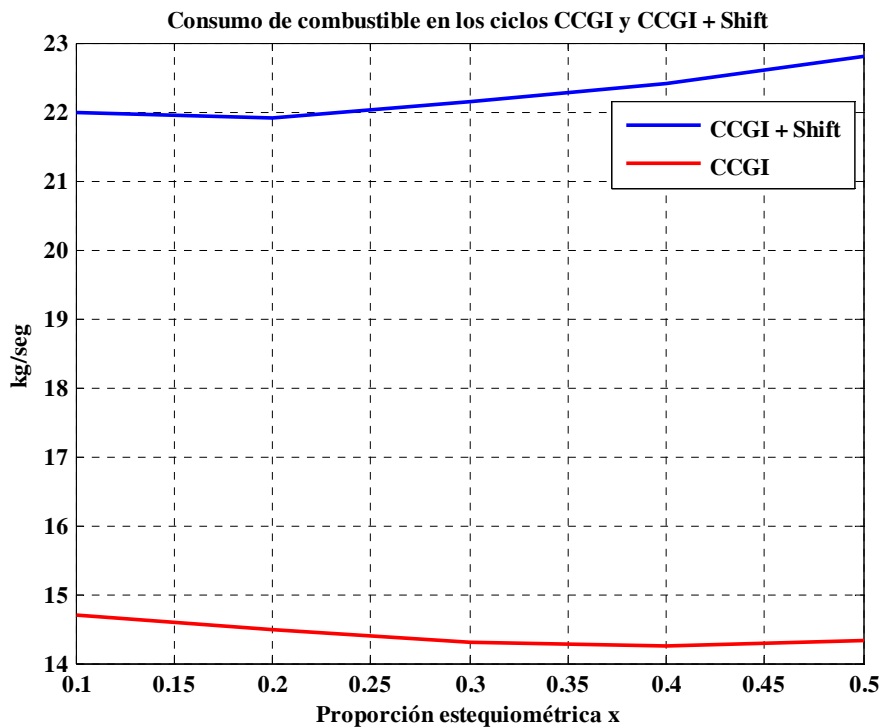


Fig. 5.6 Consumo de combustible en el ciclo CCGI y CCGI con reacción Shift

El objetivo de utilizar la reacción shift en el proceso es tener la posibilidad de secuestrar el CO₂ generado y obtener una mayor cantidad de H₂. Parte de este H₂ puede ser extraído para venderse como un subproducto, ya sea para algún proceso químico o bien como combustible en celdas de hidrógeno. El CO₂ que se puede secuestrar y el H₂ que es posible de vender se muestran en las figuras 5.7 y 5.8, respectivamente.

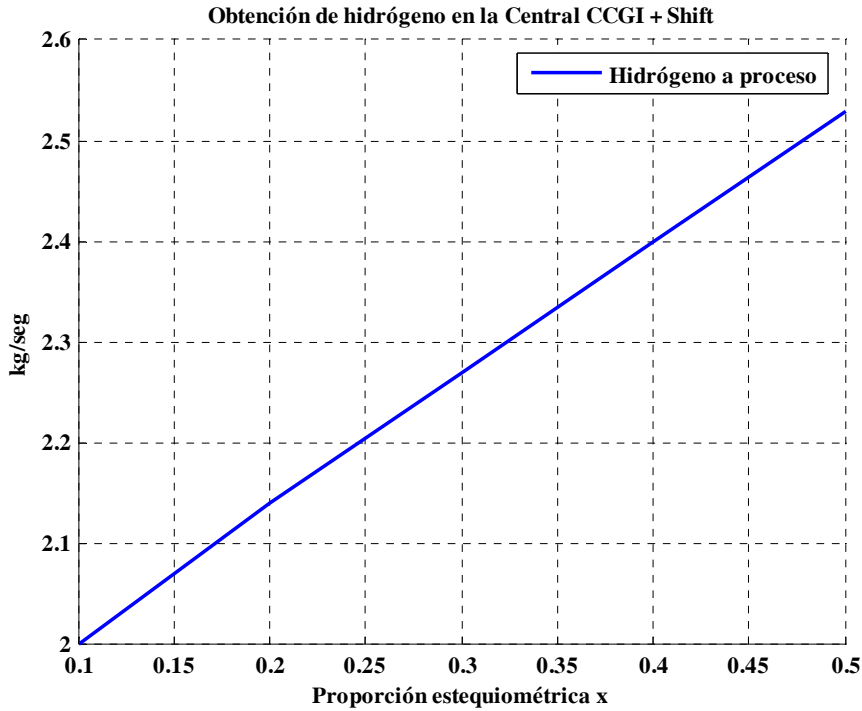


Fig. 5.7 Hidrógeno disponible como subproducto

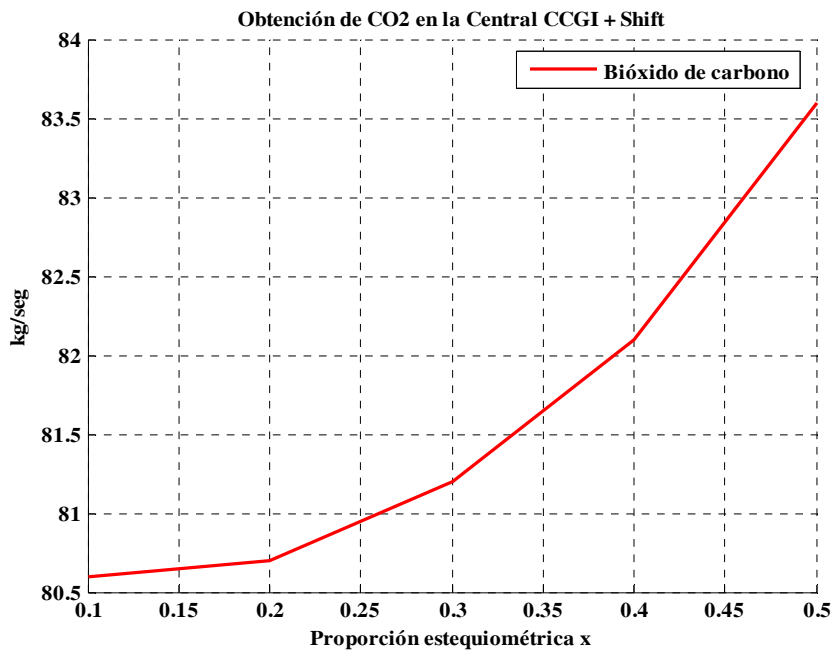


Fig. 5.8 CO₂ disponible para secuestro

5.2 Conclusiones

En esta tesis se tomaron como punto de partida los datos técnicos de la central de ciclo combinado Valladolid (solo para facilitar los cálculos, pudiéndose haber elegido cualquier otra) y se diseñó un programa de cómputo que tomara en cuenta solamente los componentes principales del ciclo, para mantener la simplicidad del análisis. Con estas herramientas, y tomando en todos los casos un mismo combustible hipotético se realizó

un análisis del comportamiento termodinámico de una repotenciación de un ciclo combinado de gas natural (CCGN) a una de ciclo combinado con gasificador integrado (CCGI) y el reacomodo del ciclo agregándole un reactor shift. Los resultados fueron los siguientes.

1. Transformar una CCGN, tipo Valladolid, en una CCGI para poder quemar combustible sucio y barato (por ejemplo coque de petróleo) es algo técnicamente viable y no muy complicado de realizar. Se requiere instalar un gasificador de combustible con su correspondiente unidad separadora de aire. Este gasificador será el que produzca el gas de síntesis para alimentar el ciclo combinado, en lugar del gas natural. La turbina a gas prácticamente no sufre modificaciones, solo algunas adaptaciones en la cámara de combustión. Sin embargo, la componente vapor deberá ser ampliada ya que debido al bajo poder calorífico del gas de síntesis y a la enorme cantidad de calor que se produce en el gasificador, se tendrá más vapor que en el caso del ciclo combinado original. La conclusión lógica es agregar otra turbina de vapor que utilice el exceso de calor descrito. Un diseño adecuado de esta ampliación permitiría operar el recuperador de calor original con muy pequeñas modificaciones.
2. Agregarle al CCGI un reactor shift para transformar todo el gas de síntesis ($\text{CO} + \text{H}_2$) en un nuevo gas caliente ($\text{CO}_2 + \text{H}_2$) inyectándole vapor de agua al reactor se obtienen estos dos gases con un alto grado de pureza. De aquí en adelante se pueden aplicar dos técnicas diferentes para su aprovechamiento. La primera es separando el CO_2 del H_2 . El Hidrógeno se envía a la turbogas para su combustión con aire, dando como resultado unos gases de escape que prácticamente no contienen CO_2 . Las modificaciones que requiere la turbina de gas para operar de esta forma no son significativas, en la actualidad, varios fabricantes han probado esta técnica. El CO_2 separado se puede utilizar para recuperación secundaria en campos petroleros o bien secuestrarlo o almacenarlo para evitar su descarga a la atmósfera con el consecuente efecto de invernadero. La otra técnica que se ve como promisoría es utilizar el gas ($\text{CO}_2 + \text{H}_2$) proveniente del reactor, directamente en la turbina a gas, inyectándole la dosis exacta de oxígeno para completar la combustión del hidrógeno. De esta manera los gases de escape serán CO_2 y vapor de agua. Sin embargo, se deberán tener consideraciones especiales en los materiales utilizados en el recuperador de vapor debido a la naturaleza corrosiva de los gases. Esta corriente de gases de escape se puede usar para recuperación secundaria en campos petroleros o para almacenamiento y secuestro de CO_2 .
3. Manejando adecuadamente la cantidad de combustible que se inyecta al gasificador, en este ciclo con reactor shift se puede obtener un excedente de hidrógeno para ser utilizado en alguna planta petroquímica o directamente en celdas de combustible. En las tablas 4.3 y 4.4 se muestran los volúmenes de hidrógeno excedente que se pueden obtener para distintas cargas de combustible y distintos valores estequiométricos "x".
4. La producción de oxígeno en la unidad separadora de aire conlleva una abundante producción de nitrógeno bastante puro. Este gas se puede utilizar en la recuperación secundaria en pozos petroleros, al estilo Cantarell, o bien en la industria de fertilizantes para producir amoníaco (NH_3). Otra posibilidad de

utilización para el bióxido de carbono es la inyección de CO₂ para obtener metano a partir del carbón, proceso conocido como *enhanced coal bed methane (ECBM)*, que ofrece la posibilidad de extraer más metano del carbón y ser un almacén permanente del CO₂.

5. Finalmente, en las tablas 4.3 y 4.4 se muestra en forma cuantitativa la cantidad de gases (CO₂, H₂ y N₂) que se pueden obtener de un proceso de CCGI diseñado adecuadamente.

Como trabajo a futuro, sería conveniente repetir todo el ejercicio aquí descrito con un programa de cómputo más completo que el desarrollado por el autor de esta tesis y que tome en cuenta todas las extracciones, purgas, pérdidas y circuitos secundarios y que además se le alimente con las características reales de los diferentes combustibles que se quieran probar. Del mismo modo, sería conveniente realizar un estudio económico detallado que permita establecer los escenarios en los que una central de CCGI es más competitiva que una central de ciclo combinado con gas natural CCGN.

Estos esquemas de cogeneración pueden ser aplicados en las refinerías petroleras de PEMEX donde el combustible sean los residuos pesados y los gases producidos tengan utilidad inmediata, ya sea en las refinerías o en la recuperación secundaria de los campos petroleros.

Glosario y abreviaturas.

ASU *Air Separation Unit*, Unidad Separadora de Aire.

API *American Petroleum Institute*, parámetro internacional que diferencia las densidades del crudo.

Aceite crudo	Densidad (g/ cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Calor latente Es la energía absorbida por las sustancias al cambiar de estado, de sólido a líquido (calor latente de fusión) o de líquido a gaseoso (calor latente de vaporización).

Calor sensible Se denomina calor sensible al que aplicado a una sustancia hace subir su temperatura.

Carbón El carbón es un mineral de origen orgánico, de color negro y combustible, muy rico en carbono. Existen diferentes tipos de carbones minerales en función del grado de carbonificación que haya experimentado la materia vegetal que originó el carbón. El rango de un carbón mineral se determina en función de criterios tales como su contenido en materia volátil, contenido en carbono fijo, humedad, poder calorífico, etc. Existen varias clasificaciones de los carbones según su rango. Una de las más utilizadas divide a los carbones de mayor a menor rango en:

- Antracita
- Bituminoso bajo en volátiles
- Bituminoso medio en volátiles
- Bituminoso alto en volátiles
- Sub-bituminoso
- Lignito
- Turba

CCGI Centrales de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada.

Petcoke Coque de petróleo, producto sólido, muy cargado de carbono (hasta 95%), de densidad próxima a 1200kg/m³, color entre pardo oscuro y gris negro y estructura celular o granular (sirve para la fabricación de electrodos de grafito artificial, abrasivos, pigmentos, y como combustible).

COS	<i>Carbonyl sulfide</i> , sulfuro de carbonilo.
DEA	Dietanolamina, compuesto químico orgánico formado por una amina secundaria y un dialcohol.
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> , Agencia de Protección Ambiental.
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i> , Instituto de Investigación Eléctrica.
Gt	Giga toneladas, 10^9 toneladas.
MEA	Monoetanolamina, compuesto químico orgánico formado por una amina primaria y un alcohol, utilizado en forma acuosa para limpiar gases ácidos.
Mmtoe	<i>Million tons of oil equivalent</i> , Millones de toneladas de petróleo equivalente.
MPa	Mega pascales, 10^6 Pascales.
Mt	Millones de toneladas, 10^6 toneladas.
MWe	Megawatts eléctricos.
MWt	Megawatts térmicos.
NETL	<i>Nacional Energy Technology Laboratory</i> , Laboratorio Nacional de Tecnología de la Energía.
Nm ³	El metro cúbico normal es la expresión usual para medir el volumen de un gas a 0°C y 1 atmósfera de presión y utilizando la definición de que existe 0.02214 Nm ³ por gramo-mol de cualquier gas.
NOx	<i>Nitrogen oxides</i> , Óxidos de nitrógeno.
PCC	<i>Pulverised Coal Combustion</i> , Centrales carboeléctricas.
TEA	Trietanolamina, compuesto químico orgánico formado por una amina terciaria y un trialcohol.
US DOE	<i>United States Department of Energy</i> , Departamento de Energía de Estados Unidos.

Referencias.

Bibliográficas

- AAPG/AMGP Hedberg Research Conference, Heavy Oil: Origin, Prediction and Production in Deepwaters, Poster presentation, *Gasification of heavy oils to produce electricity and hydrogen*, Gerardo Hiriart and Oscar Vera, October 8, 2006, Veracruz, México.
- Abadie Luis, Chamorro José, “*Valuing flexibility: The case of an Integrated Gasification Combined Cycle power plant*”, Departamento de Fundamentos del análisis económico, University of the Basque country, Spain.
- Adams Deborah, “*Utilisation of CFBC and IGCC residues*”, IEA Clean Coal Centre, United Kingdom, 2004, CCC/93, p. 21-23.
- Cengel Yunus y Boles Michael, “*Termodinámica*”, Ed. Mc Graw-Hill, ISBN 970-10-5611-6, México, 2002, p. 583-588.
- Cicconardi S., Perna A., Spazzafumo G., “*Integrated coal gasification for cogeneration of power and hydrogen*”, Department of Industrial Engineering, University of Cassino, Italy.
- Cohen H., Rogers G., Saravanamuttoo H., “*Gas Turbine Theory*”, T. J. Press, Padstow, Cornwall; 4 edition (1996), ISBN: 0-582-23632-0, 427 páginas.
- Collot Anne-Gaëlle, “*Prospects for hydrogen from coal*”, IEA Clean Coal Centre, United Kingdom, 2003, CCC/78, p. 36-37.
- Comunicación personal con José Manuel Muñoz (2006), Asesor de la subdirección de Generación de la Comisión Federal de Electricidad.
- Couch Gordon, “*Competitive situation of coal for power generation*”, IEA Clean Coal Centre, United Kingdom, 2004, CCC/84, p. 40-42.
- Couch Gordon, “*Coal upgrading to reduce CO₂ emissions*”, IEA Clean Coal Centre, United Kingdom, 2002, CCC/67, p. 37.
- “*Estado y Desarrollo de Gasificación para el Sector Eléctrico*”, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Procesos Térmicos, Informe IIE/44/12585/I001/P.
- Fernández M. Manuel y Alcaraz Agustín, “*Gasificación integrada a ciclos combinados*”, Boletín IIE, noviembre-diciembre 2001, p.283-288
- Fernando Rohan, “*Current design and construction of coal-fired power plant*”, IEA Clean Coal Centre, United Kingdom, 2004, CCC/90, p. 8-10.

- Gray David y Tomlinson Glen, “*Opportunities for petroleum coke gasification under tighter sulfur limits for transportation fuels*”, Gasification Technologies Conference, San Francisco California, October 2000.
- Hannemann F., Koestlin B., Zimmermann G., Haupt G., “*Hydrogen and Syngas combustion: Precondition for IGCC and ZEIGCC*”, 17 de Junio del 2005.
- Higman C., Van der Burgt M., “*Gasification*”, Gulf Professional Publishing; 1 edition (2003), ISBN: 0-7506-7707-4, 391 páginas.
- Hiriart G., Beltrán H., “*Costo nivelado de la generación en una central de ciclo combinado con gasificador integrado (CCGI)*”, en: Memorias de la VII Conferencia Anual de la AMEE, Ciudad de México, Noviembre 2004.
- Hiriart G., Beltrán H., Espíndola S., “*Perspectivas de la gasificación de combustibles*”, en: Memorias de la VIII Conferencia Anual de la AMEE, Ciudad de México, Noviembre, 2005.
- Hiriart G., Vera O., “*Gasificación de combustibles pesados para producir energía eléctrica e hidrógeno*”, en: Memorias de la IX Conferencia Anual de la AMEE, Ciudad de México, Noviembre, 2006.
- Mangold, Muradaz, et. al., “*Coal Liquefaction and Gasification Technologies*”, Ann Arbor Science, United States of America, 1982, 259 páginas.
- Pembina Institute, *Appendix: A comparison of Combustion Technologies for Electricity Generation*, July 24, 2001.
- Programa de Obras e Inversiones del sector eléctrico 2005-2014, CFE, Subdirección de Programación, Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos.
- Rezaiyan J., Cheremisinoff N. P., “*Gasification Technologies: A primer for Engineers and Scientists*”, Taylor & Francis; 1 edition (2005), ISBN: 0-8247-2247-7, 336 páginas.
- Starr F., Tzimas E., Peteves S., “*Criticals factors in the design, operation and economics of coal gasification plants: The case of the flexible co-production of hydrogen and electricity*”, DG Joint Research Centre, Institute for Energy, The Netherlands.
- “*The Wabash River coal gasification repowering project, an update*”, U. S. Department of energy and Wabash River Coal Gasification Project Joint Venture, Topical Report number 20, September 2000.
- Williams A., Pourkashanian M., Jones J. M., Skorupska N., “*Combustion and gasification of coal*”, Taylor & Francis; 1 edition (2000), ISBN: 1-56032-549-6, 263 páginas.

REVISTAS

- Energía a debate, “*Nuclear y carbón: dos opciones de diversificación para México*”, Año 4, Tomo IV, enero-febrero 2007, p.11
- Energía a debate, “*Cogeneración con residuales en Pemex, un proyecto con sentido*”, Año 4, Tomo IV, enero-febrero 2007, p. 18-20.

INTERNET

- <http://www.cfe.gob.mx>
- http://www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/publications/Clean_Coal_Topical_Reports/topical20.pdf
- http://www.pemex.com/files/content/DCF_reservas_e_060316.pdf
- <http://www.sener.gob.mx>
- DOE- Fossil Energy
<http://www.fossil.energy.gov/>
- Informe anual PEMEX (2005)
<http://www.pemex.com/files/content/ACFDGEfXaO2v.pdf>