

Resumen

El presente trabajo analiza el proceso de gasificación acoplado a un ciclo combinado, con la finalidad de producir energía eléctrica, para lo cual se utilizan como combustibles el carbón, el coque de petróleo y los residuos sólidos municipales. El análisis matemático se realiza a través de la modelación de las ecuaciones químicas y termodinámicas que lo describen. Se resuelve el modelo haciendo variar los parámetros que describen el mecanismo de gasificación (presión, temperatura y los flujos de combustible, oxígeno y agua), y definiendo la concentración máxima de los gases de escape de la turbina de gas del ciclo combinado. Se maximiza la potencia producida encontrándose de esta forma la relación óptima entre los flujos de combustible, agua y oxígeno, que dan como resultado costos de energía eléctrica del orden de 0.044 \$/kWh para el coque de petróleo, del 0.047 \$/kWh para el carbón y 0.063 \$/kWh para los residuos sólidos municipales clasificados. A través del costo de la energía se demuestra que la basura debe someterse a un proceso de clasificación previa a la gasificación a fin hacer el proceso rentable desde el punto de vista económico.

Una vez obtenidos los valores óptimos de operación del ciclo de gasificación se analiza su comportamiento ante variaciones o perturbaciones, de lo cual se desprende que el vapor de agua posee gran influencia en la dinámica del sistema, y que el oxígeno produce grandes cambios en la concentración del gas de síntesis. Se muestran además otros resultados de interés ligados a los ciclos de cogeneración.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción

La amplia disposición y el bajo costo de combustibles como el carbón, el coque de petróleo y los residuos sólidos metropolitanos (RSM), comparados con los derivados del petróleo, han llevado a la industria a desarrollar maneras cada vez más óptimas y limpias de transformarlos en energía y productos de utilidad. Es de esta manera como la gasificación, que se define como la transformación química de los reactivos (combustible, agua y oxígeno) controlando la cantidad de oxígeno presente, se utiliza para obtener un gas de Síntesis o “Syngas”, que es un combustible gaseoso que puede ser utilizado por las plantas eléctricas y la industria química como materia prima.

Los combustibles derivados del petróleo causan contaminación tanto al usarlos como al producirlos y transportarlos. Uno de los problemas más estudiados en la actualidad es el que surge de la inmensa cantidad de CO₂ que se emite a la atmósfera al quemar los combustibles fósiles. Como sabemos, este gas tiene un importante efecto invernadero que podría estar provocando un calentamiento global de todo el planeta. Estos y otros problemas han causado que el número de programas de investigación y desarrollo sobre la gasificación se hayan aumentado en los últimos años.

Por ello la presente tesis tiene como finalidad realizar un análisis del mecanismo de gasificación del carbón, coque de petróleo y de los residuos sólidos municipales, desde un punto de vista cuantitativo y cualitativo.

1.2 Antecedentes

A principios de la década de 1890, las lámparas incandescentes iluminaban las calles de muchas ciudades de Estados Unidos, alimentadas por un combustible llamado “town gas”. Este gas provenía de una forma rudimentaria de la gasificación del carbón (el “town gas” fue utilizado extensamente en varias partes del mundo como China y otros países de Asia). Una vez descubiertos grandes yacimientos de gas natural en las décadas de 1940 y 1950 e instaladas redes de distribución para transportarlo a los consumidores, el uso del “town gas” fue dejado de lado.

En la década de 1970 el interés por la gasificación revivió tanto que las compañías proveedoras de gas natural vieron sus intereses afectados. La planta de gasificación de carbón de Beulah en North Dakota, fue construida con el apoyo del gobierno federal de los EE. UU. para producir metano (el principal constituyente del gas natural), a partir de la gasificación de carbón. El gas producido podía ser llevado a través de las tuberías de distribución existentes. Cuando el gobierno levantó el control sobre el precio del gas, grandes cantidades de gas natural fueron accesibles y ninguna otra instalación de gasificación para producir metano fue construida en Estados Unidos.

Razones de índole medio ambiental llevaron en las décadas de 1980 y 1990 a despertar el interés por el proceso de gasificación de carbón como medio de producir energía de forma limpia y económica. El mayor uso de la gasificación para producir energía eléctrica hasta entonces se dio en Estados Unidos a mediados de 1980 al sureste de California cerca de

Barstow en el “Edison’s Experimental Cool Water Project”. Los 100 Megawatt de la planta de Cool Water establecieron las bases de la futura tecnología de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI).

La tecnología de gasificación tuvo la oportunidad de probar sus conceptos a gran escala de forma comercial en la década de 1990 cuando el Departamento de Energía de Estados Unidos decidió apoyar un proyecto a través de ayuda impositiva para desarrollar la primera planta de CCGI en Estados Unidos. La planta de “Wabash River” fue el primer proyecto de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (CCGI) de tamaño comercial en Estados Unidos. Localizado a las afueras de West Terre Haute, Indiana la planta comenzó operaciones en 1995. La planta genera 292 Megawatts de los cuales 262 Megawatts son alimentados a la red eléctrica.

La planta de “Polk Power Station” cerca de Mulberry Florida fue la primera en ser amigable con el ambiente, construida como un ciclo combinado. Capaz de generar 313 Megawatts de electricidad, de los cuales 250 Megawatts son alimentados a la red eléctrica, la planta es una de las más limpias del mundo. La tecnología de limpieza de los gases de síntesis remueve el 98% del azufre, convirtiéndolo luego en un producto de valor comercial.

Plantas de gasificación de coque con tecnología CCGI

El proceso de gasificación de coque de petróleo ha sido utilizado por más de 50 años. Por ejemplo, la planta de Ube Ammonia en Japón es la más antigua instalación comercial en operar con coque de petróleo. Fue diseñada originalmente para funcionar con carbón, pero el precio atractivo del coque de petróleo en Japón hizo que se cambiara el combustible de alimentación. En 1996 Texaco inicio su propia instalación de gasificación en la refinería El Dorado cerca de Wichita, Kansas. La instalación fue diseñada para suplir un tercio de las necesidades de la refinería a través de la cogeneración, la planta produce 35 Megawatts y 82,000 kg/hr de vapor.

A mediados de 1997 se puso en línea la planta de Elcogas en Puertollano, España con una capacidad de 300 Megawatts inicialmente usando gas natural. El primer gasificador fue acoplado en diciembre de 1997, la planta comenzó a operar comercialmente en 1999. Esta planta esta diseñada para operar con una alimentación de 50% de carbón y 50% de coque. Otra planta de ciclo CCGI es la Star Refinery con una capacidad de 180 Megawatts y 295,000 kg/hr de vapor. Un gran número de plantas en el rango de 250 Megawatts diseñadas para utilizar carbón y residuos de las refinerías están siendo instaladas o están en etapa de diseño. A pesar de ello los altos costos de capital (aproximadamente 1500 \$/kW) continúan siendo un impedimento para que sean utilizadas solamente como fuente de energía eléctrica. Muchos proyectos son considerados económicamente viables porque además de energía eléctrica producen vapor y derivados químicos, como el monóxido de carbono, hidrógeno, amoníaco, metanol, etc.

1.3 Objetivo general

Analizar la dinámica, límites de operación e interacción entre las variables que intervienen en un proceso de gasificación acoplado a un ciclo combinado con el fin de obtener la máxima producción de energía.

1.4 Objetivos específicos

- a) Desarrollar un modelo matemático que describa el comportamiento de las reacciones químicas involucradas y el proceso termodinámico del ciclo combinado para la generación de energía.

- b) Estudiar la interacción entre las diferentes variables que intervienen en el proceso como:
 - Flujos de combustible, agua y oxígeno.
 - Presión y temperatura de gasificación.
 - Gases de producto de la gasificación.
 - Potencia generada.
 - Límites permisibles de los gases de combustión a la salida de la turbina.

- c) Repetir el procedimiento del punto (b), para tres tipos de combustibles que son: carbón, coque de petróleo y residuos sólidos municipales. Determinar que valores de combustible, agua, oxígeno, presión y temperatura, producirán la mayor potencia a

través del ciclo combinado para un determinado combustible. Al determinarse la capacidad de la planta se está en la capacidad de obtener el costo de la energía producida tomando en cuenta los costos de inversión, operación y mantenimiento ligados a este tipo de proyectos. Cabe señalar que la composición química de los combustibles son muy diferentes entre sí; no sólo varían por el tipo, sino también por el lugar y método de extracción.

- d) Realizar un análisis de sensibilidad para saber cómo modifica su operación el sistema, ante variaciones en los flujos de combustible, agua u oxígeno.

1.5 Alcance

En este estudio se analiza el mecanismo de gasificación, para lo cual fue necesario simplificar el sistema a seis ecuaciones químicas que contuvieran entre reactivos y productos a los compuestos más importantes que son: CO_2 , C, O_2 , H_2 , CO, H_2O , CH_4 , S, SO_2 , H_2S . Se utilizó como combustibles el carbón, el coque de petróleo y los residuos sólidos metropolitanos.

Se simuló una planta de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI), que utiliza como combustible el gas de síntesis producto de la gasificación, calculándose para esta la concentración de los gases de escape de la turbina y el valor de la energía producida.

1.6 Justificación

El creciente aumento de la demanda de energía ha llevado al sector eléctrico a instalar nuevas plantas que ofrezcan una alta eficiencia y bajo costo de instalación para lograr precios de energía competitivos, es por ello que se ha apostado por las plantas de ciclo combinado. Esta decisión ha puesto al sector en franca dependencia del costo del gas natural. El gas natural ha venido aumentando de precio de forma escalonada los últimos años, causando que muchos se pregunten si se apostó por el combustible adecuado para expandir la capacidad de generación. Es en este punto donde surge la posibilidad de utilizar el gas de síntesis producto de la gasificación como fuente de combustible para nuevas plantas. Este gas ha venido utilizándose por la industria petroquímica y para la generación de metano, por lo que es una tecnología ampliamente comprobada. Lo nuevo en todo esto es la facilidad de gasificar una amplia gama de combustibles, teniendo la posibilidad de gasificar residuos sólidos metropolitanos, lo que tendría un efecto medioambiental positivo aunado al de la producción de energía.

Contenido

Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Introducción	2
1.2 Antecedentes	3
1.3 Objetivo general	6
1.4 Objetivos específicos	6
1.5 Alcance	7
1.6 Justificación	8
Capítulo 2. Marco teórico	9
2.1 Gasificación	10
2.1.1 Tipos de gasificadores	11
2.1.2 ¿Cómo funciona una planta de gasificación?	13
2.1.3 Diferentes usos del gas de síntesis	16
2.1.4 Investigación y desarrollo de la tecnología de gasificación.....	17
2.1.5 Beneficios al medio ambiente	18
2.1.6 Eficiencia	19
2.1.7 Factor económico.....	19
2.2 Pirólisis	20
Capítulo 3. Tipos de combustibles.....	22
3.1 Carbón mineral	23
3.1.1 Origen	23
3.1.2 Tipos de carbón mineral	23
3.1.3 Explotación	26
3.1.4 Utilidad	27
3.1.5 Importancia del carbón	27
3.2 Coque de petróleo	29
3.2.1 Proceso.....	29
3.2.2 Destilación básica	29
3.2.3 Craqueo térmico.....	30
3.2.4 Producción y precio	31
3.3 Residuos sólidos municipales	33
3.3.1 Generación y Composición de los RSM.....	36
Capítulo 4. Metodología	38
4.1 Reacciones utilizadas para modelar el proceso de gasificación.....	39
4.2 Ciclos de potencia.....	42
4.2.1 Ciclo combinado	42
4.2.2 Ciclo combinado con cogeneración	44
4.3 Costo de la energía producida.....	45
4.3.1 Costo de la energía por capacidad instalada	46
4.3.2 Costo de la energía por combustible.....	47
Capítulo 5. Resultados	50
5.1 Relación entre la temperatura, presión, potencia generada y flujo de agua.....	51
5.2 Gases producto de la gasificación de carbón	53
5.3 Gases producto de la gasificación de coque de petróleo.....	59
5.4 Gases producto de la gasificación de RSM, sin clasificar	64

5.5 Costo estimado de la energía eléctrica producida.....	66
5.6 Análisis de sensibilidad	72
5.7 Discusión	74
Capítulo 6. Conclusión	76
6.1 Conclusión	77
6.2 Recomendaciones	80
Referencias.....	83
Apéndice	87

Índice de figuras

Figura 1. Gasificador de contra corriente	12
Figura 2. Gasificador de flujo paralelo	12
Figura 3. Gasificador de flujo transversal.....	12
Figura 4. Gasificador de cama fluidizada	12
Figura 5. Diagrama de bloque del proceso gasificación	15
Figura 6. Diagrama del proceso de gasificación.....	17
Figura 7. Producción de carbón mineral y coque en México	26
Figura 8. Comparación entre el precio del carbón y el gas natural.....	28
Figura 9. Producción mundial de coque de petróleo	32
Figura 10. Comparación del precio del carbón y coque de petróleo	32
Figura 11. Generación de RSM por zona geográfica.....	35
Figura 12. Composición de los RSM en México.....	36
Figura 13. Diagrama Ciclo Combinado.....	43
Figura 14. Diagrama Ciclo Cogeneración	45
Figura 15. Temperatura, presión y flujo de agua en el gasificador.....	51
Figura 16. Temperatura, presión y potencia en el gasificador.....	52
Figura 17. Potencia generada en función del flujo de agua	52
Figura 18. Gasificación carbón, C[%]	54
Figura 19. Gasificación carbón, CH ₄ [%].....	54
Figura 20. Gasificación carbón, CO[%]	55
Figura 21. Gasificación carbón, CO ₂ [%].....	55
Figura 22. Gasificación carbón, H ₂ [%].....	56
Figura 23. Gasificación carbón, H ₂ O[%].....	56
Figura 24. Gasificación carbón, H ₂ S[%]	57
Figura 25. Potencia ciclo combinado. [kW]	57
Figura 26. Potencia ciclo cogeneración. [kW].....	58
Figura 27. Vapor ciclo cogeneración. [kW].....	58
Figura 28. Gasificación coque, C[%].....	59
Figura 29. Gasificación coque, CH ₄ [%]	59
Figura 30. Gasificación coque, CO[%].....	60
Figura 31. Gasificación coque, CO ₂ [%]	60
Figura 32. Gasificación coque, H ₂ [%].....	61
Figura 33. Gasificación coque, H ₂ O[%]	61
Figura 34. Gasificación coque, H ₂ S[%].....	62
Figura 35. Potencia ciclo combinado. [kW]	62
Figura 36. Potencia ciclo cogeneración. [kW].....	63
Figura 37. Vapor ciclo cogeneración. [kW].....	63
Figura 38. Gasificación RSM, C [%].....	64
Figura 39. Gasificación RSM, CH ₄ [%]	64
Figura 40. Gasificación RSM, CO[%].....	65
Figura 41. Gasificación RSM, CO ₂ [%].	65
Figura 42. Gasificación RSM, H ₂ [%].	65
Figura 43. Gasificación RSM, H ₂ O[%].	65
Figura 44. Potencia ciclo comb. [kW].	65
Figura 45. Potencia ciclo cogen. [kW].	65

Figura 46. Vapor ciclo cogen. [kW].	66
Figura 47. Costo de la energía producida por tipo de combustible	68
Figura 48. Costo de la energía producida por tipo de combustible	68

Índice de tablas

Tabla 1. Rangos de potencia generada por diferentes tipos de gasificadores.....	13
Tabla 2. Composición de los diferentes tipos de carbón mineral	24
Tabla 3. Producción de carbón mineral en México	25
Tabla 4. Reservas de carbón en México por entidad	25
Tabla 5. Composición típica del coque de petróleo.....	30
Tabla 6. Generación anual de RSM por zona geográfica	34
Tabla 7. Composición típica de la biomasa	37
Tabla 8. Eficiencias del ciclo combinado	44
Tabla 9. Presiones y temperaturas del ciclo combinado.....	44
Tabla 10. Poder calorífico de diferentes combustibles	48
Tabla 11. Datos económicos para una planta de gasificación	49
Tabla 12. Costo energía producida por tipo de combustible	67
Tabla 13. Puntos óptimos de operación	70
Tabla 14. Valores de energía generada por tipo de combustible	71
Tabla 15. Límites y tendencias del ciclo de gasificación.....	73

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE
MONTERREY**

**CAMPUS MONTERREY
DIVISION DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERIA**



**TECNOLÓGICO
DE MONTERREY®**

**GAS DE SINTESIS COMO COMBUSTIBLE PARA LA
GENERACION DE ENERGIA**

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARACIAL PARA OBTENER EL GRADO
ACADEMICO DE:**

**MAESTRO EN CIENCIAS CON
ESPECIALIDAD EN INGENIERIA ENERGETICA**

POR:

OSVALDO ANTONIO VALDES DE LEON

MONTERREY, N. L.

JULIO DE 2005

INSTITUTO TECNOLOGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY

CAMPUS MONTERREY

**DIVISION DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERIA**

Los miembros del comité de tesis recomendamos que el presente proyecto de tesis presentado por el Ing. Osvaldo Antonio Valdés De León sea aceptado como requisito parcial para obtener el grado académico de:

**Maestro en Ciencias con
Especialidad en Ingeniería Energética**

Comité de Tesis:

Alberto Mendoza Domínguez Ph.D.
Asesor

Armando Llamas Terrés Ph.D.
Sinodal

M.C. Luis M. Villarreal Rodríguez
Sinodal

Aprobado:

Federico Viramontes Brown Ph.D.
Director del Programa de Graduados en Ingeniería

Julio, 2005

Agradecimiento

A la Organización de Estados Americanos (OEA) como entidad patrocinadora de los recursos económicos para realizar mis estudios de Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Energética en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. A ustedes, les dedico este trabajo de graduación como una muestra de gratitud por haberme dado esta oportunidad de superación personal y resultado de ello la posibilidad de conocer México.

Eternas gracias,

Oswaldo Valdés De León

Capítulo 3

Tipos de combustibles

3.1 Carbón mineral

El carbón mineral es un combustible sólido de origen vegetal. Además de carbono, el carbón mineral contiene azufre y nitrógeno, así como cenizas y otros elementos en menor cantidad (potasio, calcio, sodio, magnesio, etc.).

3.1.1 Origen

En el período carbonífero (que comenzó hace 362 millones de años), grandes extensiones del planeta estaban cubiertas por una vegetación abundante que crecía en pantanos. Al morir las plantas quedaban sumergidas por el agua produciéndose la descomposición de la materia orgánica. Debido a la acción de las bacterias anaeróbicas la materia orgánica fue ganando carbono y perdiendo oxígeno e hidrógeno, formándose las turberas (la formación de turba constituye la primera etapa del proceso por el que la vegetación se transforma en carbón). Este proceso unido a los incrementos de presión por las capas superiores, así como los movimientos de la corteza terrestre y en ocasiones el calor volcánico, comprimieron y endurecieron los depósitos con el paso del tiempo y provocaron cambios físicos y químicos en los restos orgánicos y los transformaron en lo que hoy conocemos como carbón.

3.1.2 Tipos de carbón mineral

Los diferentes tipos de carbón mineral se clasifican según su contenido de carbón. La turba, la primera etapa en la formación de carbón mineral tiene un bajo contenido de carbón y un alto

índice de humedad. El lignito, el carbón mineral de peor calidad, tiene un menor contenido de carbono. Este tiene una capacidad calorífica inferior a la del carbón mineral común debido al alto contenido de agua y bajo contenido de carbón. El alto contenido de materia volátil provoca la desintegración rápida del lignito expuesto al aire. El carbón bituminoso tiene un contenido de carbón aún mayor, por lo que su poder calorífico también es superior. La antracita (también llamado hulla seca) es el carbón mineral con el mayor contenido de carbón y el máximo poder calorífico. La presión y el calor adicionales pueden transformar el carbón mineral en grafito, que es prácticamente carbón puro.

Tabla 2. Composición de los diferentes tipos de carbón mineral

	Bituminoso	Sub-Bituminoso	Lignito
Ceniza %	7 – 12	8	11 – 23
Humedad %	2 – 7	18 - 22	14 - 18
Azufre	1 – 4	0.4 – 0.6	0.6 – 0.9
Carbón total	65 – 74	54	45 - 52
Materia volátil	16 – 36	33 - 44	32 - 36

En México existen reservas de carbón mineral por el orden de 1.3 billones de toneladas, de estas el 70% corresponde a carbones del tipo antracita y bituminoso y 30 % a los de tipo lignito y sub-bituminoso. Las mayores reservas de carbón se encuentran en el estado de Coahuila. La producción de carbón se ha mantenido estable en los últimos años⁷ como se ve en la tabla 3 (12.1 millones de toneladas en el 2002). La mayoría del carbón se utiliza para la producción de acero y electricidad. Una pequeña cantidad es importada de Estados Unidos, Canadá y Colombia. El carbón suple el 15 % de electricidad a través de las plantas de generación eléctrica, de acuerdo a la Secretaría de Energía.

Tabla 3. Producción de carbón mineral en México (10⁶ toneladas) entre 1990-2001

Producción	1990	1991	1992	1993	1994	1995
	8.59	7.8	7.24	7.84	10.07	10.3
Antracita	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Bituminoso	8.59	7.80	7.24	7.84	10.07	10.26
Lignito	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Consumo	8.59	8.22	8.85	9.2	11.3	12.3
	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Producción	11.14	11.5	12.38	11.38	12.5	12.8
Antracita	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Bituminoso	11.14	11.48	12.38	11.38	12.50	12.81
Lignito	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Consumo	13.64	14.1	14.7	13.72	14.81	14.8

n/a: no aplica.

El norte de México presenta las mayores reservas de carbón mineral,⁸ en los estados de Coahuila y Nuevo León (ver tabla 4).

Tabla 4. Reservas de carbón en México por entidad federativa y cuenca (millones de toneladas)

Entidad Federativa	Cuenca	Cantidad
Coahuila	Villa de Fuentes	
	Río Escondido	535
Nuevo León	Colombia	92
Oaxaca	La Mixteca	31
Sonora	Barranca	5
Total		663

Mientras la producción de carbón mineral va en alza, el coque de petróleo mantiene la misma producción de por lo menos hace veinte años,⁸ de la figura 7 se deduce claramente que la inversión en nuevas refinerías de petróleo, que produzcan coque, no se está dando o por lo menos no se le ve a este combustible un atractivo económico para aumentar su producción.

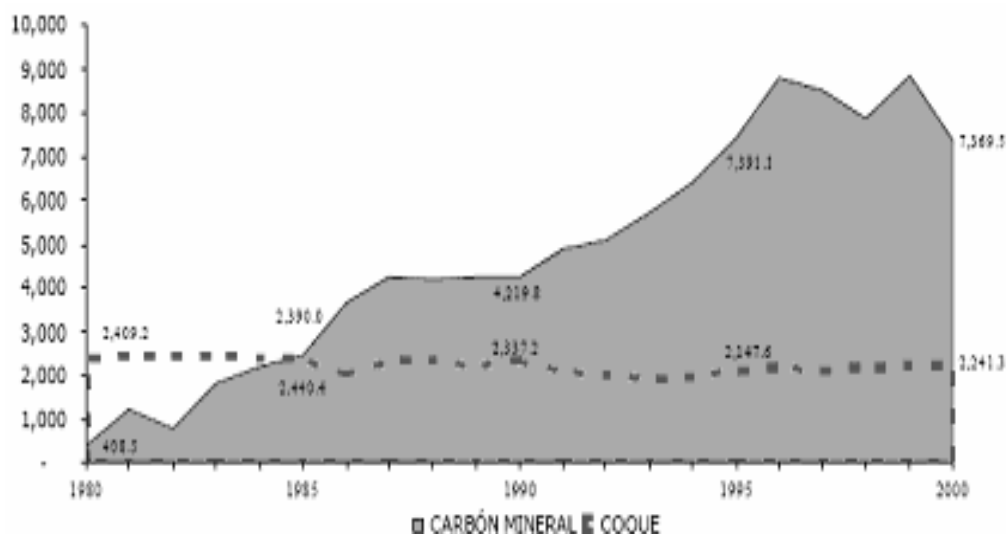


Figura 7. Producción de carbón mineral y coque en México (miles de toneladas)⁸

3.1.3 Explotación

El carbón se encuentra en casi todas las regiones del mundo, pero en la actualidad los únicos depósitos de importancia comercial están en Europa, Asia, Australia, Sudáfrica y América del Norte. Cuando los expertos realizan estimaciones sobre la cantidad de carbón en el mundo, distinguen entre reservas y recursos. Se consideran reservas los depósitos de carbón que pueden ser explotados con la tecnología existente, es decir con los métodos y equipos existentes. Los recursos son una estimación de todos los depósitos de carbón existentes en el mundo, independientemente de que sean o no accesibles desde el punto de vista comercial. El carbón se puede obtener de dos formas: en minas de cielo abierto o de tajo y en minas subterráneas. Cuando se descubre una veta de carbón, se requiere conocer tanto el volumen del yacimiento como la profundidad de este, ya que estos factores determinan el hecho de que la explotación de la mina sea económicamente rentable. Una vez que se obtiene el carbón, se

lava para quitarle el azufre, después se pulveriza en un molino y se transporta en ferrocarril o en tuberías suspendido en agua y recuperándose posteriormente por centrifugación.

3.1.4 Utilidad

La diversidad y abundancia de las reservas de carbón a nivel mundial significa que el carbón puede afrontar el desafío estratégico de brindarnos un abastecimiento seguro de energía. Se pronostica que una vez las reservas económicas de petróleo y gas se hayan agotado habrá todavía muchas reservas de carbón ampliamente disponibles para satisfacer las necesidades de energía del mundo. El carbón puede también atender el desafío económico de producir energía para las industrias y hogares a un costo razonable y con la debida atención al medio ambiente.

3.1.5 Importancia del carbón

El carbón es el combustible fósil más abundante, seguro y de suministro garantizado en el mundo. Cuya importancia esta dada por los siguientes factores:

- a) Abundante: Las reservas de carbón son extensas y están presentes en muchos países (en la actualidad el carbón se explota en más de 50 países).

- b) Seguro: El carbón es estable y por tanto es el combustible fósil más seguro desde los puntos de vista de su transporte, almacenamiento y utilización.

- c) Suministro Garantizado: La abundancia de las reservas significa que a los usuarios de carbón se les puede garantizar la seguridad en el suministro por lo menos por los próximos doscientos años⁸ (ver figuras 50 y 51), lo que aseguraría el suministro de la electricidad necesaria para los usos industriales y domésticos.
- d) Limpio: Usando tecnologías disponibles, puede ahora utilizarse el carbón de una forma limpia en todo el mundo.
- e) Económico: A nivel mundial el carbón es un combustible competitivo para la generación de electricidad (mucho más que el gas natural, ver figura 8), sin la cual la vida en el mundo moderno sería virtualmente imposible. Es la principal fuente de energía para la generación eléctrica en el mundo entero lo que representa cerca del 25% del total.⁹

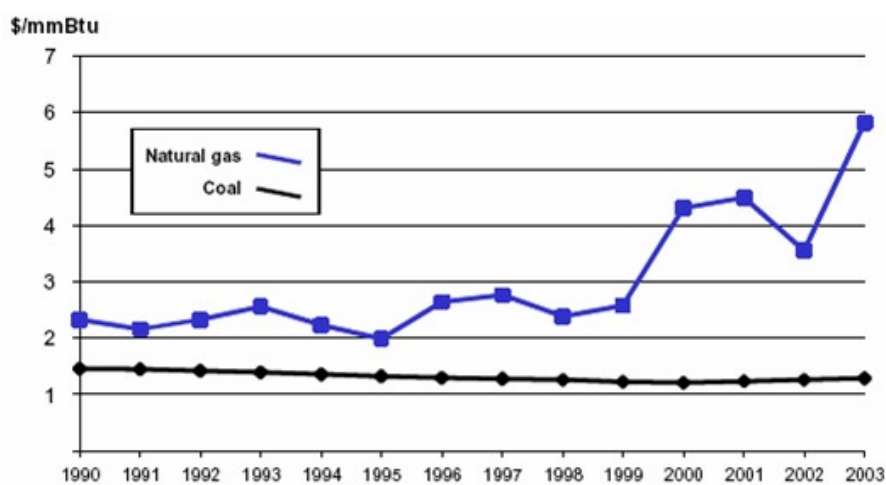


Figura 8. Comparación entre el precio del carbón y el gas natural¹⁰

3.2 Coque de petróleo

El petróleo es un líquido oleoso bituminoso de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente crudo. El petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas y textiles, para generar electricidad, etc.

3.2.1 Proceso

Ya extraído el petróleo, se trata con productos químicos y calor para eliminar el agua y los elementos sólidos, después se almacena en tanques y se transporta a refinerías en camiones, por tren, en barco o a través de un oleoducto.

3.2.2 Destilación básica

La principal manera de refinar el petróleo es mediante destilación. El petróleo crudo empieza a vaporizarse a una temperatura menor que la necesaria para hervir el agua. Los hidrocarburos con menor peso molecular son los que se vaporizan a temperaturas más bajas y a medida que aumenta la temperatura se van evaporando las moléculas más grandes y pesadas. El primer material destilado a partir del crudo es la fracción de gasolina, seguida por la nafta y finalmente por el queroseno.¹¹

3.2.3 Craqueo térmico

El proceso de craqueo térmico o pirólisis a presión se desarrolló en un esfuerzo por aumentar el rendimiento de la destilación. En este proceso las partes más pesadas del crudo se calientan a altas temperaturas bajo presión, esto rompe (craquea) las moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas más pequeñas, lo que aumenta el rendimiento por barril de crudo procesado.¹¹ No obstante, la eficiencia del proceso es limitada porque debido a las elevadas temperaturas y presiones se depositaba una gran cantidad de coque (combustible sólido y poroso) en los reactores. Como se ve en la tabla 5 la composición final del coque de petróleo varia¹² dependiendo del proceso de craqueo térmico y de la calidad del crudo refinado, existen diferentes tipos o calidades de coque las cuales se basan típicamente en el porcentaje presente de azufre en este.

Tabla 5. Composición típica del coque de petróleo (Porcentaje en peso)

Elemento	Promedio	Rango
Carbón	79.74	75.0 – 86.0
Hidrógeno	3.31	3.0 – 3.6
Nitrógeno	1.61	1.3 – 1.9
Azufre	4.47	3.4 – 5.3
Ceniza	0.27	0.0 – 0.6
Oxígeno	0.00	0.0 – 0.1
Humedad	10.60	5.5 – 15.0
HHV, MJ/kg	31.3	29.3 – 33.7
Propiedades ceniza, ppm	Promedio	Rango
Vanadio	<2000	500 – 2000
Níquel	336	250 – 450
Hierro	84	50 – 250
Materia volátil	10	8 – 16

ppm: partes por millón.

En el transcurso de los años se han desarrollado diferentes tecnologías para utilizar el coque de petróleo, básicamente todas son del tipo de calderas (a excepción de la gasificación) para quemar coque de diferentes formas,¹² así tenemos:

- a) Calderas de coque pulverizado (PPC).
- b) Calderas de flujo circulante (CFB).
- c) Calderas presurizadas de flujo circulante (PFBC).
- d) Ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI).

3.2.4 Producción y precio

La producción de coque obedece a factores económicos como la cantidad de crudo refinado y de la diferencia entre el precio del combustible liviano y pesado. La demanda mundial de crudo ha aumentado en un millón de barriles diarios desde 1995 y muchas refinerías mantienen planes de expansión que incluyen el aumento de la producción de coque. El aumento en la producción de coque a nivel mundial se ha dado de forma drástica en los últimos años. Sólo en Estados Unidos lo hizo en el orden del 50 % en los últimos diez años (ver figura 9) y la cantidad de coque obtenida por mil barriles de crudo ha aumentado de tres a cinco toneladas, lo que indica el grado de demanda del mercado. No hay estadísticas disponibles de cuánto del coque producido mundialmente se destina a la generación de energía eléctrica,¹² pero se estima que se incremente entre 1500 y 2000 MW en los próximos cinco años.

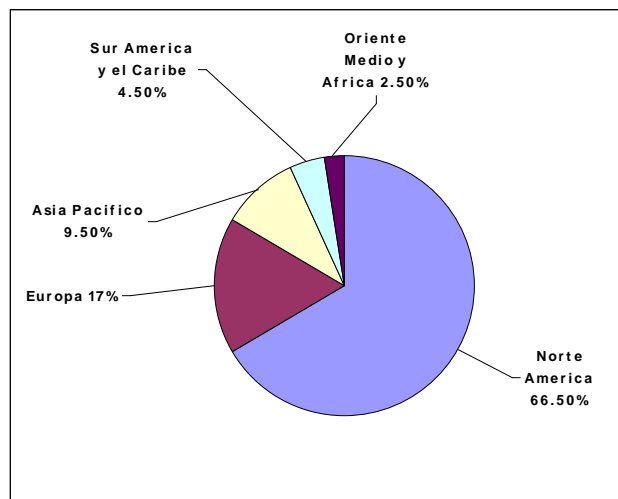


Figura 9. Producción mundial de coque de petróleo (Total: 46×10^6 toneladas)

Cerca de 10×10^6 toneladas de coque de petróleo al año son consumidas por Estados Unidos, de estas 2.5×10^6 toneladas son utilizadas para la producción de energía eléctrica, lo que representa cerca de 1,000 MW de potencia.¹²

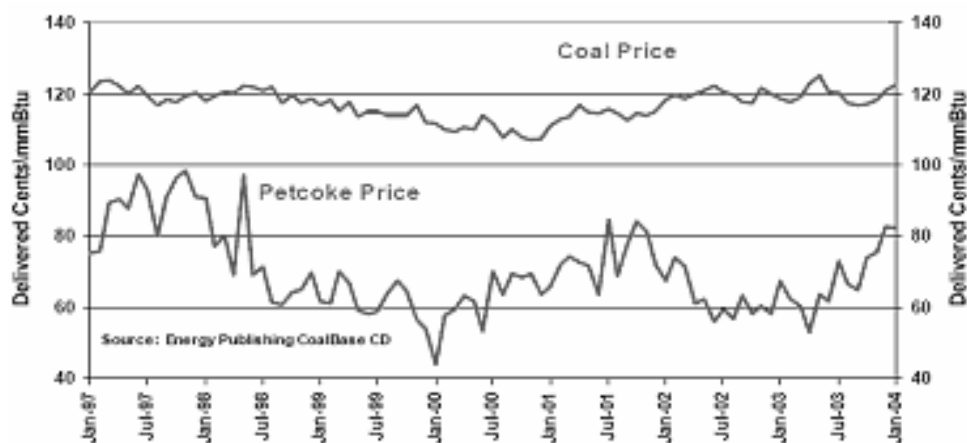


Figura 10. Comparación del precio del carbón y coque de petróleo en EE. UU¹³

El precio del carbón fluctúa, debido en parte a que este está ligado al precio del crudo de petróleo. Cuando el precio del barril aumenta la industria tiende a consumir más carbón, aumentando la demanda y su precio. En cambio el coque de petróleo mantiene un precio menor¹³ debido a que muchas refinerías lo ven como material residual, ver figura 10.

3.3 Residuos sólidos municipales

Los residuos sólidos municipales (RSM) conocidos comúnmente como basura, están compuestos por residuos orgánicos como alimentos, papel, cartón, madera e inorgánicos como vidrio, plástico, metales y material inerte. Los RSM provienen de las actividades que se desarrollan en el ámbito doméstico, sitios y servicios públicos, demoliciones, construcciones, establecimientos comerciales y de servicios, así como de residuos industriales.

Tabla 6. Generación anual de RSM por zona geográfica

Zona Geográfica	Población [1998]	Generación per capita [kg/hab/día]	Generación diaria [ton]	Generación anual [ton]
Centro	51 117 711	0.788	40 281	14 702 565
D. F.	8 683 824	1.329	11 541	4 212 465
Norte	19 501 930	0.891	17 376	6 342 240
Sur	12 615 849	0.679	8 328	3 039 721
Frontera Norte	6 347 055	0.956	6 067	2 214 455
Nacional	98 266 369	0.853	83 831	30 598 315

Zona Centro: Jalisco, Colima, Michoacán, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Estado de México, Morelos, Tlaxcala, Puebla, Veracruz. Zona Norte: Baja California, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Chihuahua, Durango, Coahuila, Zacatecas, San Luis Potosí, Nuevo León, Tamaulipas. Zona Sur: Guerrero, Oaxaca, Tabasco, Chiapas, Campeche, Yucatán, Quintana Roo. Frontera Norte (franja de 100 Kms.): Baja California, Sonora, Chihuahua, Tamaulipas, Coahuila, Nuevo León.

Si bien la generación per cápita de RSM en México (tabla 6) es inferior a la de otros países del mundo,⁹ su volumen diario sobrepasa la capacidad instalada para su manejo ambientalmente adecuado en los municipios. La tendencia en el incremento de la generación de RSM puede variar entre el 1% y 3% anual, dependiendo de la localidad. La zona centro junto con el Distrito Federal¹⁴ producen el 62% de los residuos generados en el país, como se aprecia en la figura 11.

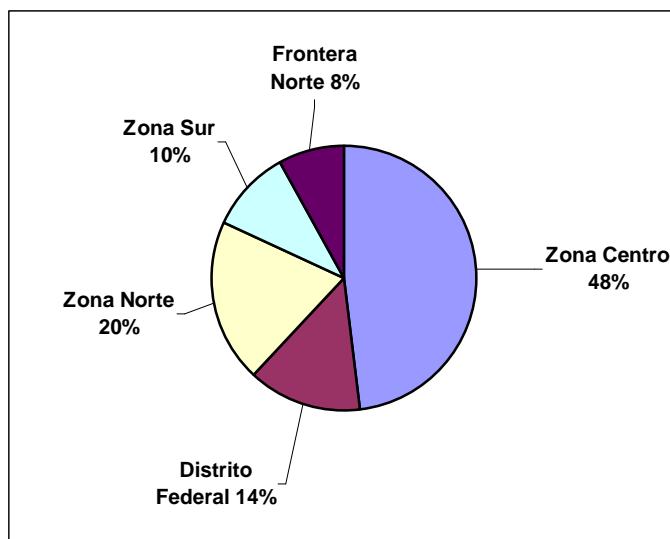


Figura 11. Generación de RSM por zona geográfica

La composición de los RSM no es homogénea en el territorio nacional, sino que responde a la distribución de hábitos de consumo y poder adquisitivo de la población. Así, la composición de éstos en la zona sur del país tiene mayor contenido de residuos orgánicos, mientras que en las zonas urbanas el mismo subproducto aparece en menor proporción. Por lo que para efectos de análisis macro se define el promedio de la composición de los residuos municipales en México¹⁵ como se muestra en la figura 12.

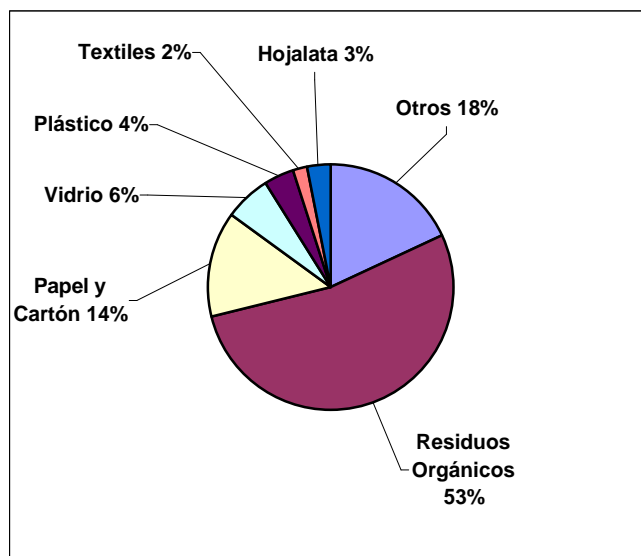


Figura 12. Composición de los RSM en México

3.3.1 Generación y Composición de los RSM

La generación y composición de los RSM de origen doméstico varía de acuerdo con la modificación de los patrones de consumo de la población y depende esencialmente de los siguientes factores:

- a) El nivel de vida de la población.
- b) La estación del año.
- c) El día de la semana.
- d) Las costumbres de los habitantes.
- e) La zona donde se habita.

De acuerdo con lo anterior el aumento en el nivel de vida de la población provoca un incremento en la generación de residuos de empaques o embalajes, plástico, papel y cartón. En cuanto a las estaciones del año, en el verano se producen más residuos de frutos y verduras, mientras que en el invierno se desechan gran cantidad de residuos orgánicos derivados de festejos, botellas de licor, latas, envolturas y empaques de enseres. Por lo tanto la cantidad de basura generada es función directa del tamaño, tasa de crecimiento y nivel de ingreso de la población, de los patrones de consumo, del tipo y cantidad de los recursos económicos y tecnológicos con que se cuente para manejarla, reciclarla, tratarla y aprovecharla, así como de las capacidades de gestión institucional y de su nivel de eficiencia.

La composición de los residuos sólidos municipales se puede expresar como porcentaje de los materiales de que está compuesta o expresarla en función de los elementos presentes (análisis último),¹⁶ como se ve en la tabla 7.

Tabla 7. Composición típica de la biomasa

Elemento	Celulosa	Madera	Residuos municipales
C	44.4	51.8	41.2
H	6.2	6.3	5.5
N + S		0.1	0.7
O	49.3	41.3	38.7
Cenizas		0.5	13.9

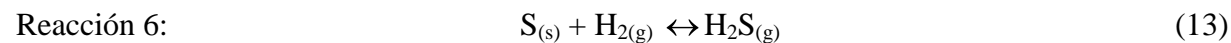
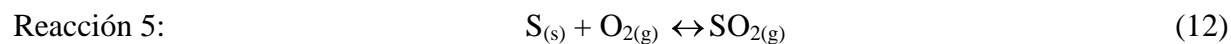
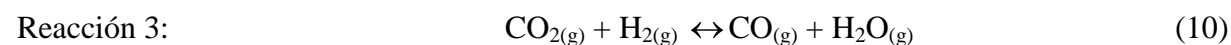
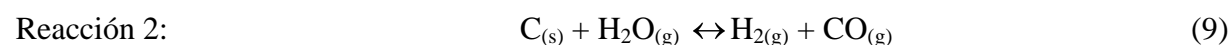
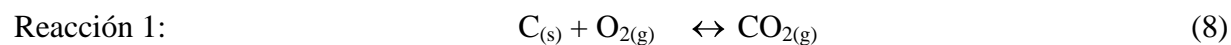
Capítulo 4

Metodología

4.1 Reacciones utilizadas para modelar el proceso de gasificación

El presente trabajo tuvo como objetivo analizar el mecanismo de gasificación, a la luz de las principales reacciones químicas que tienen lugar y darnos una idea de cuánta energía eléctrica se podría obtener acoplándole un ciclo combinado. Al utilizar como combustibles el carbón, el coque de petróleo y los RSM. No se debe olvidar que la descripción de un fenómeno físico depende de cuán exactas y completas lleguen a ser las ecuaciones que lo describan, lo que muchas veces aumenta la complejidad de encontrar una solución y multiplica el tiempo de cómputo.

Para describir el proceso de gasificación se utilizaron seis reacciones químicas, que son:



De las ecuaciones anteriores se pueden determinar las constantes de equilibrio (K_p) de cada reacción.¹⁷ Las constantes de equilibrio describen la razón de cambio de la energía libre de Gibbs de formación estándar, que se da entre los productos y los reactivos en función de la temperatura. Los valores utilizados de la energía de Gibbs se encuentran en el apéndice A1. Las constantes de equilibrio se expresan como función de la temperatura de reacción (ecuaciones 14, 15, 16, 17, 18 y 19) y como función de las concentraciones molares y presión (ecuaciones 20, 21, 22, 23, 24, 25), las cuales vienen dadas de la siguiente manera:

$$K_{pr1} = \exp \left[\frac{-\Delta G_{T_r1}^o}{R_u T} \right] \quad (14) \quad K_{pr1} = \frac{X_{co2}}{X_c \cdot X_{o2} \cdot \left(\frac{P}{P^o} \right)} \quad (20)$$

$$K_{pr2} = \exp \left[\frac{-\Delta G_{T_r2}^o}{R_u T} \right] \quad (15) \quad K_{pr2} = \frac{X_{h2} \cdot X_{co}}{X_c \cdot X_{h2o}} \quad (21)$$

$$K_{pr3} = \exp \left[\frac{-\Delta G_{T_r3}^o}{R_u T} \right] \quad (16) \quad K_{pr3} = \frac{X_{co} \cdot X_{h2o}}{X_{co2} \cdot X_{h2}} \quad (22)$$

$$K_{pr4} = \exp \left[\frac{-\Delta G_{T_r4}^o}{R_u T} \right] \quad (17) \quad K_{pr4} = \frac{X_{ch4}}{X_c \cdot X_{h2}^2 \cdot \left(\frac{P}{P^o} \right)^2} \quad (23)$$

$$K_{pr5} = \exp \left[\frac{-\Delta G_{T_r5}^o}{R_u T} \right] \quad (18) \quad K_{pr5} = \frac{X_{so2}}{X_s \cdot X_{so2}} \quad (24)$$

$$K_{pr6} = \exp \left[\frac{-\Delta G_{T_r6}^o}{R_u T} \right] \quad (19) \quad K_{pr6} = \frac{X_{h2s}}{X_s \cdot X_{h2} \cdot \left(\frac{P}{P^o} \right)} \quad (25)$$

Donde: X_i es la fracción molar del compuesto i en la mezcla reaccionante, P^0 es igual a una atmósfera, P es la presión del gasificador, T es la temperatura del gasificador, R_u es la constante universal de los gases, G_T^0 es el cambio en la energía libre de Gibbs de reacción estándar.

Como nuestra finalidad es encontrar la concentración molar de los productos, se igualan las expresiones para la constante de equilibrio, de cada reacción en particular. Obteniéndose de esta forma las primeras seis de diez ecuaciones a resolver, dado que existen diez incógnitas que representan las fracciones molar X_i .

Las ecuaciones 26, 27 y 28 describen la razón de conservación entre el carbono, hidrógeno, azufre y el oxígeno contenidos en los reactivos¹⁷ y el gas de síntesis producido por el gasificador. El flujo de materia que entra al gasificador determina la el valor numérico de dicha razón. Obteniéndose de esta manera las siguientes tres ecuaciones a resolver.

$$\text{Carbón y Oxígeno:} \quad \frac{C}{O} = \frac{X_{CO_2} + X_C + X_{CO} + X_{CH_4}}{2 \cdot X_{CO_2} + 2 \cdot X_{O_2} + X_{CO} + X_{H_2O} + 2 \cdot X_{SO_2}} \quad (26)$$

$$\text{Hidrógeno y Oxígeno:} \quad \frac{H}{O} = \frac{2 \cdot X_{H_2} + 2 \cdot X_{H_2O} + 4 \cdot X_{CH_4} + 2 \cdot X_{H_2S}}{2 \cdot X_{CO_2} + 2 \cdot X_{O_2} + X_{CO} + X_{H_2O} + 2 \cdot X_{SO_2}} \quad (27)$$

$$\text{Azufre y Oxígeno:} \quad \frac{S}{O} = \frac{X_S + X_{SO_2} + X_{H_2S}}{2 \cdot X_{CO_2} + 2 \cdot X_{O_2} + X_{CO} + X_{H_2O} + 2 \cdot X_{SO_2}} \quad (28)$$

La suma de las fracciones molares de los elementos presentes en el gas de síntesis debe ser igual a uno.¹⁷ De esta manera se obtiene la décima y última ecuación a resolver (ecuación 29).

$$X_{CO_2} + X_C + X_{O_2} + X_{H_2} + X_{CO} + X_{H_2O} + X_{CH_4} + X_S + X_{SO_2} + X_{H_2S} = 1 \quad (29)$$

Las ecuaciones 14 a 29 describen un sistema simultáneo no lineal con diez incógnitas. Estas incógnitas son las concentraciones molares presentes en el gas de síntesis. Las variables del sistema son la temperatura, presión de gasificación y las relaciones entre $\frac{C}{O}$, $\frac{H}{O}$ y $\frac{S}{O}$. Dado que las ecuaciones del sistema darán una respuesta para cada combinación de las variables descritas, es necesario establecer el rango de variación suficientemente amplio que abarque los valores más utilizados, así la presión varía entre 1 y 10 atmósferas, la temperatura entre 1000 y 2000 °K y los flujos de combustible, agua y oxígeno entre 1 y 10 Kg/por unidad de tiempo. Variándose estos cinco parámetros de forma independientes entre sí.

4.2 Ciclos de potencia

4.2.1 Ciclo combinado

El ciclo combinado no es más que la conjunción de un ciclo de gas y uno de vapor a través de los gases de escape de la turbina. En este ciclo la energía se recupera de los gases de escape y se transfiere al vapor por medio de un intercambiador de calor que sirve como caldera. El resultado es un ciclo combinado de gas-vapor,¹⁸ como se muestra en la figura 13. Las plantas

de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI) utilizan todo o parte del gas de síntesis como combustible de la turbina de gas.

Para modelar el ciclo combinado primero se realizó un análisis termodinámico en el cual se consideran las eficiencias del sistema, luego de lo cual se obtienen las ecuaciones matemáticas del modelo utilizado. Dicho modelo es resuelto a través del programa “Engineering Equation Solver”, versión V7.171.

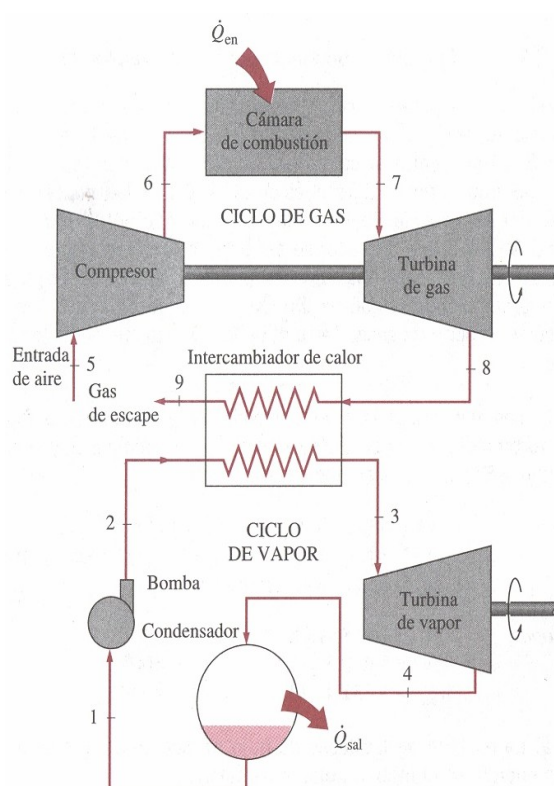


Figura 13. Diagrama Ciclo Combinado¹⁸

Con el fin de modelar el ciclo combinado se utilizaron valores típicos de presión, temperatura, relación de compresión y eficiencias; tanto para el ciclo de gas como para el ciclo de vapor, como se muestra¹⁸ en las tablas 8 y 9.

Tabla 8. Eficiencias del ciclo combinado

Ciclo de gas [%]	Ciclo de vapor [%]
Turbina de gas = 85	Turbina de vapor = 87
Generador de la turbina = 95	Generador de la turbina = 95
Compresor de aire = 80	Bomba de condensado = 85
	Motor de la bomba = 95

Tabla 9. Presiones y temperaturas del ciclo combinado

Ciclo de Gas	Ciclo de Vapor
T5 = 300 °K	T2 = 773 °K
P5 = 101 KPa	P2 = 7000 KPa
T7 = 1300 °K	P1 = 5 KPa
Relación de compresión = 8	

Los valores de las presiones y temperaturas corresponden a la figura 13

°K: grados Kelvin

KPa: 1×10^3 Pascales

4.2.2 Ciclo combinado con cogeneración

Puede utilizarse vapor extraído del ciclo combinado para satisfacer el calor de proceso utilizado por la industria química, pulpa y papel, producción y refinación de petróleo, fabricación de acero, procesamiento de alimentos y textil, etc. El resultado es una planta que produce tanto calor como electricidad para la industria.¹⁸ Esta capacidad de satisfacer ambas necesidades ha llevado a que muchas de estas plantas sean utilizadas como fuentes de auto abastecimiento. El satisfacer ambos tipos de energía aumenta la eficiencia global del sistema. Al igual que el ciclo combinado el ciclo de cogeneración puede ser acoplado a una planta de gasificación.

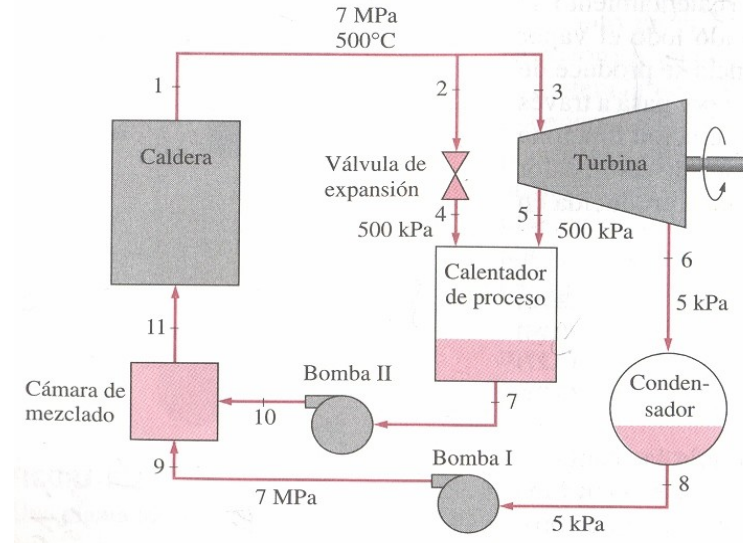


Figura 14. Diagrama Ciclo Cogeneración¹⁸

Para modelar el ciclo combinado con cogeneración se utilizaron valores del ciclo combinado presentes en las tablas 8 y 9. Se extrae vapor después del primer paso de la turbina (0.7) y de la línea de alta presión de la caldera (0.1), como se ve en la figura 14. Luego se efectúa el mismo análisis del ciclo combinado.

4.3 Costo de la energía producida

El costo de la energía producida por una planta de ciclo combinado es función de los gastos en que esta incurra para funcionar. Así existen costos de diseño, estudios, permisos e instalación que en la mayoría de los casos son cubiertos con préstamos bancarios de forma parcial o total (en lapsos de tiempo no menores a veinte años). El costo asociado al combustible utilizado es función del tipo, calidad y el tiempo que la planta opere (factor de planta). El costo de

operación y mantenimiento incluye personal, insumos, piezas, etc. Los costos por impuestos dependen de la política fiscal del Estado y es en este punto donde muchos proyectos pasan a ser económicamente viables o no, dependiendo de si el país apoya la producción limpia de energía.

4.3.1 Costo de la energía por capacidad instalada

El costo unitario por capacidad se define como el costo de instalar una planta por unidad de potencia [$\frac{\$}{kW}$], el cual se puede modificar tomando en cuenta la tasa de interés bancaria y el plazo de pago. En nuestro caso dicho valor se referenciará de forma mensual,⁴ según la ecuación 30.

$$CF_{CAP} = CU_{II} \frac{\frac{i}{12} \left(1 + \frac{i}{12}\right)^{12 \times n}}{\left(1 + \frac{i}{12}\right)^{12 \times n} - 1} \quad (30)$$

Donde:

CU_{II} es el costo unitario por capacidad en $\frac{\$}{kW}$

i es el interés anual

n es el número de años

CF_{CAP} es el cargo fijo de la capacidad en $\frac{\$}{kWmes}$

El costo unitario por capacidad en $\frac{\$}{kWh}$ se calcula según la ecuación 31.

$$CU_{cap} = \frac{CF_c}{fp \times h_m} \quad (31)$$

Donde:

CF_c es el cargo fijo por capacidad en $\frac{\$}{kWmes}$

fp es el factor de planta

h_m es la cantidad de horas del mes

CU_{cap} es el cargo unitario por capacidad en $\frac{\$}{kWh}$

4.3.2 Costo de la energía por combustible

El costo del combustible utilizado también debe ser referenciado de la misma manera que el costo por capacidad (en $\frac{\$}{kWh}$). Así tenemos que dicho costo es función del valor del combustible y del flujo del mismo (Heat Rate).⁴

$$CU_{comb} = \frac{HR_{HHV} \times CC}{10^6} \quad (32)$$

Donde:

HR_{HHV} es el “Heat Rate” de poder calorífico alto en $\frac{Btu}{kWh}$

CC es el costo del combustible en $\frac{\$}{mmBtu}$

CU_{comb} es el costo unitario del kWh correspondiente al combustible en $\frac{\$}{kWh}$

Para calcular el “Heat Rate” del carbón, coque de petróleo y residuos sólidos metropolitanos utilizamos los valores contenidos en la tabla 10.

Tabla 10. Poder calorífico de diferentes combustibles

Combustible	Poder calorífico [Btu/lb]
Carbón Lignito	5,000-7,500
Carbón Sub-bituminoso	8,000-10,000
Carbón Antracita	14,000
Carbón Bituminoso	11,000-15,000
Aceite N°2	18,000
Gas Natural	24,000
RSM	4,800
Papel	6,800
Periódicos	7,950
Cartón	7,043
Revistas	5,250
Polietileno	18,687
Plástico	14,100
Llantas	13,800
Madera	2,100

Como se puede observar en la tabla el Gas Natural es un excelente combustible por ser limpio y poseer una gran cantidad de energía.¹⁹ Por otro lado el alto costo y la volatilidad de su precio lo hacen muy riesgoso desde el punto de vista económico por la complejidad de predecir su comportamiento.

Datos utilizados para realizar el análisis económico

Para determinar el costo de la energía producida por el ciclo combinado deben definirse el valor de las variables^{4,18} presentes en las ecuaciones 30, 31 y 32 para el carbón, coque y RSM, para ello se utilizan los presentes en la tabla 11.

Tabla 11. Datos económicos para una planta de gasificación

Costo de operación y mantenimiento	0.008507 \$/kWh
Factor de planta (fp)	85 %
Costo por capacidad instalada (CU _{II})	1500 \$/kW
Taza de interés (i)	12 % (anual)
Período de pago (n)	25 años
⁺ Precio del carbón	1.20 \$/mmBtu
⁺ Precio del coque de petróleo	0.80 \$/mmBtu
⁺ Precio de los RSM sin clasificar	10.12 \$/mmBtu
⁺ Precio de los RSM clasificados	2.59 \$/mmBtu

⁺Precios calculados a partir de los valores contenidos en la figura 10, apéndice C1 y tabla 10.

Capítulo 5

Resultados

5.1 Relación entre la temperatura, presión, potencia generada y flujo de agua

Al variar los flujos de combustible, agua y oxígeno y la presión y temperatura en el gasificador y resolviendo para cada combinación de ellas las ecuaciones descritas en el capítulo 4 se obtiene una matriz de resultados. De todo el conjunto de datos sólo se utilizan aquellos en los cuales la fracción molar no es mayor de 0.50 para ninguno de los gases de escape de la turbina de gas del ciclo combinado. Graficando este conjunto de datos en la figura 15 se puede observar que al aumentar el flujo de agua los puntos de convergencia o soluciones del sistema tienden a disminuir, necesitándose una mayor temperatura en el gasificador para obtener un gas de síntesis con suficiente capacidad calorífica para satisfacer las necesidades termodinámicas del ciclo combinado. Mientras que el rango de presión se mantiene igual para cualquier valor de temperatura.

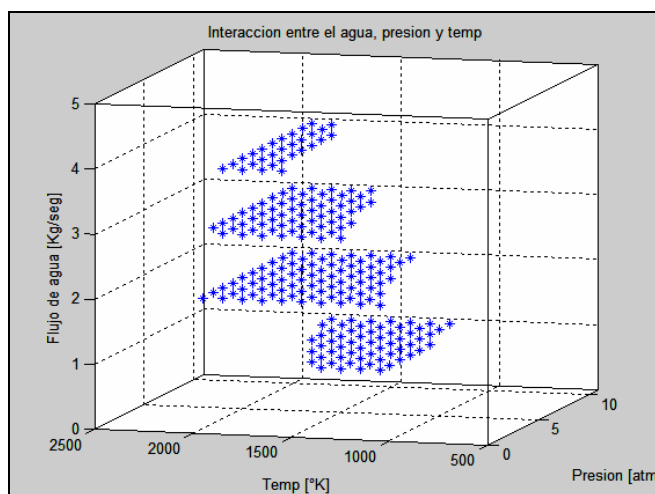


Figura 15. Temperatura, presión y flujo de agua dentro del gasificador

De igual manera se observa en la figura 16 que la potencia producida por el ciclo combinado disminuye al aumentar el flujo de agua que se inyecta al gasificador, esto es debido al efecto que causa el agua en el gas de síntesis visto en el párrafo anterior.

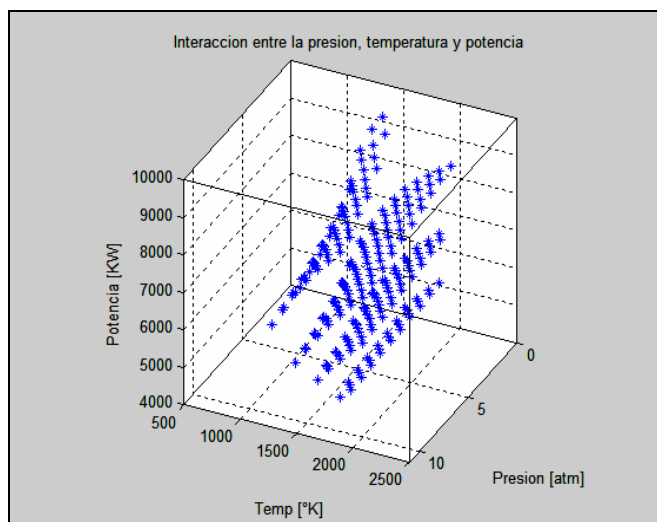


Figura 16. Temperatura, presión y potencia

Ya visto el comportamiento entre la temperatura, la presión, y el flujo de agua, podemos decir que la mayor potencia generada se obtiene para un flujo de agua de 1 Kg/por unidad de tiempo como se aprecia en la figura 17.

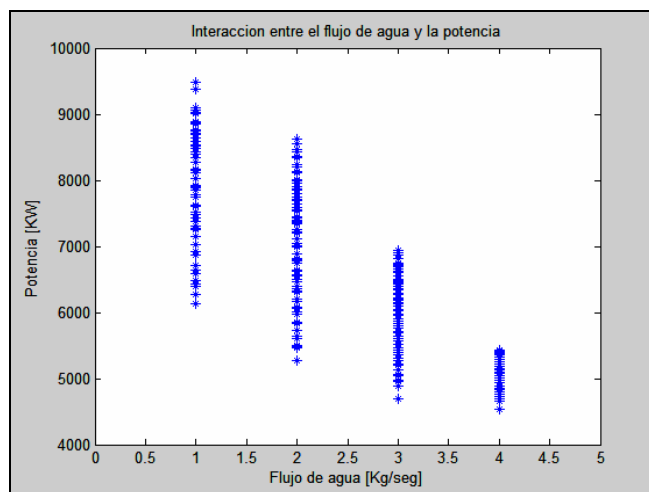


Figura 17. Potencia generada en función del flujo de agua

5.2 Gases producto de la gasificación de carbón

Así como es de interés la potencia producida por la planta de gasificación también lo es la composición y concentración del gas de síntesis ya que este puede utilizarse para otros fines como se detalló en el capítulo 2. Por lo que a continuación se muestran las concentraciones de $C_{(g)}$, $CH_{4(g)}$, $CO_{(g)}$, $CO_{2(g)}$, $H_{2(g)}$, $H_2O_{(g)}$, $H_2S_{(g)}$, la potencia del ciclo combinado, potencia del ciclo de cogeneración y vapor producido por el ciclo de cogeneración, como función de la presión y temperatura al gasificar carbón mineral. Para tener una idea de cómo se comporta la concentración del gas de síntesis al variar el flujo de agua (como se hizo para la potencia) se muestran graficas para valores de 1 y 2 Kg/unidad de tiempo.

Es importante llamar la atención del lector sobre las gráficas arriba descritas en que para un mismo compuesto la forma de las mismas no varía ante cambios en el flujo de agua, mientras que la concentración disminuye al aumentar el flujo de agua en todos los compuestos, con excepción de la concentración del agua en forma de vapor en el gas de síntesis.

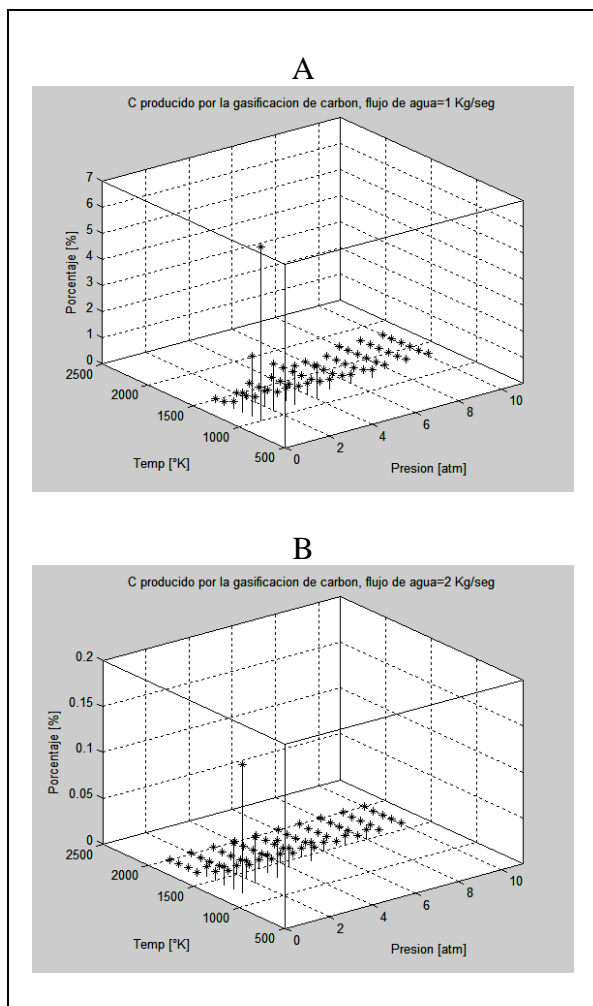


Figura 18. Gasificación carbón, C[%]

A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

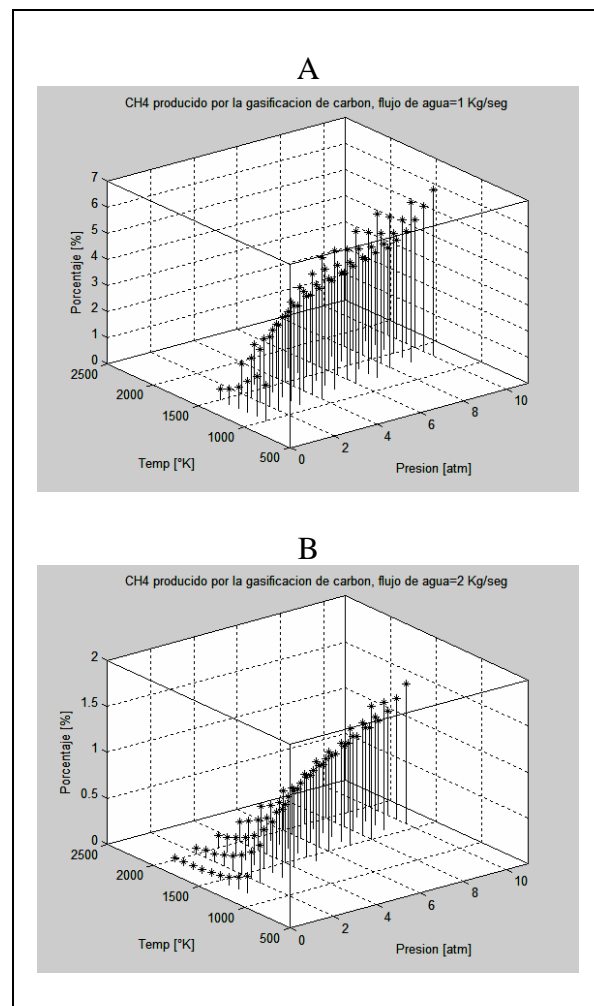


Figura 19. Gasificación carbón, CH₄[%]

A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

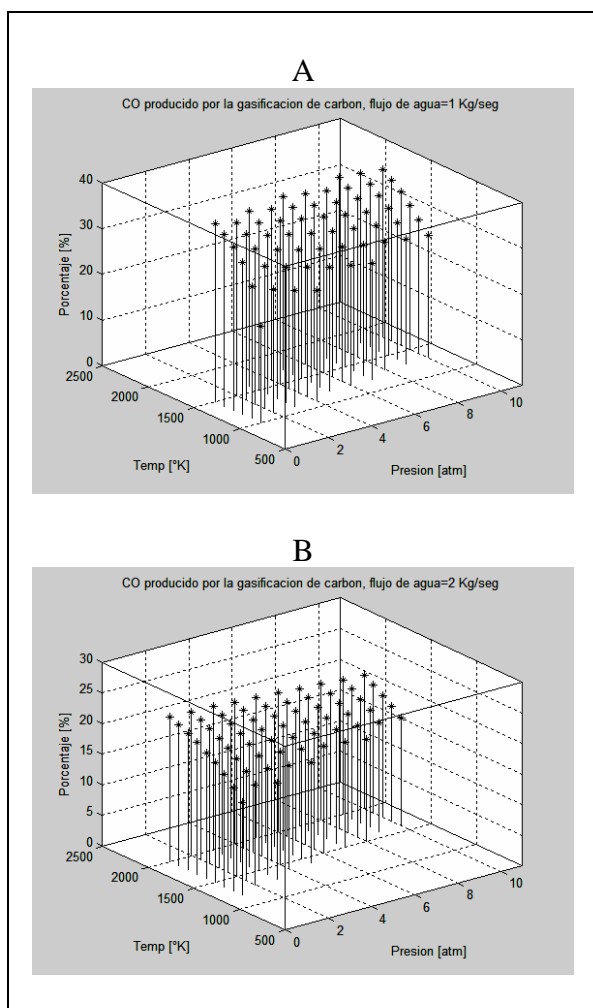


Figura 20. Gasificación carbón, CO[%]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

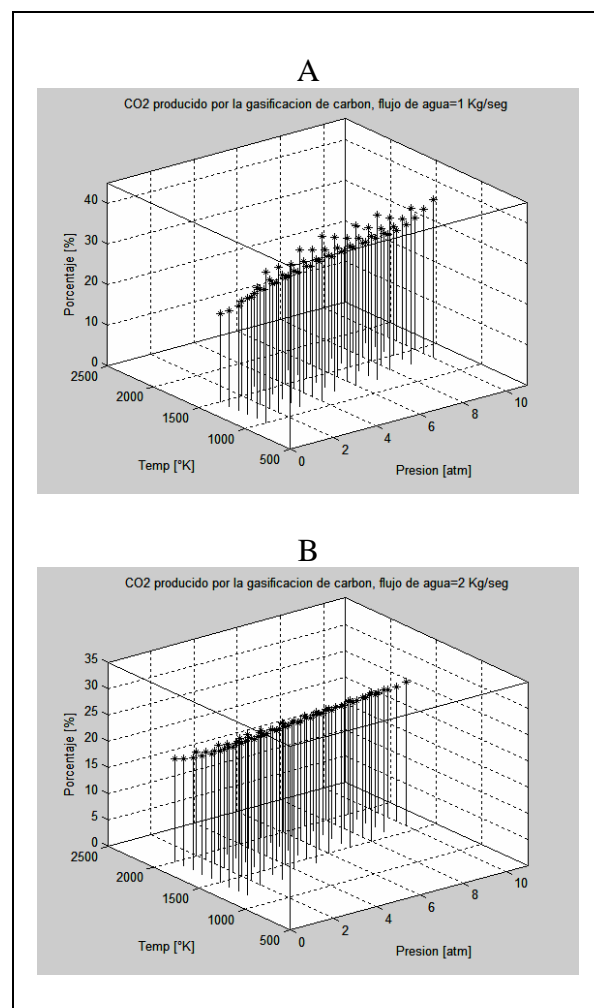


Figura 21. Gasificación carbón, CO₂[%]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

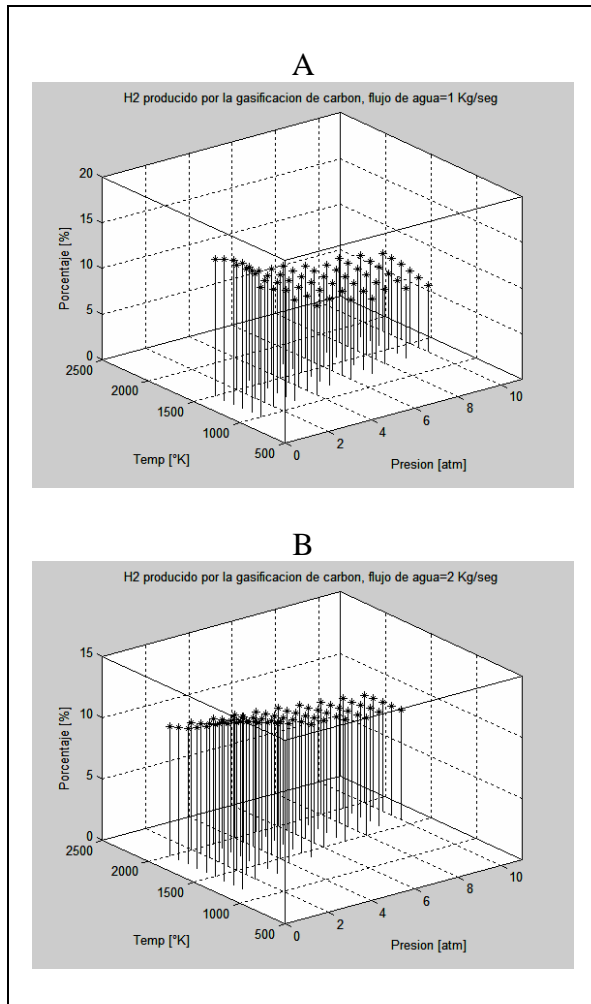


Figura 22. Gasificación carbón, H₂[%]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

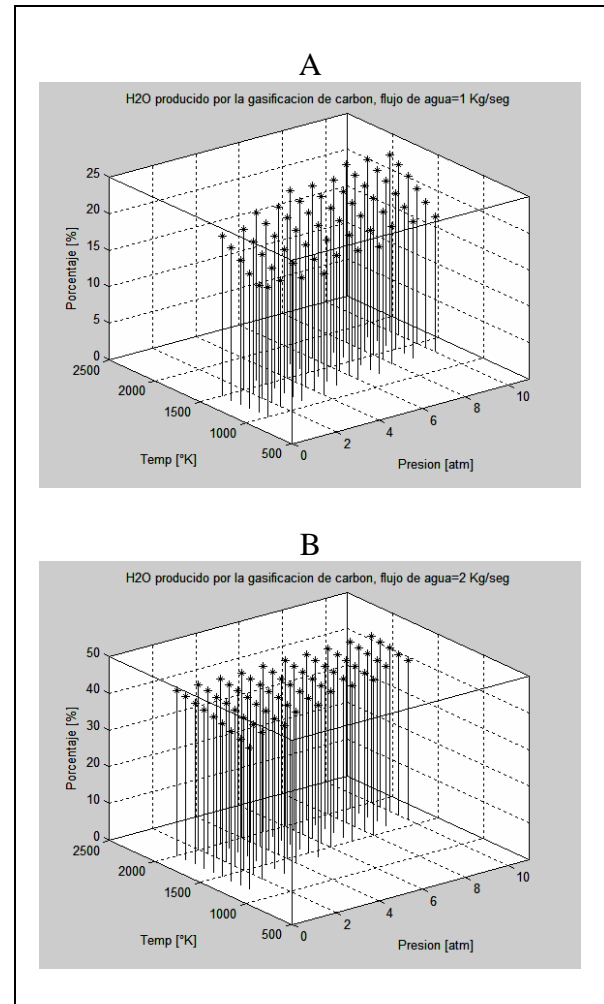


Figura 23. Gasificación carbón, H₂O[%]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

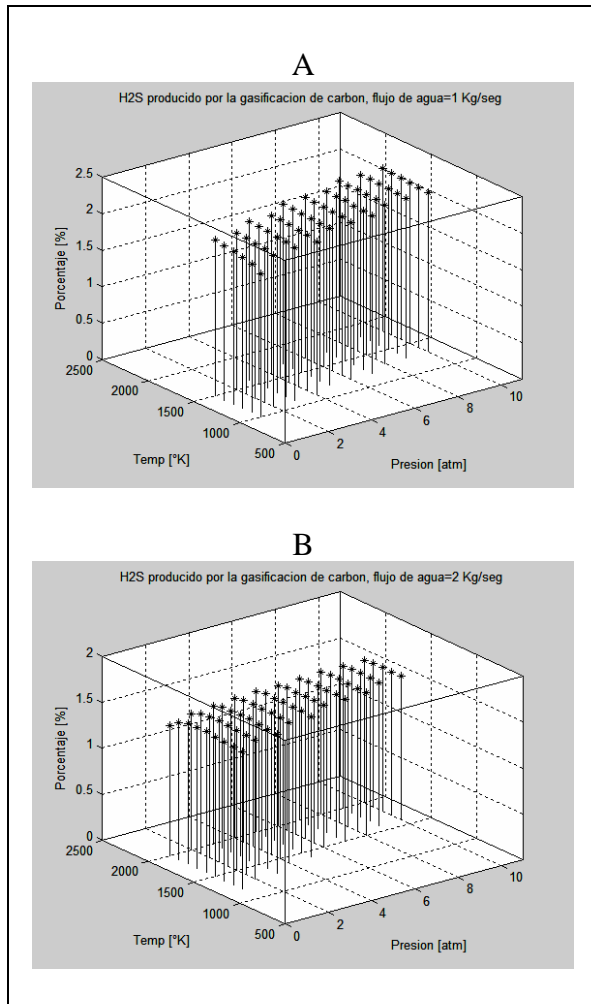


Figura 24. Gasificación carbón, H₂S[%]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

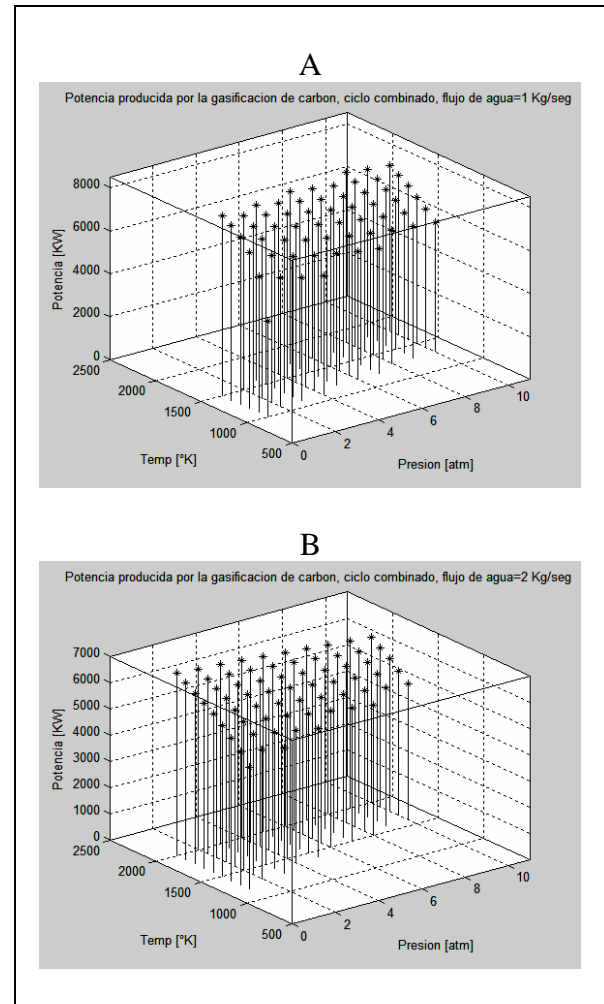


Figura 25. Potencia ciclo comb. [kW]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

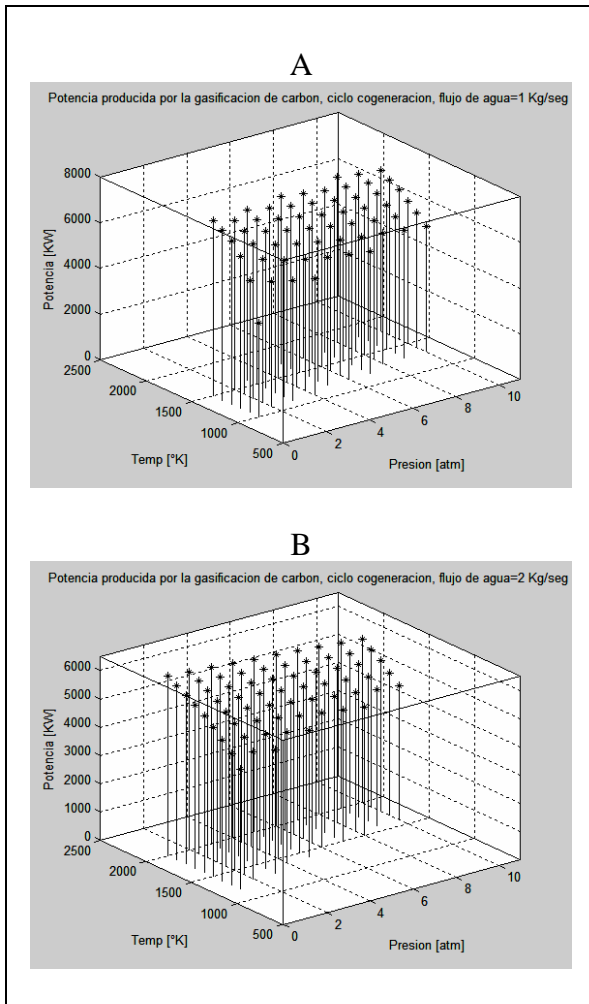


Figura 26. Potencia ciclo cogen. [kW]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

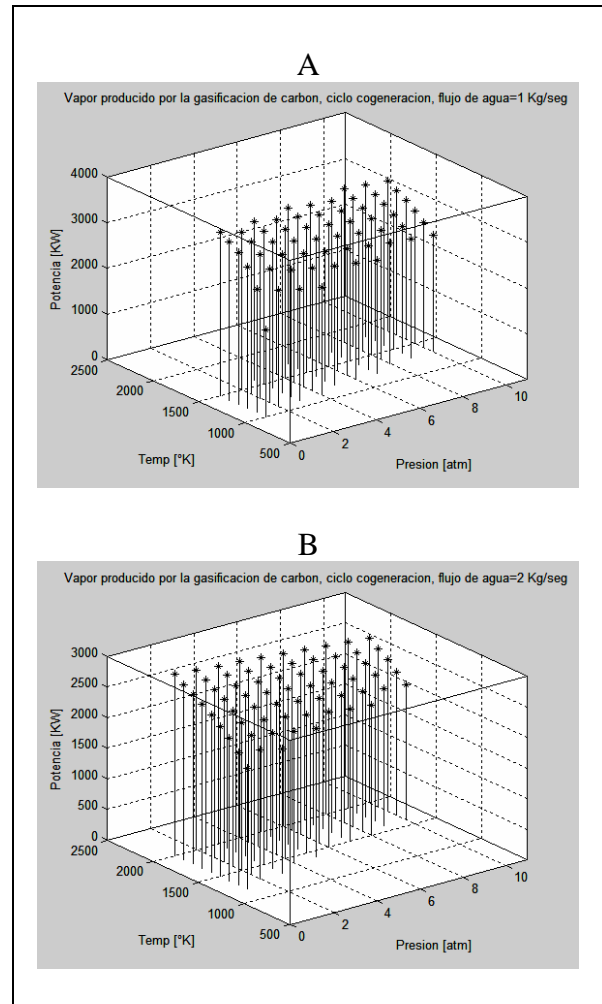


Figura 27. Vapor ciclo cogen. [kW]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

5.3 Gases producto de la gasificación de coque de petróleo

A continuación se muestra la concentración del $C_{(g)}$, $CH_{4(g)}$, $CO_{(g)}$, $CO_{2(g)}$, $H_{2(g)}$, $H_2O_{(g)}$, $H_2S_{(g)}$, la potencia del ciclo combinado, potencia del ciclo de cogeneración y vapor producido por el ciclo de cogeneración al gasificar coque de petróleo. Las consideraciones acerca de la forma de las gráficas así como el comportamiento de las concentraciones en función del flujo de agua son exactamente iguales a las obtenidas al gasificar carbón. Esto es debido a que el carbón mineral y el coque petróleo se diferencian básicamente en la cantidad de azufre y el contenido de humedad (ver tabla 2 y 5).

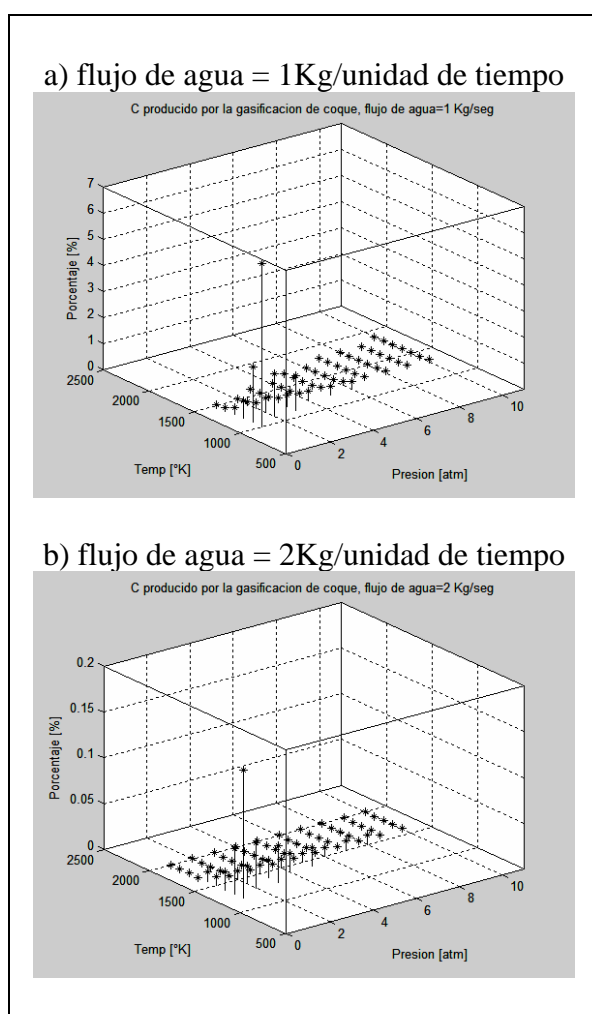


Figura 28. Gasificación coque, C[%]

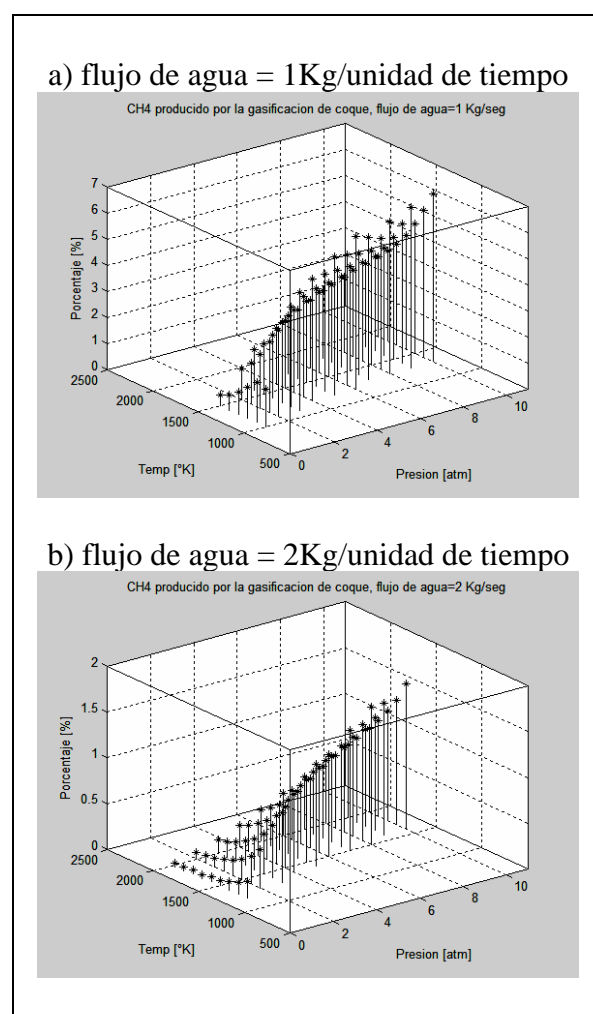


Figura 29. Gasificación coque, CH₄[%]

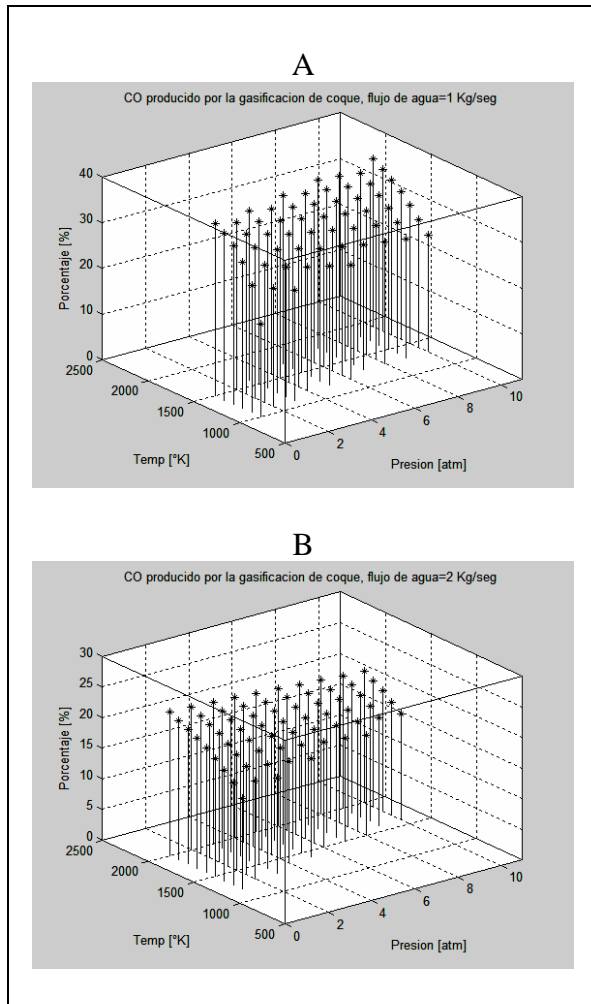


Figura 30. Gasificación coque, CO[%]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

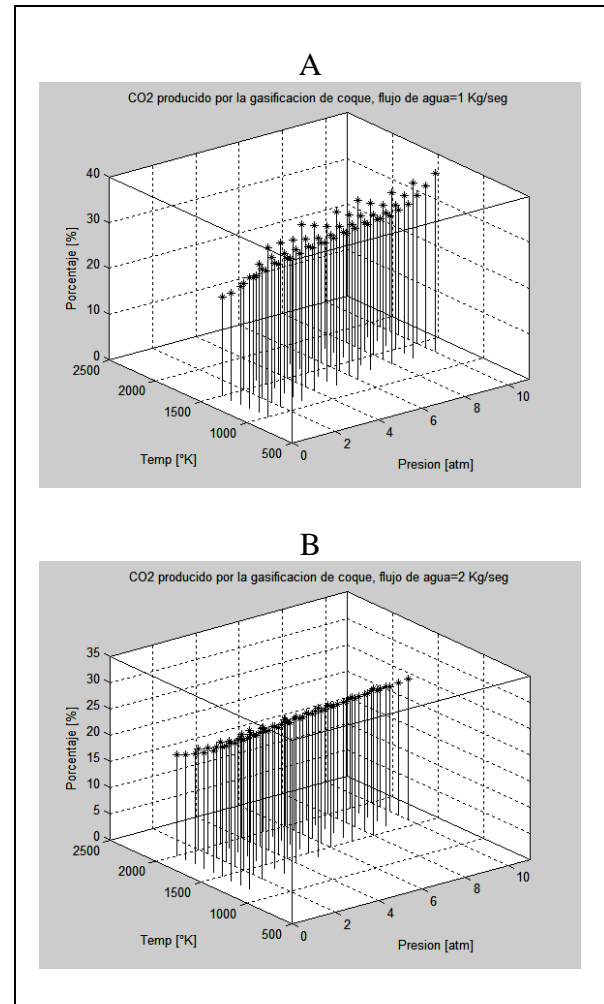


Figura 31. Gasificación coque, CO₂[%]
 A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

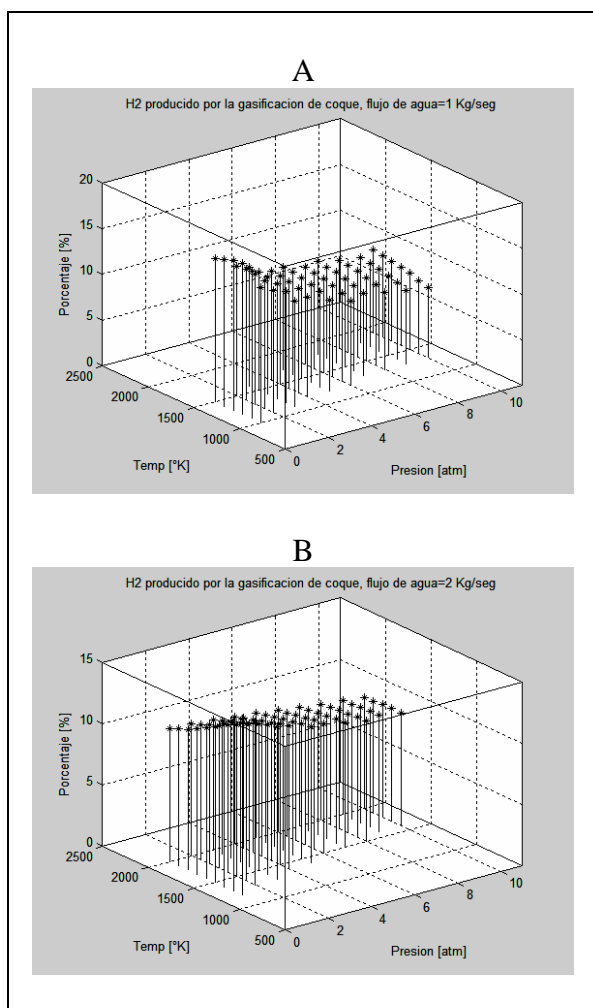


Figura 32. Gasificación coque, H₂[%]

A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

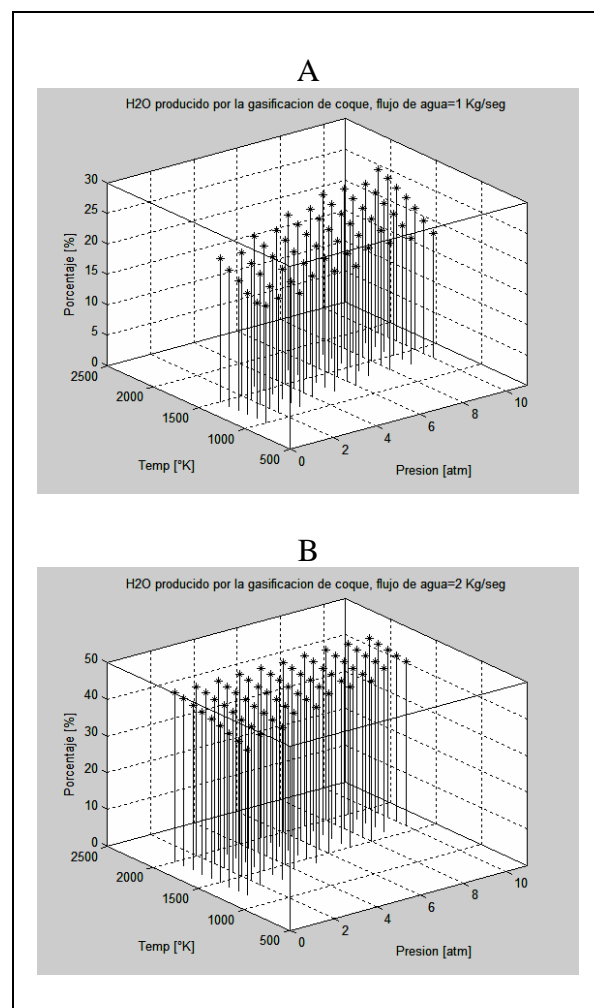


Figura 33. Gasificación coque, H₂O[%]

A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

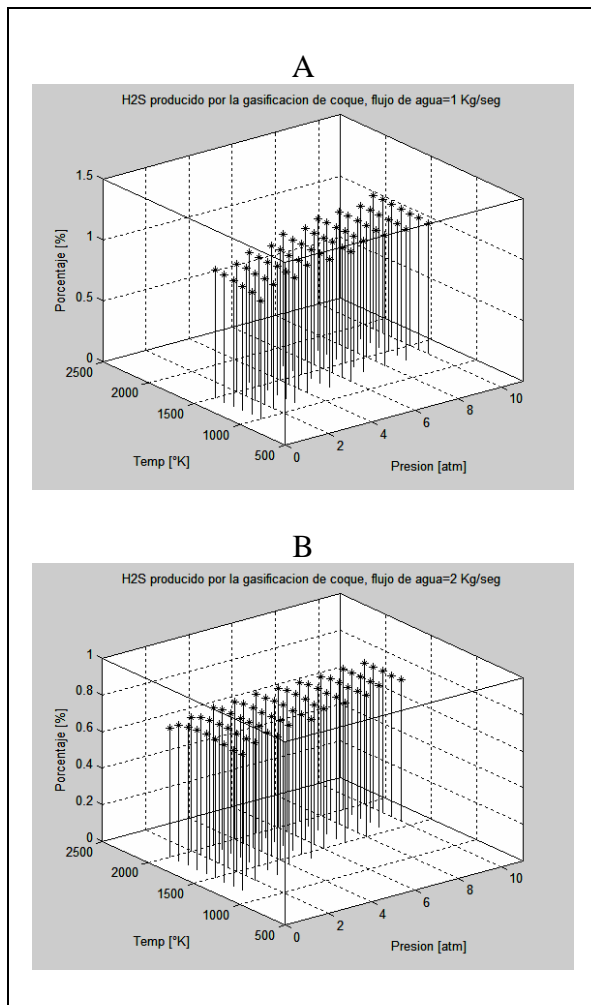


Figura 34. Gasificación coque, H_2S [%]

A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

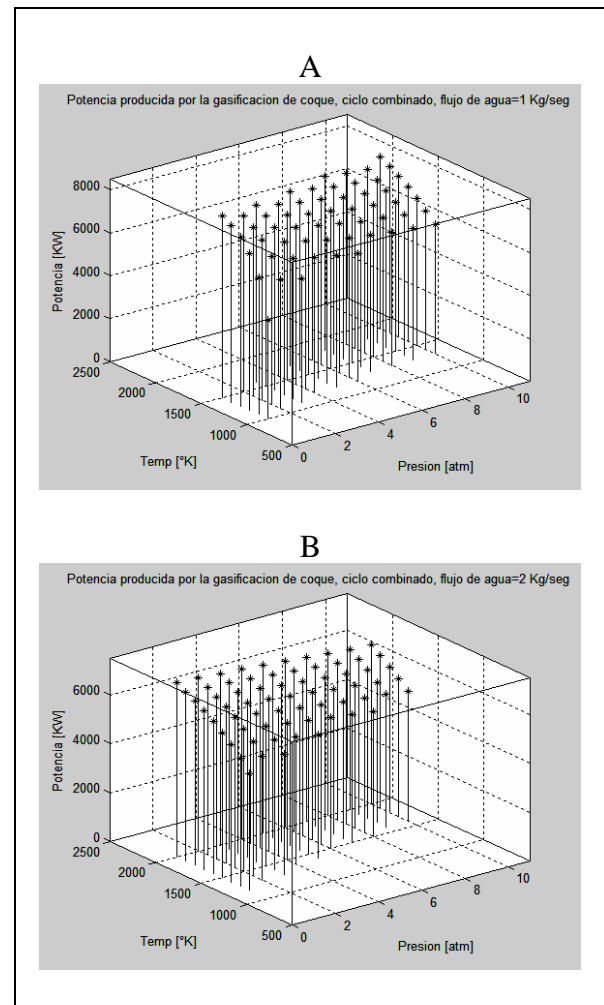


Figura 35. Potencia ciclo comb. [kW]

A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
 B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

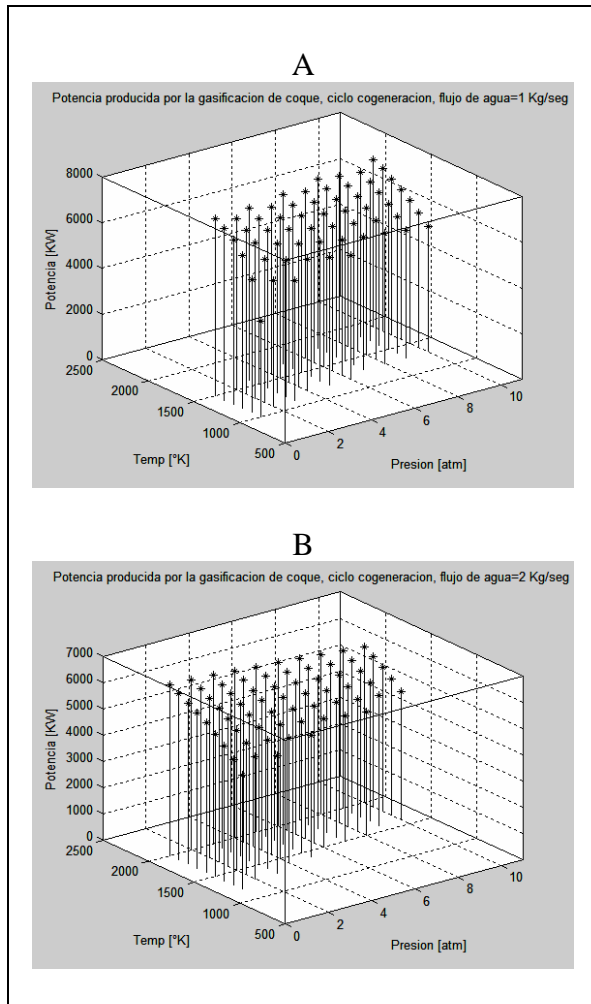


Figura 36. Potencia ciclo cogen. [kW]
A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

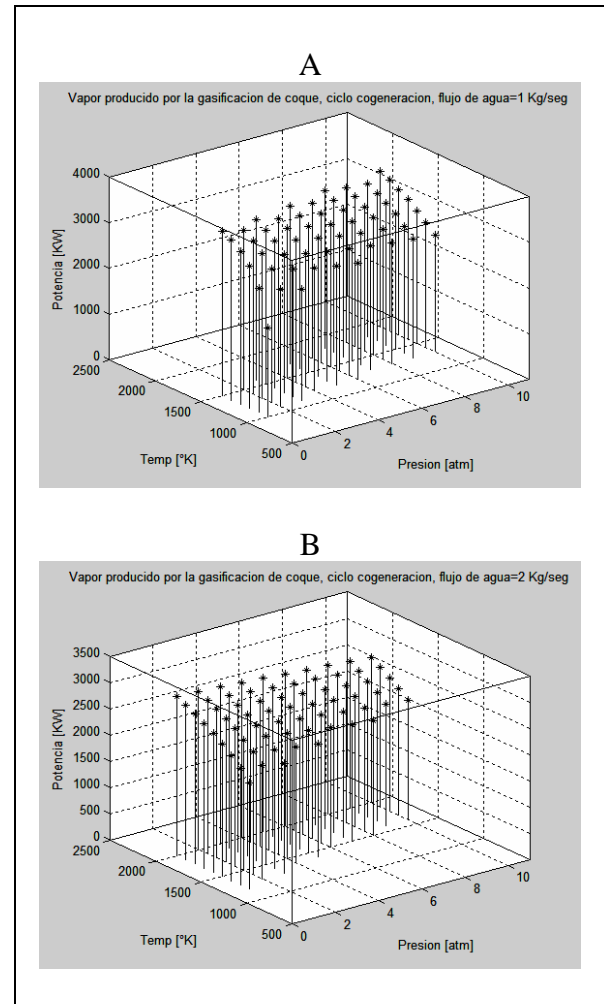


Figura 37. Vapor ciclo cogen. [kW]
A) flujo de agua = 1Kg/unidad de tiempo
B) flujo de agua = 2Kg/unidad de tiempo

5.4 Gases producto de la gasificación de RSM, sin clasificar

A continuación se muestra la concentración del $C_{(g)}$, $CH_{4(g)}$, $CO_{(g)}$, $CO_{2(g)}$, $H_{2(g)}$, $H_2O_{(g)}$, la potencia del ciclo combinado, potencia del ciclo de cogeneración y vapor producido por el ciclo de cogeneración al gasificar residuos sólidos municipales (sin clasificar). Como la capacidad calorífica de la basura es menor que la del carbón y coque de petróleo se requiere de un flujo mayor de combustible para producir un gas de síntesis con la capacidad de generar energía. En este caso el combustible es alimentado a un flujo de 2 Kg/unidad de tiempo con 1Kg/unidad de tiempo de agua. Ya que la basura posee un alto contenido de humedad genera una disminución de todas las concentraciones con excepción de la del vapor de agua.

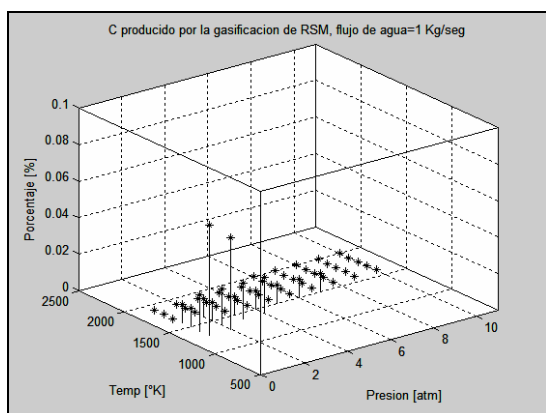


Figura 38. Gasificación RSM, C [%], flujo de agua = 1Kg/seg.

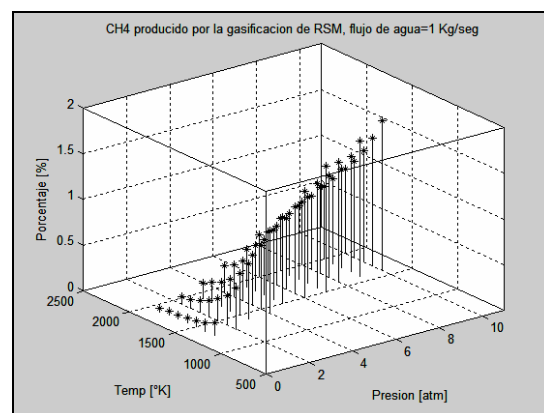


Figura 39. Gasificación RSM, CH_4 [%], flujo de agua = 1Kg/seg

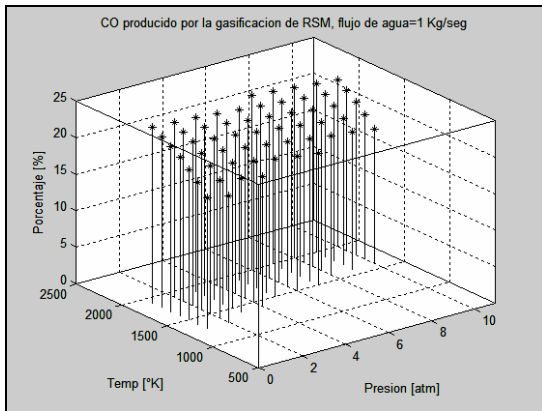


Figura 40. Gasificación RSM, CO[%], flujo de agua = 1Kg/seg.

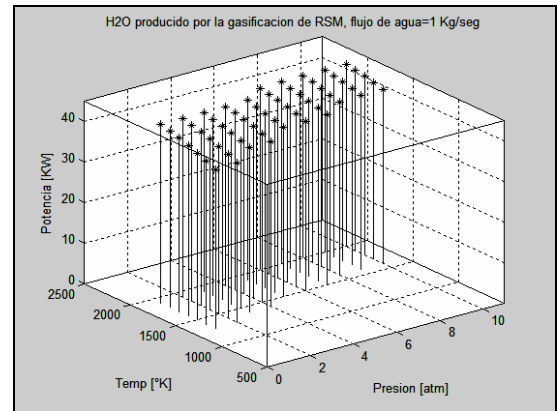


Figura 43. Gasificación RSM, H₂O[%], flujo de agua = 1Kg/seg.

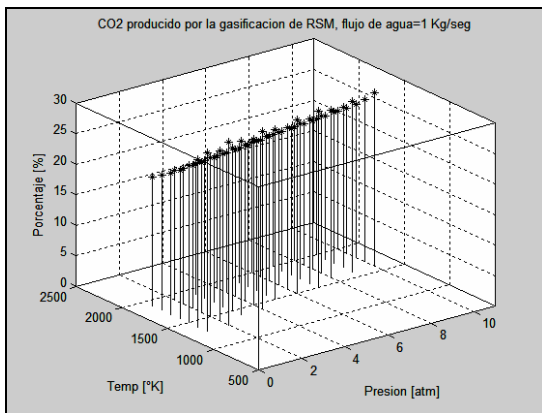


Figura 41. Gasificación RSM, CO₂[%], flujo de agua = 1Kg/seg.

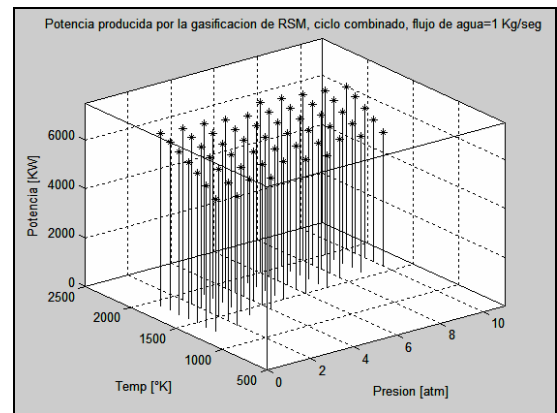


Figura 44. Potencia ciclo comb. [kW], flujo de agua = 1 Kg/seg.

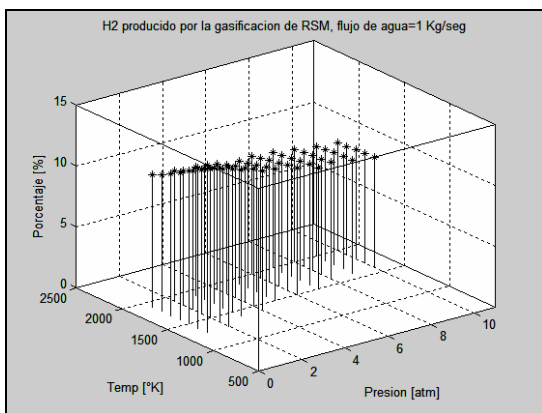


Figura 42. Gasificación RSM, H₂[%], flujo de agua = 1Kg/seg.

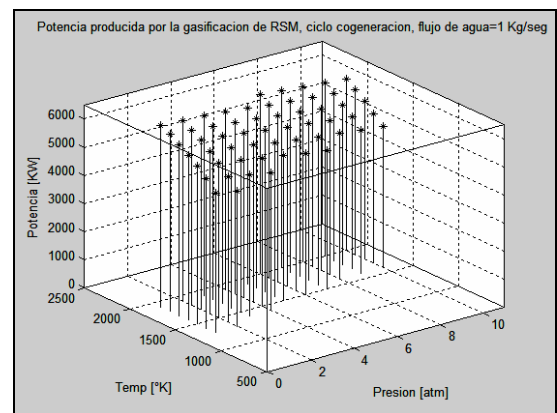


Figura 45. Potencia ciclo cogen. [kW], flujo de agua = 1 Kg/seg.

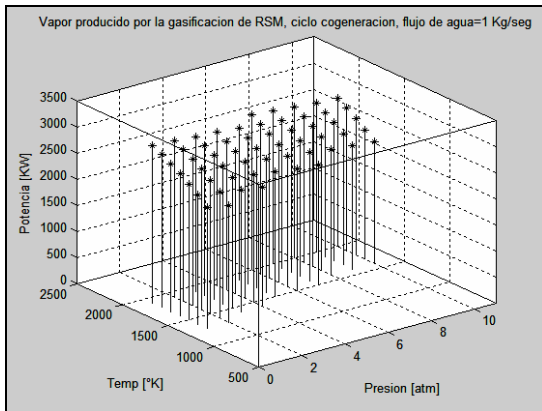


Figura 46. Vapor ciclo cogen. [kW],
flujo de agua = 1 Kg/seg.

5.5 Costo estimado de la energía eléctrica producida

Para obtener el costo de la energía producida por tipo de combustible por la planta CCGI simulada se suman los costos de inversión, combustible y los correspondientes a la operación y mantenimiento y se tabulan los resultados en la tabla 12 como función del costo del combustible. Lo que nos permitirá luego graficarlos en forma de series.

Tabla 12. Costo energía producida por tipo de combustible

Costo del combustible \$/mBtu	Carbón [\$/kWh]	Coque de Petróleo [\$/kWh]	RSM sin clasificar [\$/kWh]	RSM clasificado [\$/kWh]
0.00	0.034	0.034	0.034	0.034
0.80	0.042	0.044	0.043	0.040
1.00	0.045	0.047	0.045	0.041
1.20	0.047	0.049	0.047	0.043
2.00	0.055	0.060	0.056	0.049
2.59	0.062	0.067	0.063	0.053
3.00	0.066	0.073	0.068	0.056
4.00	0.077	0.086	0.079	0.064
5.00	0.087	0.099	0.090	0.071
6.00	0.098	0.112	0.101	0.079
7.00	0.109	0.125	0.113	0.086
8.00	0.120	0.138	0.124	0.094
9.00	0.130	0.151	0.135	0.101
10.00	0.141	0.164	0.146	0.109
10.12	0.142	0.165	0.148	0.110
11.00	0.152	0.177	0.157	0.116
12.00	0.163	0.189	0.169	0.124
13.00	0.173	0.202	0.180	0.131
14.00	0.184	0.215	0.191	0.139
15.00	0.195	0.228	0.202	0.146

Los números en negrita indican el valor de la energía de acuerdo al costo real de cada combustible

Al graficar los valores de la tabla 12 (figuras 47 y 48) se observa que al estar el costo de coque de petróleo y carbón muy cerca, estos podrían intercambiarse en la operación de una planta sin afectar demasiado del valor de la energía resultante. Al usar los RSM sin clasificar como combustible se produce una energía demasiado costosa como para ser comercializada, por ello debe clasificarse la basura antes de ser gasificada. Además de ser un método de reciclaje disminuye el valor de la energía producida haciendo el proceso más comercial.

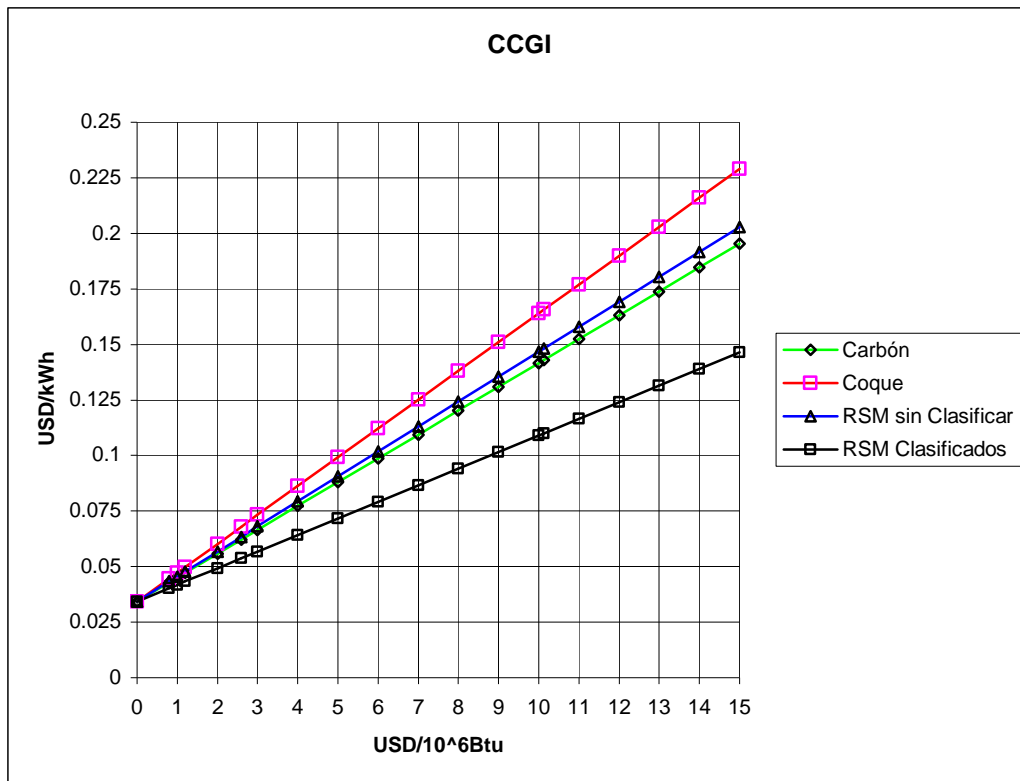


Figura 47. Costo de la energía producida por tipo de combustible

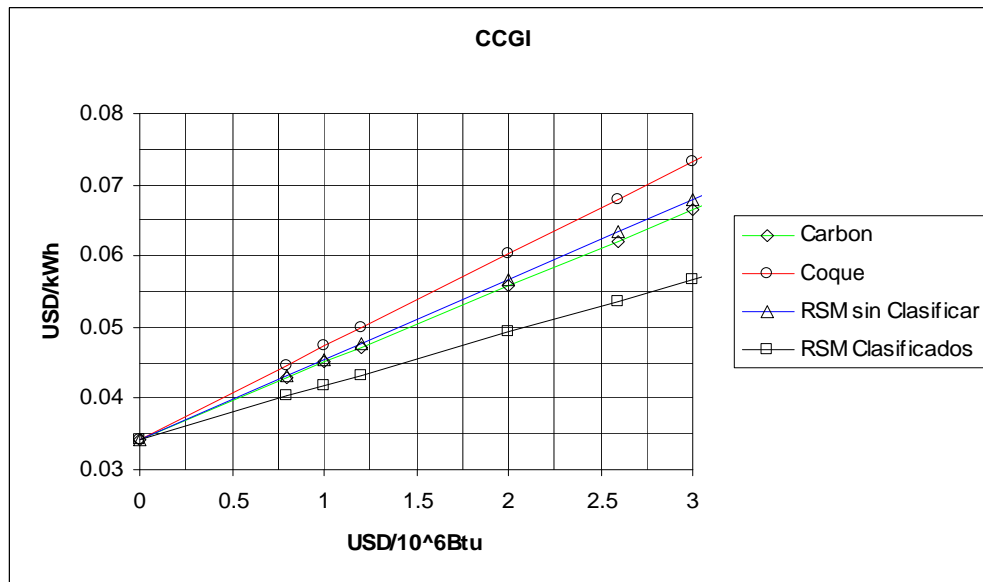


Figura 48. Costo de la energía producida por tipo de combustible (gráfica superior ampliada)

Los valores de presión, temperatura, y los flujos de combustible, agua y oxígeno del gasificador para los cuales la potencia producida es máxima se encuentran en la tabla 13. También se tabulan las concentraciones molares para el gas de síntesis y para el gas que entra a la turbina. De lo que se desprenden las siguientes consideraciones:

- El coque de petróleo produce la mayor concentración de metano.
- Siempre se produce más monóxido que dióxido de carbono.
- La concentración de compuestos de azufre son despreciables.
- El hidrógeno se produce en cantidades considerables, siendo mínimo el producido por el carbón mineral, por su baja humedad.

Mientras que la tabla 13 hace mención a características propias del gas de síntesis la tabla 14 muestra los valores de potencia, eficiencia y costo de energía para cada combustible, evaluando el desempeño de el ciclo combinado y el ciclo de cogeneración descritos en las secciones 4.2.1 y 4.2.2, se observa que:

- La mayor potencia se obtiene del carbón mineral, mientras que el menor costo de energía se obtiene del coque de petróleo.
- La diferencia entre el ciclo combinado con y sin cogeneración en términos de eficiencia es del 3%,
- A pesar de producir menos potencia al utilizar el ciclo de cogeneración se obtiene un costo de energía bastante atractivo.

Tabla 13. Puntos óptimos de operación (maximización de la energía producida)

Parámetro	Unidades	Combustible			
		Carbón C=85% H2O=5% S=10%	Coque de Petróleo C=85 H2O=10% S=5%	RSM sin clasificar C=40% H2O=40% Vidrio=5% metal=15%	RSM Clasificados C=80% H2O=20%
Flujo de combustible	[Kg/seg]	1	1	2	1
Flujo de agua	[Kg/seg]	1	1	1	1
Flujo de oxígeno	[Kg/seg]	1	1	1	1
Presión	[atm]	1	6	1	1
Temperatura	[°K]	1400	1700	1900	1700
X_C	[%]	0.10	0.00	0.00	0.00
X_{CH_4}	[%]	0.56	2.62	0.02	0.11
X_{CO}	[%]	37.56	36.13	24.08	33.98
X_{CO_2}	[%]	23.43	24.14	21.10	21.58
X_{H_2}	[%]	15.41	10.60	10.84	13.52
X_{H_2O}	[%]	20.82	25.41	43.95	30.80
X_{O_2}	[%]	0.00	0.00	0.00	0.00
X_S	[%]	0.00	0.00	0.00	0.00
X_{SO_2}	[%]	0.00	0.00	0.00	0.00
X_{H_2S}	[%]	2.11	1.08	0.00	0.00
Calor liberado en gasificación	[KW]	-56661	-51969	-3230	-43501
Flujo de agua scublee	[Kg/seg]	108	141	257	151
$X_{CH_4_BE}$	[%]	0.71	3.51	0.03	0.16
X_{CO_BE}	[%]	47.49	48.45	42.97	49.11
$X_{CO_2_BE}$	[%]	29.63	32.37	37.65	31.18
$X_{H_2_BE}$	[%]	19.49	14.21	19.34	19.54
$X_{O_2_BE}$	[%]	0.00	0.00	0.00	0.00
$X_{SO_2_BE}$	[%]	0.00	0.00	0.00	0.00
$X_{H_2S_BE}$	[%]	2.67	1.44	0.00	0.00

X_i es la fracción molar del compuesto i en la mezcla reaccionante

Tabla 14. Valores de energía generada por tipo de combustible

		Carbón	Coque de Petróleo	RSM sin clasificar	RSM clasificados
Potencia generada en el Ciclo combinado	[KW]	8135	7954	7061	7426
Heat Rate ciclo combinado	Btu/KWh $\times 10^6$	0.0107	0.0129	0.0112	0.0074
Eficiencia ciclo combinado	[%]	31.80	26.31	30.36	45.61
Costo de la energía en el ciclo combinado, fp=0.85	[\$/KWh]	0.0471	0.0446	0.1480	0.0536
Calor de proceso	[KW]	3465	3388	3008	3163
Potencia generada por el ciclo de cogeneración	[KW]	7445	7279	6462	6796
Heat Rate cogeneración	[Btu/kWh]	0.0117	0.0141	0.0122	0.0081
Eficiencia ciclo cogeneración	[%]	29.10	24.07	27.78	41.74
Costo de la energía en el Ciclo cogeneración, fp=0.85	\$/kWh	0.0483	0.0456	0.1586	0.0554

La eficiencia calculada para el ciclo de cogeneración solo toma en cuenta la potencia eléctrica producida
fp es el factor de planta

La eficiencia del ciclo combinado es 41.59 %

La eficiencia del ciclo combinado con cogeneración es de 68.98 %

La potencia generada por el carbón a 6 atm. es de 8 MW

5.6 Análisis de sensibilidad

Para evaluar la estabilidad de un sistema de gasificación primero se tienen que definir cuáles son los parámetros que van a ser alterados para entonces medir la respuesta del sistema ante este cambio. En este caso se modifican los flujos de combustible, agua y oxígeno para evaluar cómo se comportan las concentraciones molares (X_i) (en el gas de síntesis) y la potencia de generada por el ciclo combinado. Donde el color rojo representa disminución y el verde aumento en los parámetros de la tabla 15. De dicha tabla se puede observar que:

- La tendencia del agua y oxígeno son iguales y contrarias a la del combustible.
- El mayor rango de variación se permite con el agua respecto al valor óptimo.
- Al aumentar el combustible aumenta drásticamente los compuestos de azufre.
- El oxígeno siempre es consumido todo en el proceso de gasificación.
- Al variar el agua no varía la concentración de dióxido de carbono.
- Puede producirse doce veces más metano al disminuir el flujo de oxígeno en 70 %.

Tabla 15. Límites y tendencias del ciclo de gasificación

Parámetro	unidades	Valor Óptimo	Variable a Modificar					
			Combustible		Agua		Oxígeno	
			Límite inferior	Límite superior	Límite inferior	Límite superior	Límite inferior	Límite superior
Flujo de combustible	[Kg/seg]	1	0.7	1.1	1	1	1	1
Flujo de agua	[Kg/seg]	1	1	1	0.6	2.5	1	1
Flujo de oxígeno	[Kg/seg]	1	1	1	1	1	0.3	1.4
Presión	[atm]	1	1	1	1	1	1	1
Temperatura	[°K]	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
X_C	[%]	0.1	0.00	0.23	0.19	0.01	0.47	0.01
X_{CH_4}	[%]	0.56	0.00	1.74	0.96	0.02	6.03	0.00
X_{CO}	[%]	37.56	13.66	47.34	47.83	12.37	49.48	18.69
X_{CO_2}	[%]	23.43	41.93	16.56	20.30	26.02	8.86	45.76
X_{H_2}	[%]	15.41	5.58	18.05	14.73	10.85	23.49	5.33
X_{H_2O}	[%]	20.82	37.12	13.67	13.53	49.41	9.11	28.29
X_{O_2}	[%]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
X_S	[%]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
X_{SO_2}	[%]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
X_{H_2S}	[%/]	2.11	1.68	23.93	2.44	1.30	2.52	1.90
Flujo de agua scublee	[Kg/seg]	108.4	104.9	110	88.17	226.6	87.61	121.5
Potencia generada	[KW]	8135	990.2	12485	9046	4184	13931	1869

X_i es la fracción molar del compuesto i en la mezcla reaccionante.
El color verde representa una aumento con respecto al valor óptimo
El color rojo representa una disminución respecto al valor óptimo.

5.7 Discusión

Esperando que los resultados presentados hayan brindado un marco general del proceso de gasificación acoplado a un ciclo combinado, podemos decir que estos fueron homologados con algunos datos técnicos de la planta de “Wabash Riber”, de los cuales se obtiene una aproximación satisfactoria a una referencia de una planta real.

Al hacer una comparación entre el costo de operación y mantenimiento con los renglones que lo componen, vemos que el costo del agua para uso industrial por parte de Agua y Drenaje de Monterrey (apéndice G.1) es demasiado elevado. Debe buscarse una fuente de agua cruda o tener una tarifa de acuerdo a la magnitud del consumo para que el costo de la energía producida sea competitivo.

La tendencia de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha sido la de instalar plantas de ciclo combinado, esta decisión se tomó en momentos en los cuales el precio del gas natural hacía pensar que estos proyectos serían rentables desde el punto de vista económico. Pero la realidad ha demostrado que la vulnerabilidad del precio del gas natural a factores medio ambientales, geológicos y económicos aunado al atraso en la explotación de nuevos yacimientos lo han encarecido. Es por ello que es prudente en pensar cómo alimentar aquellas plantas de ciclo combinado ya instaladas, cuando el precio del gas no las haga rentables o la tecnología que las suplantara cuando haya pasado su vida útil, que está entre veinticinco y treinta años. Una solución podría ser acoplar un modulo de gasificación y utilizar el gas

síntesis como combustible primario utilizando carbón, coque de petróleo, RSM o una combinación entre ellos o en su defecto construir plantas del tipo CCGI.

Capítulo 6

Conclusión

6.1 Conclusión

- a) La relación cualitativa entre los productos de gasificación (fracciones molares y potencia), presión y temperatura, es la misma sin importar el tipo o composición del combustible utilizado. Lo que significa que las graficas guardan la misma forma, aún cuando varían las escalas de las mismas.
- b) Al variar los flujos de entrada al gasificador desde un punto fijo de operación, se producen variaciones en las concentraciones de los gases de salida. Apareciéndose así que variaciones en el agua y el oxígeno producen las mismas tendencias, y que ambos resultados son opuestos a los del combustible. El hidrógeno es el único gas que responde de manera diferente a la descrita.
- c) Ya que la presión y temperatura también son parámetros variables, estos tienen una influencia sobre la región donde el sistema tiene una respuesta que satisfaga las condiciones de frontera (concentración del gas de escape de la turbina). Por lo cual un aumento en los flujos de agua u oxígeno requiere de temperaturas por arriba de 1500°K . Mientras que al disminuir dichos flujos la temperatura requerida está entre 1000°K y 1400°K . El combustible como en el punto (b) se comporta de manera opuesta al agua y oxígeno.
- d) La producción de energía es escalable, basados en los resultados obtenidos siempre y cuando se guarde la misma proporción de los flujos en el gasificador. Lo que permite

decir que el costo de la energía es función del tamaño de la planta (kW), más que del mecanismo químico de gasificación.

- e) La cantidad de oxígeno y agua (apéndice G.1) necesaria para llevar a cabo la gasificación es muy considerable y se debe tomar en cuenta su suministro antes de visualizar el desarrollo de un proyecto de este tipo. El oxígeno representa un mayor problema que el agua ya que la producción de este a gran escala todavía no es lo suficientemente atractiva económicamente hablando ya que la tecnología no está lo suficientemente desarrollada aún. Esto nos aclara el por que muchas plantas utilizan aire mezclado con una proporción de oxígeno al inyectarse al gasificador.
- f) Los RSM deben tener una clasificación previa antes de ser gasificados, de no hacerse será necesario mezclarlo con otro combustible para aumentar su poder calorífico por su alto contenido de humedad.
- g) La relación entre los flujos de residuos sólidos municipales sin clasificar y clasificados para producir la misma cantidad de potencia es de dos a uno.
- h) El menor costo de energía se obtiene de la gasificación del coque de petróleo. A pesar de la idea general de que producir energía a partir de RSM es la opción más viable desde el punto de vista económico deja de serlo ya que posee el menor poder calorífico y es más costosa que el carbón o el coque de petróleo. Sin contar el tratamiento a que debe ser sometida antes y después de ser utilizada.

- i) Desde el punto de vista del costo de la energía producida, se podría cambiar el combustible de la planta de carbón a coque de petróleo, lo que aumentaría su precio en 0.01 \$/kWh.
- j) Los residuos sólidos metropolitanos sin una clasificación antes de introducirse al gasificador representan una opción económica no viable, ya que el precio por kWh no permite su comercialización. Resulta mejor reciclar el metal, vidrio, aluminio, etc. que procesarlo junto con los demás desechos ya estos no posee suficiente poder calorífico.
- k) Después de analizar los datos obtenidos es prudente advertir que cualquier estudio de un sistema de gasificación debe incluir un análisis de sensibilidad, de obviarse se podría caer en el error de tomar un punto de operación demasiado inestable, ya que existen planos dentro de las regiones de convergencia matemática, que ante pequeñas modificaciones en las variables de entrada producen respuestas desproporcionadas, que desde el punto de vista matemático son válidas, pero que desde el punto de vista de ingeniería son difíciles de controlar, dado que todo sistema de control requiere de un tiempo de respuesta mínimo. Nunca debe perderse de vista estas regiones ya sea cuando se diseñe u opere una planta, porque no están definidas por las limitaciones físicas de los equipos, sino por razones de seguridad.
- l) Si algo queda muy claro después de realizar esta tesis, es que el mecanismo de gasificación es sumamente dinámico, involucra muchas variables que interactúan de forma simultánea entre sí, por lo que su desempeño no es sencillo de visualizar.

Algunas consideraciones sobre el futuro energético

Dadas las consecuencias de gran alcance del cambio en la oferta de energía que se produjo en 1973, tras la primera crisis del petróleo cabe preguntarse si podrían darse cambios drásticos similares en el futuro o si el petróleo continuará siendo durante las próximas décadas el combustible preferencial. Algunos analistas depositan una gran confianza en el gas natural, mientras otros apuntan a la economía del hidrógeno. Todo apunta a que el mercado del gas natural está hoy en alguna medida repitiendo la experiencia del petróleo en los 70. En cuanto al hidrógeno existen grandes obstáculos para su desarrollo a gran escala, tales como la capacidad de producir hidrógeno económicamente, el desarrollo de nuevas infraestructuras, y finalmente la disponibilidad de pilas de combustible a precios competitivos. Lo que no define claramente la tecnología que podría dominar la producción de energía en el futuro o si por el contrario ninguna tecnología llegue a dominar sobre las demás.

6.2 Recomendaciones

El objetivo del presente trabajo se ha cumplido, sin embargo se han identificado áreas o tópicos de oportunidad para seguir investigando, como las siguientes:

- a) Dado que esta tesis tuvo como objetivo principal el estudio del comportamiento dinámico de un sistema de gasificación acoplado a un ciclo combinado para producir energía eléctrica, el modelo matemático fue desarrollado pensando en el análisis posterior de los datos, por lo que en este sólo se incluyeron las variables y constantes

más importantes en estos sistemas. El paso lógico a seguir sería refinar aún más el algoritmo desarrollado, así incluyendo las variables correspondientes a los equipos utilizados y agregando la opción de realizar un análisis económico, el modelo lograría acercarse aún más a la realidad.

- b) Realizar el análisis económico de una planta de gasificación, diseñada para que se obtengan toda la gama posible de productos: gaseosos, líquidos, sólidos y energía, tomando en cuenta los ingresos por la venta de dichos productos y los egresos relacionados (instalación, mantenimiento, operación, impuestos, etc.). De esta manera se podría optimizar la producción desde el punto de vista económico. Visualizándose el potencial total de la planta y no sólo desde el punto de vista eléctrico.
- c) Realizar una investigación sobre los precios reales del coque de petróleo en México, para plantas de generación. Debido a que este mercado se encuentra cerrado por medio de convenios bilaterales entre PEMEX y las generadoras independientes estos precios no son de acceso público.
- d) Por otra parte se tuvo que estimar el precio de los residuos sólidos municipales, aplicando una tarifa de compra por reciclaje, lo cual nos da una idea del precio máximo que se podría llegar a pagar (apéndice C.1). Un estimado más real debe tomar en cuenta la tarifa por recolección, transporte, segregación, etc., que son función del lugar, área estimada de responsabilidad, costos administrativos de recolección, etc.

- e) Deben analizarse combinaciones de combustibles para diferentes aplicaciones: así por ejemplo si se quiere generar energía se podría utilizar carbón mezclado con coque para abaratar el costo o si se quiere aprovechar la basura como combustible, esta se podría mezclar con carbón para aumentar su poder calorífico. Cada combinación posible así como sus relaciones depende de qué se quiera producir: gas de síntesis, energía, hidrógeno, etc. y de los valores de presión, temperatura y flujos de materia.
- f) Un paso importante pero necesariamente posterior a todo el análisis teórico es el de construir un gasificador prototipo para comparar los datos teóricos con los prácticos y que este sirva de medio de exposición de una tecnología que esta pronosticada a ser en el futuro el medio de transformación de los combustibles actuales.

Referencias

1. Ralph E. H. Sims. The Brilliance of Bioenergy, In Business And In Practice. James & James, 2002.
2. La gasificación como alternativa al gas natural en las plantas de ciclo combinado. Armando Llamas, Ruth Reyna, Alberto Mendoza, Federico Viramontes. http://www.mty.itesm.mx/die/ddre/transferecia/Transferencia69/Investigacion_69/Investigacion3_69.htm.
3. Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España. Manuel Treviño Coca. <http://www.elcogas.es/shared/GICC%20tecnologia%20limpia%20de1%20carbón.pdf>
4. Armando Llamas, Federico Viramontes, Oliver Probst, Ruth Reyna, Anibal Morones, Manuel González. Tecnologías y Combustibles para la Generación Eléctrica. Centro de Estudios de Energía ITESM. http://www.mty.itesm.mx/etie/deptos/ie/profesores/allamas/cursos/UEE/tec_y_combs.pdf.
5. U.S. Department of Energy. Office of Fossil Energy.
6. OGSIModel Selection And Payback Analyzer, v3.2.0

7. An Energy Overview of México.

<http://www.fossil.energy.gov/international/Western%20Hemisphere/mexiover.html>.

8. El Carbón en México.

http://serpiente.dgsca.unam.mx/pue/IV_CONGRESO_PONENCIAS_AMEE/Miercoles_13/TEMA%202/CONFERENCIAS%20INVITADAS/RAFAEL%20ALEXANDRI.pdf.

9. Organización Latinoamericana de Energía. Sistema de información Económica Energética. Energía en Cifras. Versión No. 16, Quito, Octubre 2004.

<http://www.olade.org.ec/documentos/Plegable%20Siee2004.pdf>

10. Presentación. Clean Coal Technology Webinar Coal Gasification. April 27, 2004.

Presented by Dr. John N. O'Brien

11. Robert A. Meyers. Handbook of Petroleum Refining Processes. McGraw-Hill.

Segunda Edición 1979.

12. Challenges and Economics of Using Petroleum Coke for Power Generation.

http://www.worldenergy.org/wec_geis/publications/default/tech_papers/17th_congress/1_2_26.asp.

13. Why are Utilities Afraid of Petcoke?. McCloskey's Petcoke Conference July 19-20, 2004.
http://www.hillenergyforecasts.com/documents/Hill_Associates_petcoke_000.pdf.
14. Guía para la Gestión Integral de los Residuos Sólidos Municipales. SEMARNAT.
Diciembre 2001.
http://www.ine.gob.mx/ueajei/publicaciones/consultaPublicacion.html?id_pub=344.
15. La Basura en el Limbo: Desempeño de Gobiernos Locales y Participación Privada en el Manejo de Residuos Urbanos. <http://www.gtz.org.mx/segem/bas%20limbo-final.pdf>.
16. Alan Hedley, Fraser Ferguson. Gasification: Its Role In The Future Technological And Economic Development Of The United Kingdom. Elsevier Applied Science Publishers, Report 20, 1989.
17. Stephen R. Turns. An Introduction to Combustión, Concepts And Aplications. Mc Graw Hill, Second Edition, 2000.
18. Yunus A. Cengel, Michael A. Boles. Termodinamica. Mc Graw Hill, Cuarta Edición, 2002.
19. Waste-to-Energy: Solutions for Solid Waste Problems for the 21st Century. Brent M. Voelker. <http://www.p2pays.org/ref/09/08624.pdf>.

20. Annual Coal Report 2003. Energy Information Administration Office of Coal, Nuclear, Electric, and Alternate Fuels. U.S. Department of Energy.
<http://www.eia.doe.gov/cneaf/coal/page/acr/acr.pdf>.

21. International Energy Outlook 2004. <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/coal.html>.

22. Tarifas Febrero 2005. Servicio Agua Potable con Drenaje.
http://www.nuevoleon.gob.mx/?P=agua_drenaje_tarifasIV.

23. David R. Lide, Ph.D., H.P.R. Frederikse, Ph.D. CRC Handbook of Chemistry and Physics. Chemical Rubber Publishing Company, 75th Edition, 1994.

Apéndice

Apéndice A	87
A.1 Algoritmo	89
Apéndice B. Carbón.....	98
B.1 Precio del carbón por lugar y uso.....	99
B.2 Consumo mundial de carbón.....	100
B.3 Reservas mundiales de carbón mineral	101
B.4 Producción mundial de carbón mineral.....	101
Apéndice C. Residuos sólidos municipales	102
C.1 Precios máximos, mínimos y promedios de los RSM.....	103
C.2 Distribución porcentual de la generación de RSM.....	103
C.3 Composición de los RSM.....	104
Apéndice D. Gas natural.....	105
D.1 Reservas mundiales de gas natural	106
D.2 Producción mundial de gas natural	106
D.3 Gas natural 2003	107
Apéndice E. Petróleo	108
E.1 Petróleo 2003.....	109
E.2 Capacidad mundial de refinación	110
Apéndice F. Energía	111
F.1 Suministro mundial de energía primaria por tipo de combustible.....	112
Apéndice G. Agua.....	113
G.1 Costo del agua, zona urbana de Monterrey.....	114
Apéndice H. Costo energía	117
H.1 Precios internos con impuestos al consumidor final.....	118
Apéndice I. Energía libre de Gibbs de formación	119
I.1 H ₂ O	120
I.2 CH ₄	120
I.3 CO ₂	121
I.4 SO ₂	121
I.5 CO.....	122
I.6 H ₂ S.....	122
Apéndice J. Entalpía de Formación	123
J.1 C	124
J.2 H ₂	124
J.3 H ₂ O.....	125
J.4 S.....	125
J.5 CO ₂	126
J.6 CO	126
J.7 O ₂	127
J.8 H ₂	127
J.9 H ₂ S	128
J.10 CH ₄	128

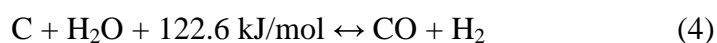
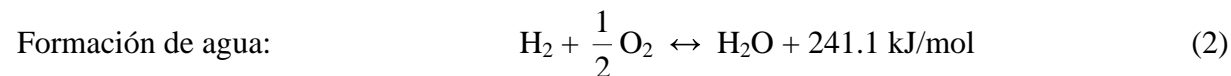
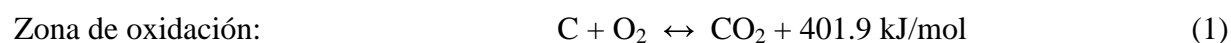
Capítulo 2

Marco Teórico

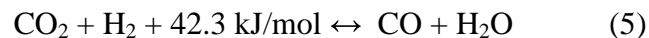
2.1 Gasificación

Gasificación es el término generalizado para describir el proceso de transformación química de un combustible en un ambiente reductor a alta temperatura para producir un combustible rico en gas (también conocido como gas de síntesis o “syngas”) con altos contenidos de monóxido de carbono, hidrógeno y algunos hidrocarburos saturados principalmente metano.

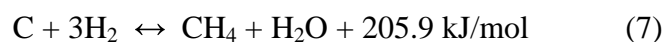
En la gasificación se distinguen diferentes zonas como la de secado, pirólisis, oxidación y reducción, cada una con sus características específicas de temperatura¹ y concentración como se ve en las figuras 1, 2, 3 y 4. Además cada zona de reacción libera o consume energía través de las reacciones químicas involucradas (exotérmica o endotérmica), a continuación se enumeran las reacciones más importantes que tienen lugar, y la cantidad de energía necesaria para que ocurran:



Equilibrio del agua-gas (water gas equilibrium):



Producción de metano:



Para analizar la concentración de los productos resultantes del proceso de gasificación se debe hacer un análisis basado en las constantes de equilibrio de cada reacción, esta consideración es válida cuando el tiempo de residencia dentro del gasificador es suficiente para que se lleven a cabo todas las reacciones involucradas en el proceso. En otras palabras este método es un análisis en estado estacionario.

2.1.1 Tipos de gasificadores

La diferencia entre los distintos tipos de gasificadores es la configuración física de estos, es decir por dónde se introduce el aire, el combustible y el vapor a este. Otro parámetro de distinción es la forma de recolección de las cenizas y la temperatura y presión de operación,¹ como se ve en las siguientes figuras:

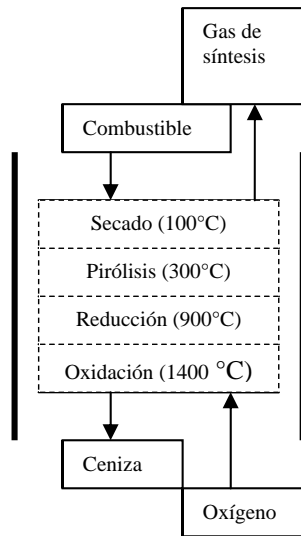


Figura 1. Gasificador de contra corriente

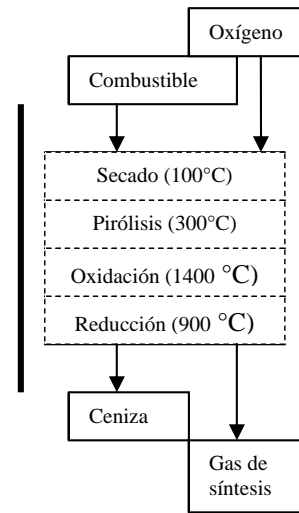


Figura 2. Gasificador de flujo paralelo

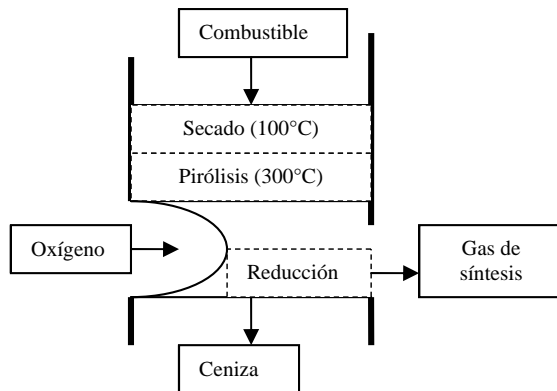


Figura 3. Gasificador de flujo transversal

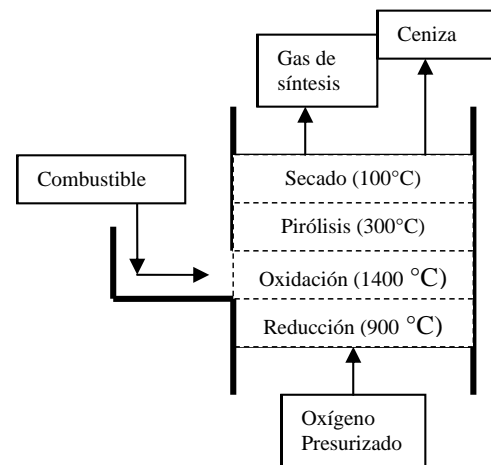


Figura 4. Gasificador de cama fluidizada (presurizado)

Cada tipo de gasificador se puede clasificar además por la cantidad de potencia¹ que puede producir, como se detalla en la tabla 1.

Tabla 1 Rangos de potencia generada por diferentes tipos de gasificadores

Tipo de gasificador	Rango de potencia
Gasificador de contra corriente	20 kW a 1 MW
Gasificador de flujo paralelo	1 MW a 15 MW
Gasificador de flujo transversal	2 MW a 50 MW
Gasificador de cama fluidizada	10 MW a 120 MW

2.1.2 ¿Cómo funciona una planta de gasificación?

El corazón del sistema de gasificación es el gasificador. Este convierte el combustible utilizado en compuestos gaseosos por medio de calor y presión en presencia de vapor de agua. Un gasificador difiere de un combustor en que la cantidad de aire u oxígeno disponible dentro de este es cuidadosamente controlada, para que sólo una porción de combustible se quemara completamente. Luego de la combustión la mayor parte del carbón contenido en el material es transformado a monóxido de carbono (CO). Junto con el tipo de gasificador, la temperatura y la presión juegan un papel importante en la dinámica de las reacciones químicas que producen el gas de síntesis. El gas de síntesis está principalmente compuesto de hidrógeno, monóxido de carbono y otros gases en menores proporciones, la relación entre estos varía dependiendo del tipo y condiciones de operación del gasificador y del material que sirve de combustible.

Los minerales presentes en el combustible, como rocas, suciedad y otras impurezas, no se gasifican como los compuestos cuya base es el carbón, se funden y se desalojan por el fondo del gasificador como una sustancia pétreo parecida al vidrio o como otras sustancias de valor comercial. Sólo una pequeña fracción de estos minerales es arrastrada como cenizas, las cuales luego deberán ser eliminadas del flujo de gas. Las impurezas de azufre presentes en el combustible forman sulfuro de hidrógeno² (H_2S), del cual el azufre es fácilmente extraído como azufre elemental o como ácido sulfúrico. Los óxidos de nitrógeno ($\text{NO}_x \leftrightarrow \text{NO} + \text{NO}_2$), otro potencial contaminante, no se forma en el ambiente reductor del gasificador.

Una planta típica de gasificación divide su proceso en diferentes etapas como lo son:

- a) Almacenamiento del combustible.
- b) Fragmentado o pulverizado.
- c) Secado.
- d) Gasificación.
- e) Separación de partículas suspendidas en el flujo de gas.
- f) Filtrado de contaminantes.
- g) Lavado y enfriamiento de los gases.

Luego de estos pasos el gas de síntesis pasa a través del proceso mostrado en la figura 5, para obtener ya sea azufre, combustible gaseoso, hidrógeno o vapor.

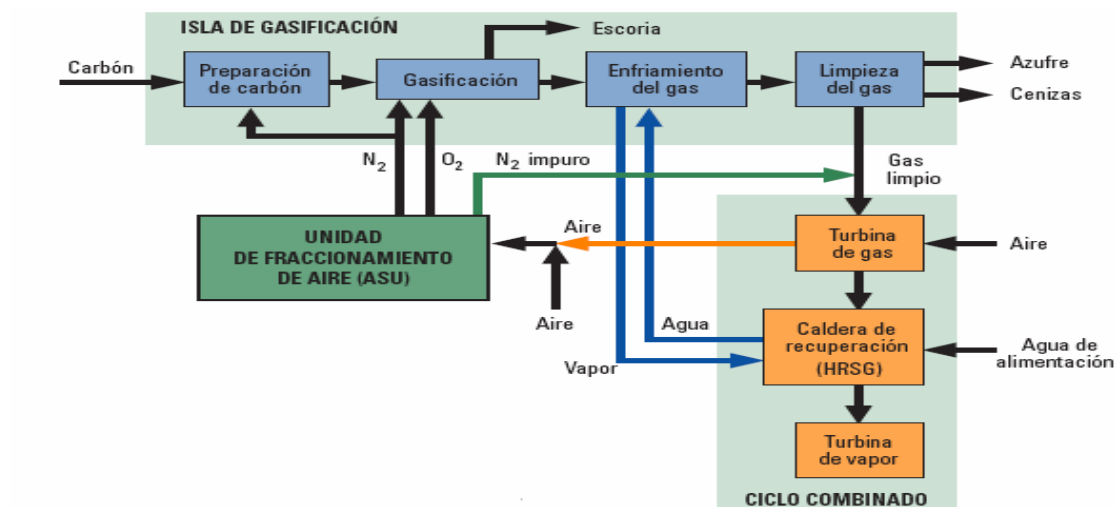


Figura 5. Diagrama de bloque del proceso gasificación³

En los ciclos combinados con gasificación integrada (CCGI) el gas de síntesis es limpiado del sulfuro de hidrógeno y partículas suspendidas, y es quemado como combustible en una turbina de gas (de igual manera como se quemaría el gas natural). La turbina de combustión está acoplada a un generador eléctrico. El aire caliente que proviene de la turbina de combustión es canalizado de vuelta al gasificador o a la unidad de separación de aire (donde se fragmenta el flujo para utilizarse para secado, como fuente de calor a la reacción, para calentar el agua de reposición, etc.), todo con el fin de aumentar la eficiencia global del proceso. Parte del calor contenido en los gases de combustión de la turbina es utilizado para generar vapor para mover una turbina que está acoplada a otro generador eléctrico. El uso de estos dos tipos de turbinas, una de gas y otra de vapor se conoce como ciclo combinado. Esta es la razón de por qué los sistemas de gasificación para producir potencia pueden alcanzar eficiencias sin precedentes. Actualmente los sistemas basados en la gasificación operan con eficiencias del 45%.⁴ En el futuro estos sistemas serán capaces de alcanzar eficiencias del orden del 60% (una planta

convencional con una caldera de vapor, utiliza sólo turbinas de vapor y está típicamente limitada a eficiencias del orden del 33 al 38%), mientras que la eficiencia de un ciclo combinado típico está en el orden del 48%.²

Alcanzar una más alta eficiencia significa utilizar menos combustible para producir la misma potencia, lo cual resulta en una mejora en el desempeño económico de la planta y en la formación de menos gases contaminantes (una planta de gasificación operando a una eficiencia del 60%, produce 40% menos dióxido de carbono que una planta típica de combustión).

2.1.3 Diferentes usos del gas de síntesis

El gas de síntesis producto de la gasificación puede ser utilizado como insumo por la industria energética, química y petrolera, como se describe a continuación y se muestra en la figura 6:

- a) Como materia prima para sintetizar una amplia gama de combustibles líquidos, gaseosos o químicos (usando procesos bien establecidos en la industria química actual, llamados “fisher-trops”).

- b) Como alimentación para celdas de combustible de alta eficiencia (que usarían el hidrógeno producido en el gasificador) o en sistemas híbridos de celdas-turbina.

- c) Como fuente de hidrógeno al separarlo del gas de síntesis y usado como combustible (por ejemplo en autos propulsados por hidrógeno) o como insumo de la industria petrolera y química.
- d) Como combustible para el transporte (metanol).

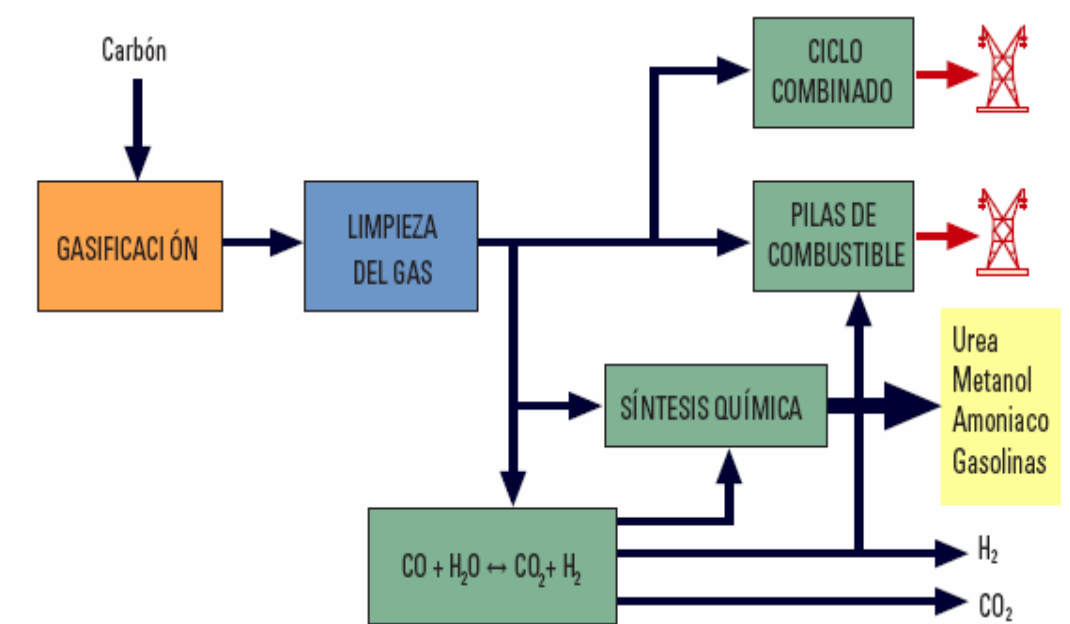


Figura 6. Diagrama del proceso de gasificación³

2.1.4 Investigación y desarrollo de la tecnología de gasificación

Para el año 2010 el desarrollo y avance de los sistemas de generación eléctrica acoplados a ciclos de gasificación (para plantas que funcionen a base de carbón) serán capaces de alcanzar eficiencias térmicas arriba del 50%, con un costo de capital de alrededor de \$1,000 por kilowatt instalado o menos.⁵

La primera planta de generación eléctrica a base de gasificación está ya funcionando de forma comercial en Estados Unidos. Muchos expertos predicen que la gasificación será el corazón de las plantas de generación eléctrica basadas en tecnologías limpias para el ambiente.

2.1.5 Beneficios al medio ambiente

Los beneficios al medio ambiente de las plantas de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI) radican en la capacidad de limpiar tanto como el 99% de las impurezas presentes en el gas de síntesis, lo que a su vez se traduce en que los gases de escape de la turbina sean más limpios. Otra ventaja de los sistemas de potencia basados en el proceso de gasificación es que cuando es usado oxígeno en vez de aire, el dióxido de carbono producido es más concentrado, haciendo mucho más fácil y menos costoso separarlo y capturarlo previniendo de esta forma que se emita a la atmósfera.

Otro elemento de gran interés por la formación de lluvia ácida, es el azufre presente en el carbono y el coque de petróleo. Estos al gasificarse producen sulfuro de hidrógeno, el cual puede ser capturado de forma líquida o gaseosa mediante procesos utilizados por la industria química actual y ser vendido de forma comercial. En una planta de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI) el NO_x existente proviene del combustor de la turbina y no del proceso de gasificación y esta en función de la temperatura de combustión. Cuando se requieran límites muy bajos de NO_x, se deberá utilizar un catalizador selectivo (SCR) u otra tecnología para llevar este a los niveles obtenidos al quemar gas natural.

El desarrollo en la limpieza y acondicionamiento del gas de síntesis se centra actualmente en procesos para el control multi-contaminante para reducir estos a concentraciones de partes por billón y además hacer más efectiva la limpieza del mercurio y sólidos no lixiviables con valor comercial.

2.1.6 Eficiencia

La eficiencia también se ve beneficiada del desarrollo de la tecnología de gasificación ya que en una planta de combustión típica el calor de la combustión es usado para producir vapor que mueve la turbina y el generador eléctrico. Sólo un tercio de esta energía contenida en el combustible es convertida en electricidad y en la mayoría de las plantas, el resto de esta es descargada al ambiente por medio de intercambiadores de calor o torres de enfriamiento.

2.1.7 Factor económico

El factor económico en la construcción y operación de una planta de gasificación es realmente importante para que esta tecnología tenga oportunidad de arraigarse. Actualmente el Departamento de Energía de Estados Unidos trabaja en la configuración futura y de bajo costo de un gasificador, llamado reactor de transporte.⁵ Este será un reactor avanzado de cama de flujo circulante (en la cama de flujo circulante las partículas de carbón describen un movimiento en espiral dentro del gasificador por efecto de las corrientes de aire u oxígeno).

Dentro de este gasificador podrá ser añadido un absorbedor químico para capturar los compuestos de azufre.

Uno de los problemas que confronta la tecnología de gasificación actualmente es el costo de producir el oxígeno necesario, dado que el costo actual es del orden de 0.6726 \$/lb,⁶ la producción de energía a través de ciclos CCGI se encarece. Para producir el oxígeno en la actualidad, típicamente se utiliza una planta criogénica para extraer el oxígeno del aire, por lo que el esfuerzo se centra actualmente en encontrar alternativas de bajo costo, como el utilizar membranas de cerámica para separar el oxígeno del aire a elevadas temperaturas.

Con el fin de disminuir los pasos e insumos necesarios para limpiar el gas de síntesis se estudian las membranas como tecnología para separar los gases producto de la gasificación. Por ejemplo se estudian membranas cerámicas de bajo costo para separar el hidrógeno y el dióxido de carbono del gas de síntesis, así como nuevos absorbedores y filtros de mayor eficiencia y economía.

2.2 Pirólisis

Otra manera de transformar los combustibles sólidos es la pirólisis, la cual se define como el procesamiento térmico de material carbonoso en ausencia total de oxígeno. La diferencia principal entre la gasificación y la pirólisis consiste en que los sistemas de pirólisis utilizan una fuente de combustible externa para llevar a cabo las reacciones endotérmicas en un ambiente libre de oxígeno, mientras que los sistemas de gasificación se sostienen sin aportes externos y usan aire u oxígeno para la combustión.

Los productos más importantes obtenidos mediante la pirólisis son:

- a) Una corriente de gas que contiene principalmente hidrógeno, metano, monóxido de carbono y diversos gases, según las características del material que es pirolizado.
- b) Una fracción líquida que consiste en un flujo de alquitrán o aceite que contiene ácido acético, acetona, metanol e hidrocarburos oxigenados complejos. Con un procesamiento adicional la fracción líquida puede utilizarse como aceite combustible sintético.
- c) Coque inferior, que consiste en carbono casi puro más cualquier material inerte originalmente presente en los residuos.

Apéndice A

"datos entrada gasificación"

Tamb=300 "[°K]"

Tout_gasif=313 "[°K]"

Po=1 "[atm]"

"

"

"datos de tablas"

MW_co2=MOLARMASS(CO2)

MW_c=MW_co2-MW_o2

MW_o2=MOLARMASS(O2)

MW_h2=MOLARMASS(H2)

MW_co=MOLARMASS(CO)

MW_h2o=MOLARMASS(H2O)

MW_ch4=MOLARMASS(CH4)

MW_n2=MOLARMASS(N2)

MW_so2=MOLARMASS(SO2)

MW_s=MW_so2-MW_o2

MW_h2s=MW_h2+MW_s

e_T_co2=ENTHALPY(CO2,T=T)

e_T_o2=ENTHALPY(O2,T=T)

e_T_h2=ENTHALPY(H2,T=T)

e_T_co=ENTHALPY(CO,T=T)

e_T_h2o=ENTHALPY(H2O,T=T)

e_T_ch4=ENTHALPY(CH4,T=T)

e_T_n2=ENTHALPY(N2,T=T)

e_T_so2=ENTHALPY(SO2,T=T)

e_Tamb_co2=ENTHALPY(CO2,T=Tamb)

e_Tamb_o2=ENTHALPY(O2,T=Tamb)

e_Tamb_h2=ENTHALPY(H2,T=Tamb)

e_Tamb_co=ENTHALPY(CO,T=Tamb)

e_Tamb_h2o=ENTHALPY(H2O,T=Tamb)

e_Tamb_ch4=ENTHALPY(CH4,T=Tamb)

e_Tamb_n2=ENTHALPY(N2,T=Tamb)

e_Tamb_air=ENTHALPY(Air,T=Tamb)

e_Tamb_so2=ENTHALPY(SO2,T=Tamb)

e_Tout_gasif_co2=ENTHALPY(CO2,T=Tout_gasif)

e_Tout_gasif_o2=ENTHALPY(O2,T=Tout_gasif)

e_Tout_gasif_h2=ENTHALPY(H2,T=Tout_gasif)

e_Tout_gasif_co=ENTHALPY(CO,T=Tout_gasif)

e_Tout_gasif_h2o=ENTHALPY(H2O,T=Tout_gasif)

e_Tout_gasif_ch4=ENTHALPY(CH4,T=Tout_gasif)

e_Tout_gasif_n2=ENTHALPY(N2,T=Tout_gasif)

e_Tout_gasif_so2=ENTHALPY(SO2,T=Tout_gasif)

$e_{Tcomb_co2}=ENTHALPY(CO2,T=Tcomb)$
 $e_{Tcomb_o2}=ENTHALPY(O2,T=Tcomb)$
 $e_{Tcomb_h2}=ENTHALPY(H2,T=Tcomb)$
 $e_{Tcomb_co}=ENTHALPY(CO,T=Tcomb)$
 $e_{Tcomb_h2o}=ENTHALPY(H2O,T=Tcomb)$
 $e_{Tcomb_ch4}=ENTHALPY(CH4,T=Tcomb)$
 $e_{Tcomb_n2}=ENTHALPY(N2,T=Tcomb)$
 $e_{Tcomb_so2}=ENTHALPY(SO2,T=Tcomb)$

$e_{T2g_o2}=ENTHALPY(O2,T=T2g)$
 $e_{T2g_n2}=ENTHALPY(N2,T=T2g)$

$gf_{co2}=0.0009*T^2-3.1062*T-393685$
 $gf_c=0$
 $gf_{o2}=0$
 $gf_{h2}=0$
 $gf_{co}=-86.916*T-113456$
 $gf_{h2o}=56.364*T-249033$
 $gf_{ch4}=-109.49*T+90057$
 $gf_s=0$
 $gf_{so2}=73.187*T-361822$
 $gf_{h2s}=113.38*T-302055$

$hf_c=0$
 $hf_{h2o_l}=-285830$
 $hf_s=0$
 $hf_{h2s}=-20502.02$

$cp_c=8.536$
 $cp_{h2o_l}=75.300$
 $cp_s=22.690$
 $cp_{h2s}=34.20$

$\delta_{h_c}=23.115*T-11437$
 $\delta_{h_s}=34.714*T-9001.6$
 $\delta_{h_{h2s}}=48.931*T-21148$
 $\delta_{h_{h2s_Tcomb}}=48.931*Tcomb-21148$
 $\delta_{h_{h2s_Tout_gasif}}=48.931*Tout_gasif-21148$

"_____"

"entrada de materia gasificador"

$fracc_c=87\%["]$

$fracc_{h2o}=5\%["]$

$fracc_s=0.002\%["]$

$fracc_{vidrio}=4\%["]$

$fracc_{metal}=4\%["]$

$$m_in=m_basura_in+m_o2_in+m_h2o_in$$

$$kmol_c_in=m_basura_in*(fracc_c/100)/MW_c$$

$$kmol_s_in=m_basura_in*(fracc_s/100)/MW_s$$

$$kmol_o2_in=m_o2_in/MW_o2$$

$$kmol_h2o_in=(m_h2o_in+m_basura_in*fracc_h2o/100)/MW_h2o$$

$$kmol_in=kmol_c_in+kmol_s_in+kmol_o2_in+kmol_h2o_in$$

$$x_c_in=kmol_c_in/kmol_in$$

$$x_s_in=kmol_s_in/kmol_in$$

$$x_o2_in=kmol_o2_in/kmol_in$$

$$x_h2o_in=Kmol_h2o_in/kmol_in$$

$$c_o=kmol_c_in/(2*kmol_o2_in+kmol_h2o_in)$$

$$h_o=2*kmol_h2o_in/(2*kmol_o2_in+kmol_h2o_in)$$

$$s_o=kmol_s_in/(2*kmol_o2_in+kmol_h2o_in)$$

" _____ "

"ecuaciones de balance"

$$dif_gf_r1=gf_co2-gf_c-gf_o2$$

$$dif_gf_r2=gf_h2+gf_co-gf_c-gf_h2o$$

$$dif_gf_r3=gf_co+gf_h2o-gf_co2-gf_h2$$

$$dif_gf_r4=gf_ch4-gf_c-2*gf_h2$$

$$dif_gf_r5=gf_so2-gf_s-gf_o2$$

$$dif_gf_r6=gf_h2s-gf_s-gf_h2$$

$$kp_r1=\exp(-dif_gf_r1/(8.315*T))$$

$$kp_r2=\exp(-dif_gf_r2/(8.315*T))$$

$$kp_r3=\exp(-dif_gf_r3/(8.315*T))$$

$$kp_r4=\exp(-dif_gf_r4/(8.315*T))$$

$$kp_r5=\exp(-dif_gf_r5/(8.315*T))$$

$$kp_r6=\exp(-dif_gf_r6/(8.315*T))$$

$$x_co2-x_c*x_o2*kp_r1*(P/Po)=0$$

$$x_h2*x_co-x_c*x_h2o*kp_r2=0$$

$$x_co*x_h2o-x_co2*x_h2*kp_r3=0$$

$$x_ch4-x_c*x_h2^2*(P/Po)^2*kp_r4=0$$

$$x_so2-x_s*x_so2*(P/Po)*kp_r5=0$$

$$x_h2s-x_s*x_h2*(P/Po)*kp_r6=0$$

$$(x_co2+x_c+x_co+x_ch4)/(2*x_co2+2*x_o2+x_co+x_h2o+2*x_so2)=c_o$$

$$(2*x_h2+2*x_h2o+4*x_ch4+2*x_h2s)/(x_co2+2*x_o2+x_co+x_h2o+2*x_so2)=h_o$$

$$(x_s+x_so2+x_h2s)/(x_co2+2*x_o2+x_co+x_h2o+2*x_so2)=s_o$$

$$x_{co2}+x_c+x_{o2}+x_{h2}+x_{co}+x_{h2o}+x_{ch4}+x_s+x_{so2}+x_{h2s}=1$$

"_____"

"salida del gasificador"

$$MW_{mix}=x_{co2}*MW_{co2}+x_c*MW_c+x_{o2}*MW_{o2}+x_{h2}*MW_{h2}+x_{co}*MW_{co}+x_{h2o}*MW_{h2o}+x_{ch4}*MW_{ch4}+x_s*MW_s+x_{so2}*MW_{so2}+x_{h2s}*MW_{h2s}$$

$$MW_{in}=x_{c_in}*MW_c+x_{s_in}*MW_s+x_{o2_in}*MW_{o2}+x_{h2o_in}*MW_{h2o}$$

$$Y_{co2}=x_{co2}*MW_{co2}/MW_{mix}$$

$$Y_c=x_c*MW_c/MW_{mix}$$

$$Y_{o2}=x_{o2}*MW_{o2}/MW_{mix}$$

$$Y_{h2}=x_{h2}*MW_{h2}/MW_{mix}$$

$$Y_{co}=x_{co}*MW_{co}/MW_{mix}$$

$$Y_{h2o}=x_{h2o}*MW_{h2o}/MW_{mix}$$

$$Y_{ch4}=x_{ch4}*MW_{ch4}/MW_{mix}$$

$$Y_s=x_s*MW_s/MW_{mix}$$

$$Y_{so2}=x_{so2}*MW_{so2}/MW_{mix}$$

$$Y_{h2s}=x_{h2s}*MW_{h2s}/MW_{mix}$$

$$m_{co2_out}=Y_{co2}*m_{in}$$

$$m_{c_out}=Y_c*m_{in}$$

$$m_{o2_out}=Y_{o2}*m_{in}$$

$$m_{h2_out}=Y_{h2}*m_{in}$$

$$m_{co_out}=Y_{co}*m_{in}$$

$$m_{h2o_out}=Y_{h2o}*m_{in}$$

$$m_{ch4_out}=Y_{ch4}*m_{in}$$

$$m_s=Y_s*m_{in}$$

$$m_{so2}=Y_{so2}*m_{in}$$

$$m_{h2s}=Y_{h2s}*m_{in}$$

$$n_{co2}=m_{co2_out}/MW_{co2}$$

$$n_c=m_{c_out}/MW_c$$

$$n_{o2}=m_{o2_out}/MW_{o2}$$

$$n_{h2}=m_{h2_out}/MW_{h2}$$

$$n_{co}=m_{co_out}/MW_{co}$$

$$n_{h2o}=m_{h2o_out}/MW_{h2o}$$

$$n_{ch4}=m_{ch4_out}/MW_{ch4}$$

$$n_s=m_s/MW_s$$

$$n_{so2}=m_{so2}/MW_{so2}$$

$$n_{h2s}=m_{h2s}/MW_{h2s}$$

"_____"

"balance de energía gasificador"

$$e_p=x_{co2}*e_{T_co2}+x_c*(hf_c+\delta_{h_c})+x_s*(hf_s+\delta_{h_s})+x_{h2s}*(hf_{h2s}+\delta_{h_h2s})+x_{o2}*e_{T_o2}+x_{h2}*e_{T_h2}+x_{co}*e_{T_co}+x_{h2o}*e_{T_h2o}+x_{ch4}*e_{T_ch4}+x_{so2}*e_{T_so2}$$

$$e_r = x_{c_in} * (hf_{c_cp} * (T_{amb} - 298.15)) + x_{s_in} * (hf_{s_cp} * (T_{amb} - 298.15)) + x_{o2_in} * e_{T_{amb_o2}} + x_{h2o_in} * e_{T_{amb_h2o}}$$

$$E_{gasif} = e_p + (m_{basura_in} * (26.36 * fracc_{h2o} + 628 * fracc_{vidrio} + 544 * fracc_{metal})) - e_r$$

"

"scruble"

$$x_{co2_BE} = x_{co2} / (x_{co2} + x_{o2} + x_{h2} + x_{co} + x_{ch4} + x_{so2} + x_{h2s})$$

$$x_{o2_BE} = x_{o2} / (x_{co2} + x_{o2} + x_{h2} + x_{co} + x_{ch4} + x_{so2} + x_{h2s})$$

$$x_{h2_BE} = x_{h2} / (x_{co2} + x_{o2} + x_{h2} + x_{co} + x_{ch4} + x_{so2} + x_{h2s})$$

$$x_{co_BE} = x_{co} / (x_{co2} + x_{o2} + x_{h2} + x_{co} + x_{ch4} + x_{so2} + x_{h2s})$$

$$x_{ch4_BE} = x_{ch4} / (x_{co2} + x_{o2} + x_{h2} + x_{co} + x_{ch4} + x_{so2} + x_{h2s})$$

$$x_{so2_BE} = x_{so2} / (x_{co2} + x_{o2} + x_{h2} + x_{co} + x_{ch4} + x_{so2} + x_{h2s})$$

$$x_{h2s_BE} = x_{h2s} / (x_{co2} + x_{o2} + x_{h2} + x_{co} + x_{ch4} + x_{so2} + x_{h2s})$$

$$MW_{mix_BE} = x_{co2_BE} * MW_{co2} + x_{o2_BE} * MW_{o2} + x_{h2_BE} * MW_{h2} + x_{co_BE} * MW_{co} + x_{ch4_BE} * MW_{ch4} + x_{so2_BE} * MW_{so2} + x_{h2s_BE} * MW_{h2s}$$

$$Y_{co2_BE} = x_{co2_BE} * MW_{co2} / MW_{mix_BE}$$

$$Y_{o2_BE} = x_{o2_BE} * MW_{o2} / MW_{mix_BE}$$

$$Y_{h2_BE} = x_{h2_BE} * MW_{h2} / MW_{mix_BE}$$

$$Y_{co_BE} = x_{co_BE} * MW_{co} / MW_{mix_BE}$$

$$Y_{ch4_BE} = x_{ch4_BE} * MW_{ch4} / MW_{mix_BE}$$

$$Y_{so2_BE} = x_{so2_BE} * MW_{so2} / MW_{mix_BE}$$

$$Y_{h2s_BE} = x_{h2s_BE} * MW_{h2s} / MW_{mix_BE}$$

$$m_{co2_out_BE} = Y_{co2_BE} * (m_{in} - m_{c_out} - m_{h2o_out})$$

$$m_{o2_out_BE} = Y_{o2_BE} * (m_{in} - m_{c_out} - m_{h2o_out})$$

$$m_{h2_out_BE} = Y_{h2_BE} * (m_{in} - m_{c_out} - m_{h2o_out})$$

$$m_{co_out_BE} = Y_{co_BE} * (m_{in} - m_{c_out} - m_{h2o_out})$$

$$m_{ch4_out_BE} = Y_{ch4_BE} * (m_{in} - m_{c_out} - m_{h2o_out})$$

$$m_{so2_out_BE} = Y_{so2_BE} * (m_{in} - m_{c_out} - m_{h2o_out})$$

$$m_{h2s_out_BE} = Y_{h2s_BE} * (m_{in} - m_{c_out} - m_{h2o_out})$$

$$n_{co2_BE} = m_{co2_out_BE} / MW_{co2}$$

$$n_{o2_BE} = m_{o2_out_BE} / MW_{o2}$$

$$n_{h2_BE} = m_{h2_out_BE} / MW_{h2}$$

$$n_{co_BE} = m_{co_out_BE} / MW_{co}$$

$$n_{ch4_BE} = m_{ch4_out_BE} / MW_{ch4}$$

$$n_{so2_BE} = m_{so2_out_BE} / MW_{so2}$$

$$n_{h2s_BE} = m_{h2s_out_BE} / MW_{h2s}$$

"

"balance de energía scruble"

$$n_{h2o_out_BE} = n_{h2o} + n_{h2o_in_BE}$$

$$e_{BE_r} = n_{CO_2} * e_{T_{CO_2}} + n_C * (hf_C + \Delta h_C) + n_S * (hf_S + \Delta h_S) + n_{H_2S} * (hf_{H_2S} + \Delta h_{H_2S}) + n_{O_2} * e_{T_{O_2}} + n_{H_2} * e_{T_{H_2}} + n_{CO} * e_{T_{CO}} + n_{H_2O} * e_{T_{H_2O}} + n_{CH_4} * e_{T_{CH_4}} + n_{SO_2} * e_{T_{SO_2}} + n_{H_2O_{in_BE}} * (hf_{H_2O_{in_BE}} + cp_{H_2O_{in_BE}} * (T_{amb} - 298.15))$$

$$e_{BE_p} = n_{CO_2} * e_{T_{out_gasif_CO_2}} + n_{O_2} * e_{T_{out_gasif_O_2}} + n_{H_2} * e_{T_{out_gasif_H_2}} + n_{CO} * e_{T_{out_gasif_CO}} + n_{CH_4} * e_{T_{out_gasif_CH_4}} + n_{SO_2} * e_{T_{out_gasif_SO_2}} + n_C * (hf_C + cp_C * (T_{out_gasif} - 298.15)) + n_S * (hf_S + cp_S * (T_{out_gasif} - 298.15)) + n_{H_2S} * (hf_{H_2S} + cp_{H_2S} * (T_{out_gasif} - 298.15)) + n_{H_2O_{out_BE}} * (hf_{H_2O_{out_BE}} + cp_{H_2O_{out_BE}} * (T_{out_gasif} - 298.15))$$

$$e_{BE_p} = e_{BE_r}$$

$$m_{H_2O_{in_BE}} = n_{H_2O_{in_BE}} * MW_{H_2O}$$

"_____"

"balance de energía combustion turbina"

$$T3g = T_{comb}$$

$$n_{O_2_{stoic}} = 2 * n_{CH_4_{BE}} + 0.5 * n_{CO_{BE}} + 0.5 * n_{H_2_{BE}}$$

$$n_{air} = n_{O_2_{stoic}} - n_{O_2_{BE}}$$

$$C: n_{CH_4_{BE}} + n_{CO_{BE}} + n_{CO_2_{BE}} = n_{CO_2_{comb}}$$

$$H: 4 * n_{CH_4_{BE}} + 2 * n_{H_2_{BE}} = 2 * n_{H_2O_{comb}}$$

$$O: n_{CO_{BE}} + 2 * n_{CO_2_{BE}} + 2 * n_{O_2_{BE}} + 2 * n_{SO_2_{BE}} + 2 * n_{air} = 2 * n_{CO_2_{comb}} + n_{H_2O_{comb}} + 2 * n_{O_2_{comb}} + 2 * n_{SO_2_{comb}}$$

$$N: 3.76 * 2 * n_{air} = 2 * 3.76 * n_{N_2_{comb}}$$

$$S: n_{SO_2_{BE}} = n_{SO_2_{comb}}$$

$$n_{H_2S_{BE}} = n_{H_2S_{comb}}$$

$$e_{comb_p} = n_{CO_2_{comb}} * e_{T_{comb_CO_2}} + n_{H_2O_{comb}} * e_{T_{comb_H_2O}} + n_{O_2_{comb}} * e_{T_{comb_O_2}} + 3.76 * n_{N_2_{comb}} * e_{T_{comb_N_2}} + n_{SO_2_{comb}} * e_{T_{comb_SO_2}} + n_{H_2S_{comb}} * (hf_{H_2S_{comb}} + \Delta h_{H_2S_{comb}} - T_{comb})$$

$$e_{comb_r} = n_{CH_4_{BE}} * e_{T_{out_gasif_CH_4}} + n_{CO_{BE}} * e_{T_{out_gasif_CO}} + n_{CO_2_{BE}} * e_{T_{out_gasif_CO_2}} + n_{O_2_{BE}} * e_{T_{out_gasif_O_2}} + n_{H_2_{BE}} * e_{T_{out_gasif_H_2}} + n_{SO_2_{BE}} * e_{T_{out_gasif_SO_2}} + n_{H_2S_{BE}} * (hf_{H_2S_{BE}} + \Delta h_{H_2S_{BE}} - T_{out_gasif}) + n_{air} * e_{T2g_O_2 + 3.76 * n_{air} * e_{T2g_N_2}}$$

"_____"

"acople de gasificador y ciclo de potencia"

$$Q_{combg} = -(e_{comb_p} - e_{comb_r})$$

"_____"

"ciclo gas"

$$T1g = 300 \text{ [}^\circ\text{K]}$$

$$P1g = 101 \text{ [KPa]}$$

$$T3g = 1300 \text{ [}^\circ\text{K]}$$

$$r_{cg} = 8$$

$$\eta_{turbina} = 85 \text{ [%]}$$

eta_gen_turbinag=95"[%]"

eta_compresorg=80"[%]"

P1g=P4g

P2g=P3g

S1g=S2g

S3g=S4g

H1g=ENTHALPY(Air,T=T1g)

S1g=ENTROPY(Air,T=T1g,P=P1g)

P2g=P1g*r_cg

T2g=TEMPERATURE(Air,S=S2g,P=P2g)

H2gs=ENTHALPY(Air,T=T2g)

H2g=H1g+(H2gs-H1g)/(eta_compresorg/100)

H3g=ENTHALPY(Air,T=T3g)

S3g=ENTROPY(Air,T=T3g,P=P3g)

T4g=TEMPERATURE(Air,S=S4g,P=P4g)

H4gs=ENTHALPY(Air,T=T4g)

H4g=H3g-(H3g-H4gs)*eta_turbinag/100

W_turbinag=mg*((H3g-H4g)*eta_gen_turbinag/100)

W_compresorg=mg*(H2g-H1g)

Q_combg=mg*(H3g-H2g)

eta_ciclog=(W_turbinag-W_compresorg)/Q_combg*100

"_____"

"ciclo de vapor"

fracc_ext_turbv=0.7

fracc_ext_lineav=0.1

eta_turvinav=87"[%]"

eta_gen_turvinav=95"[%]"

eta_bomba_1v=85"[%]"

eta_motor_bomba_1v=95"[%]"

eta_bomba_2v=85"[%]"

eta_motor_bomba_2v=95"[%]"

T1v=773"°K]"

T1v=T2v

T1v=T3v

P1v=7000"[KPa]"

P1v=P2v

P1v=P3v

$P1v=P9v$
 $P1v=P10v$
 $P1v=P11v$
 $P6v=5\text{''[KPa]''}$
 $P6v=P8v$
 $P4v=500\text{''[KPa]''}$
 $P4v=P5v$
 $P4v=P7v$
 $H1v=H2v$
 $H1v=H3v$
 $H1v=H4v$
 $S1v=S2v$
 $S1v=S3v$
 $S1v=S5v$
 $S1v=S6v$
 $X7v=0$
 $X8v=0$

$wp1v=VOLUME(Steam_NBS,X=X8v,P=P8v)*(P9v-P8v)$
 $wp2v=VOLUME(Steam_NBS,X=X7v,P=P7v)*(P10v-P7v)$
 $H1v=ENTHALPY(Steam_NBS,T=T1v,P=P1v)$
 $S1v=ENTROPY(Steam_NBS,T=T1v,P=P1v)$
 $H5sv=ENTHALPY(Steam_NBS,S=S5v,P=P5v)$
 $H5v=H3v-(H3v-H5sv)*\eta_{turbinav}/100$
 $H6sv=ENTHALPY(Steam_NBS,S=S6v,P=P6v)$
 $H6v=H3v-(H3v-H6sv)*\eta_{turbinav}/100$
 $H7v=ENTHALPY(Steam_NBS,X=X7v,P=P7v)$
 $H8v=ENTHALPY(Steam_NBS,X=X8v,P=P8v)$
 $H9sv=H8v+wp1v$
 $H9v=(H9sv-H8v)/(\eta_{bomba_1v}/100)+H8v$
 $H10sv=H7v+wp2v$
 $H10v=(H10sv-H7v)/(\eta_{bomba_2v}/100)+H7v$
 $H11v=(m7v*H10v+m6v*H9v)/m_v$
 $X5v=QUALITY(Steam_NBS,S=S5v,P=P5v)$
 $X6v=QUALITY(Steam_NBS,S=S6v,P=P6v)$

$m4v=m_v*\text{fracc_ext_lineav}$
 $m5v=m_v*\text{fracc_ext_turbv}$
 $m4v+m5v=m7v$
 $m_v=m4v+m3v$
 $m3v=m5v+m6v$

$W_{turbinav}=(m3v*H3v-m5v*H5v-m6v*H6v)*\eta_{gen_turbinav}/100$
 $Q_{procesov}=m4v*H4v+m5v*H5v-m7v*H7v$
 $WP1_v=m6v*wp1v/(\eta_{motor_bomba_1v}/100)$
 $WP2_v=m7v*wp2v/(\eta_{motor_bomba_2v}/100)$
 $Q_{intercambiador}=m_v*(H1v-H11v)$

$$\text{eta_ciclo} = (\text{W_turbinav} + \text{Q_procesov} - \text{WP2_v} - \text{WP1_v}) / \text{Q_intercambiador} * 100$$

"_____"

"intercambiador de calor"

T5g=450["°K"]

T11v=TEMPERATURE(Steam_NBS,H=H11v,P=P11v)

H5g=ENTHALPY(Air,T=T5g)

mg*H4g+mv*H11v=mv*H1v+mg*H5g

P_generacion=W_turbinag+W_turbinav

eta_ciclo_completo=((W_turbinag-W_compresorg)+(W_turbinav+Q_procesov-WP1_v-WP2_v))/Q_combg*100

Apéndice B

Carbón

Tabla 16. Precio carbón (\$/Ton)²⁰

Lugar	2003			2002		
	Electric Utility Plants	Other Industrial Plants	Coke Plants	Electric Utility Plants	Other Industrial Plants	Coke Plants
New England	46.40	-	-	48.78	-	-
Connecticut	-	-	-	-	-	-
Maine	-	-	-	-	-	-
Massachusetts	52.59	-	-	56.43	-	-
New Hampshire	45.07	-	-	47.75	-	-
Rhode Island	-	-	-	-	-	-
Vermont	-	-	-	-	-	-
Middle Atlantic	47.05	-	-	41.80	-	-
New Jersey	63.47	-	-	60.60	-	-
New York	38.81	45.90	-	40.10	49.78	-
Pennsylvania	31.13	36.47	-	30.62	37.60	-
East North Central	25.58	38.04	52.94	25.03	38.64	52.80
Illinois	21.74	29.71	-	22.50	30.23	-
Indiana	24.99	36.95	54.33	24.62	38.54	54.67
Michigan	27.05	46.30	-	26.66	44.75	-
Ohio	29.02	41.32	-	28.95	40.59	-
Wisconsin	19.96	45.32	-	19.90	46.24	-
West North Central	15.05	20.07	-	14.69	-	-
Iowa	14.95	29.93	-	14.95	30.87	-
Kansas	17.52	36.84	-	16.85	36.40	-
Minnesota	19.02	31.93	-	18.68	32.01	-
Missouri	16.14	33.83	-	15.82	35.89	-
Nebraska	10.21	22.82	-	10.05	23.52	-
North Dakota	9.67	-	-	9.76	-	-
South Dakota	23.00	-	-	22.14	20.23	-
South Atlantic	39.32	-	-	38.91	-	-
Delaware	-	-	-	-	-	-
District of Columbia	-	-	-	-	-	-
Florida	42.69	47.28	-	42.48	46.27	-
Georgia	40.22	48.58	-	39.17	51.51	-
Maryland	-	39.16	-	-	40.94	-
North Carolina	43.58	47.36	-	43.30	50.43	-
South Carolina	40.91	48.95	-	40.25	51.94	-
Virginia	38.95	45.32	-	40.79	49.71	-
West Virginia	31.42	38.69	-	30.08	40.13	-
East South Central	29.72	-	48.20	29.04	-	50.03
Alabama	31.52	42.83	-	30.64	42.72	-
Kentucky	28.31	45.52	-	27.25	47.31	-
Mississippi	37.41	-	-	38.86	-	-

Tennessee	28.15	39.10	-	27.73	40.17	-
West South Central	18.95	-	-	18.41	-	-
Arkansas	20.01	46.20	-	14.52	46.28	-
Louisiana	21.38	-	-	20.27	-	-
Oklahoma	16.61	-	-	16.27	-	-
Texas	19.38	22.40	-	20.66	22.54	-
Mountain	21.17	29.90	-	20.50	30.02	-
Arizona	25.46	41.88	-	25.52	42.85	-
Colorado	18.80	-	-	18.58	-	-
Idaho	-	35.50	-	-	35.61	-
Montana	10.55	-	-	10.29	-	-
Nevada	32.22	-	-	30.21	-	-
New Mexico	27.85	-	-	28.87	-	-
Utah	23.12	26.90	-	21.88	25.84	-
Wyoming	13.70	24.66	-	13.76	25.09	-
Pacific	21.27	-	-	23.11	-	-
Alaska	-	-	-	-	-	-
California	-	40.60	-	-	39.16	-
Hawaii	-	-	-	-	-	-
Oregon	21.27	-	-	23.11	-	-
Washington	-	-	-	-	-	-
U.S. Total	25.29	34.70	50.63	24.74	35.49	50.67

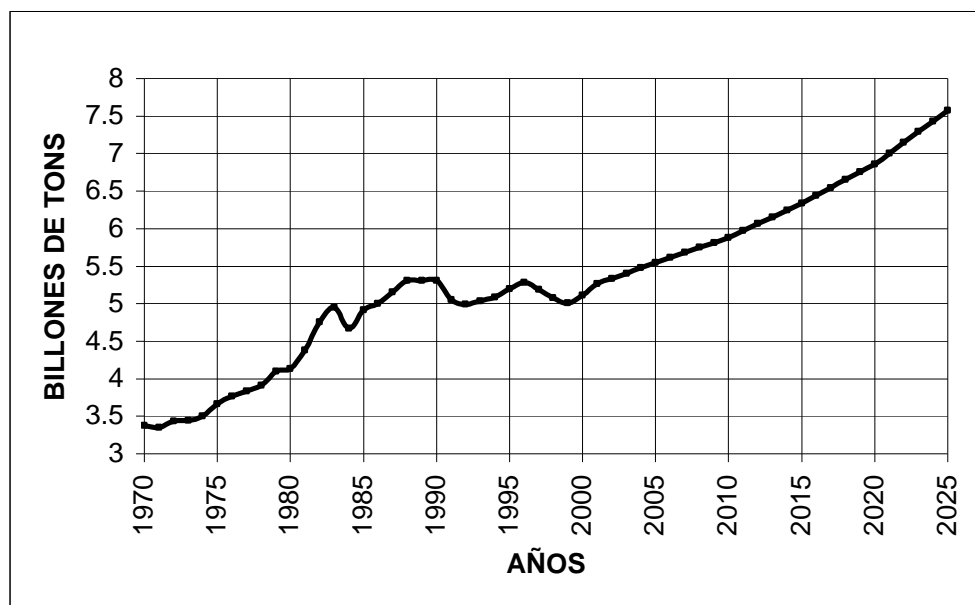


Figura 49. Consumo mundial de carbón²¹

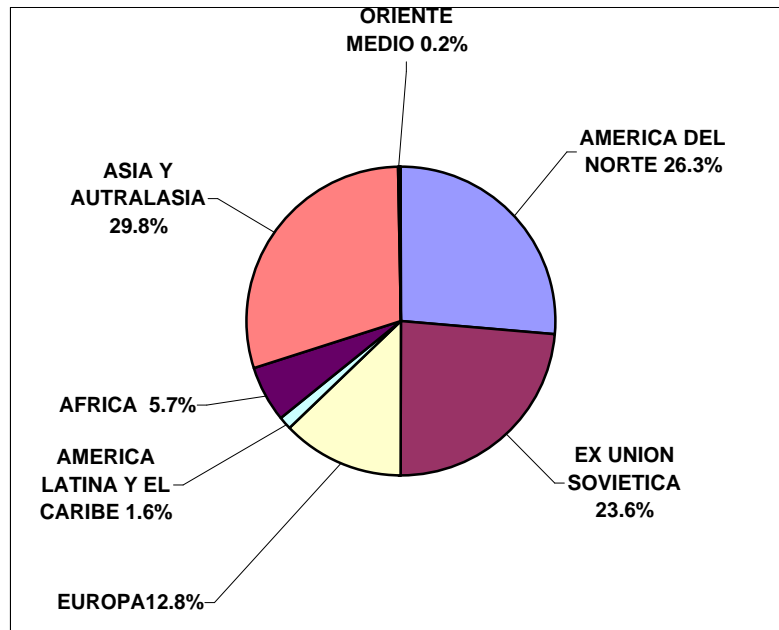


Figura 50. Reserva mundial de carbón (972×10^9)⁹

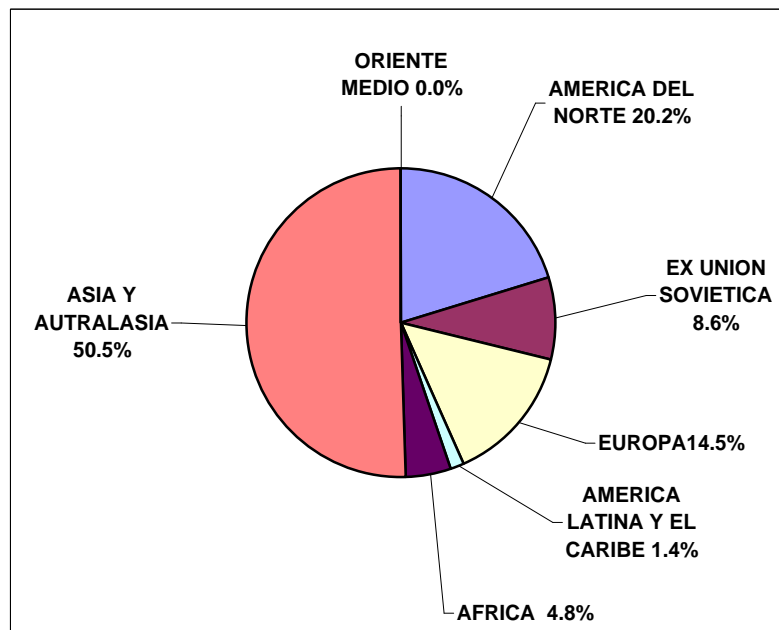


Figura 51. Producción mundial de carbón (5117×10^6)⁹

Apéndice C
Residuos sólidos municipales

Tabla 17. Precio Reciclaje RSM (pesos/Kg)¹⁴

Material	Zona Conurbana			D. F.		
	\$ Max	\$ Min	\$ Prom	\$ Max	\$ Min	\$ Prom
Cartón	0.90	0.20	0.55	0.80	0.40	0.61
Vidrio	0.40	0.15	0.37	0.25	0.10	0.18
Bote de Aluminio	11.00	4.00	6.83	8.00	6.00	6.80
Plástico	0.50	0.20	0.29	1.00	0.20	0.50
Papel Archivo	1.55	0.40	0.98	1.10	0.50	0.85
Periódico	0.70	0.30	0.48	0.85	0.40	0.63
Comercial	0.80	0.30	0.51	0.80	0.30	0.63
Revista	---	---	---	0.70	0.40	0.63
Computadora	---	---	---	1.50	1.50	1.50
Blanco	---	---	---	1.30	0.60	1.02
Cobre	12.00	8.50	10.20	11.50	5.00	8.39
Aluminio	8.00	5.00	6.99	9.70	5.00	7.07
Bronce	8.00	5.00	6.27	8.00	4.00	6.25
Perfil	11.00	7.50	9.07	11.50	5.00	8.75

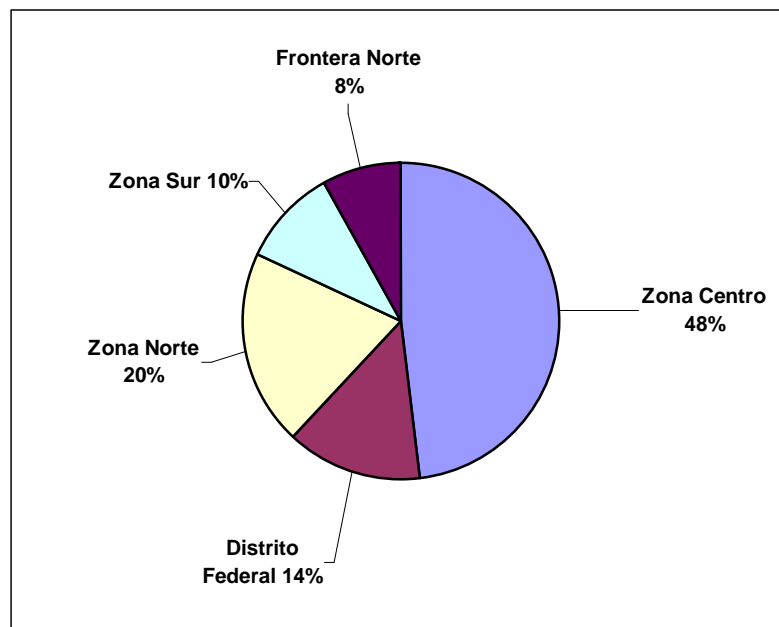
Figura 52. Distribución RSM por zona¹⁴

Tabla 18. Composición porcentual RSM por zona¹⁴

Subproducto	Frontera Norte	Norte	Centro	Sur	D. F.
Cartón	3.973	4.366	1.831	4.844	5.360
Residuos Finos	1.369	2.225	3.512	8.075	1.210
Hueso	0.504	0.644	0.269	0.250	0.080
Hule	0.278	0.200	0.087	0.350	0.200
Lata	2.926	1.409	1.700	2.966	1.580
Material Ferroso	1.183	1.476	0.286	0.399	1.390
Material no Ferroso	0.226	0.652	0.937	1.698	0.060
Papel	12.128	10.555	13.684	8.853	14.580
Pañal Desechable	6.552	8.308	6.008	5.723	3.370
Plástico Película	4.787	5.120	1.656	1.723	6.240
Plástico Rígido	2.897	3.152	1.948	1.228	4.330
Residuos Alimenticios	26.972	21.271	38.538	16.344	34.660
Residuos de Jardinería	16.091	19.762	7.113	26.975	5.120
Trapo	1.965	2.406	0.807	2.157	0.640
Vidrio de Color	2.059	0.934	4.248	0.599	4.000
Vidrio Transparente	4.590	5.254	5.051	3.715	6.770
Otros	11.500	12.267	12.326	14.102	10.410
Total	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

Apéndice D

Gas natural

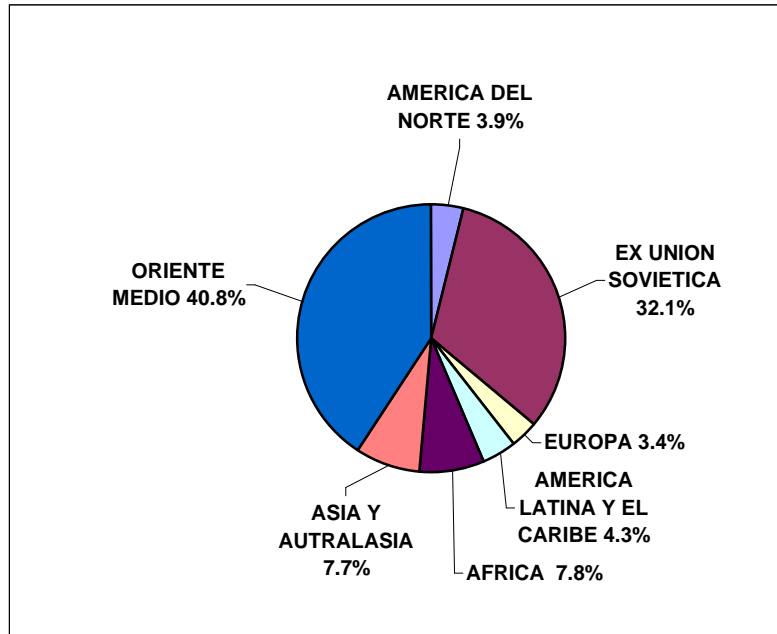


Figura 53. Reservas mundiales de gas natural ($175706 \times 10^9 \text{ m}^3$)⁹

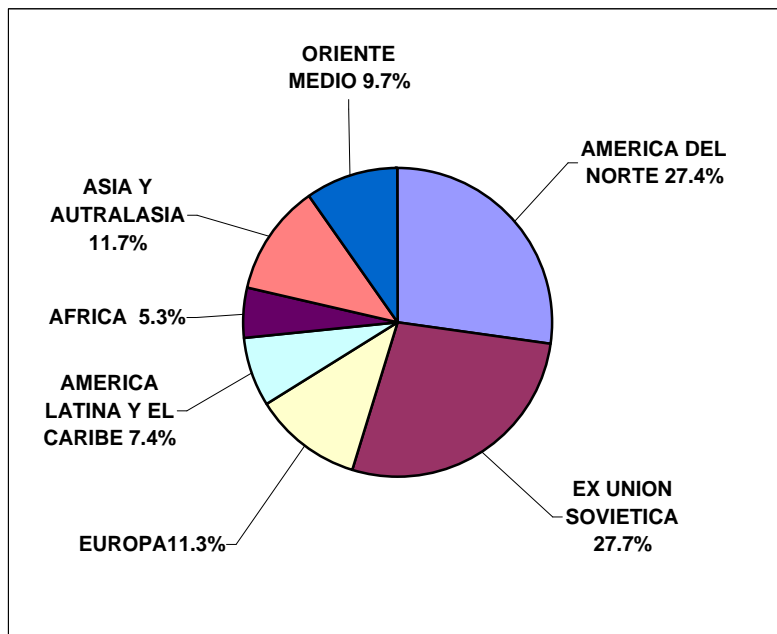


Figura 54. Producción mundial de gas natural⁹

Tabla 19. Gas natural en Latinoamérica 2003⁹

PAIS	RESERVAS 10 ⁹ m3	PRODUCCION 10 ⁶ m3	RESERVAS AÑOS
ARGENTINA	766,18	42.434,89	18,06
BARBADOS	0,11	28,95	3,80
BOLIVIA	810,70	7.624,62	106,33
BRAZIL	245,34	14.719,25	16,67
COLOMBIA	188,04	8.013,67	23,46
COSTA RICA	0,00	0,00	
CUBA	70,50	584,00	120,72
CHILE	44,00	2.175,86	20,22
ECUADOR	4,30	1.275,95	3,37
EL SALVADOR	0,00	0,00	
GRANADA	0,00	0,00	
GUATEMALA	0,60	0,00	
GUYANA	0,00	0,00	
HAITI	0,00	0,00	
HONDURAS	0,00	0,00	
JAMAICA	0,00	0,00	
MEXICO	420,51	57.633,60	7,30
NICARAGUA	0,00	0,00	
PANAMA	0,00	0,00	
PARAGUAY	0,00	0,00	
PERU	246,79	1.844,64	133,79
REP. DOMINICANA	0,00	0,00	
SURINAME	0,00	0,00	
TRINIDAD Y TOB.	587,90	26.945,03	21,82
URUGUAY	0,00	0,00	
VENEZUELA	4.147,45	33.752,68	122,88
TOTAL REGIONAL	7.532,42	197.033,14	38,23

Apéndice E

Petróleo

Tabla 20. Petróleo en Latinoamérica 2003⁹

CAPACIDAD DE REFINACION (10 ³ bbl/day)					
PAIS	CAPACIDAD DE REFINACION	EXPORTACIONES		IMPORTACIONES	
		PETROLEO	PRODUCTOS REFINADOS	PETROLEO	PRODUCTOS REFINADOS
ARGENTINA	625,00	229,81	149,20	2,70	5,10
BARBADOS	0,00	1,61	0,00	0,00	6,99
BOLIVIA	54,00	2,71	0,58	0,00	5,54
BRAZIL	2.041,51	248,97	245,68	361,75	166,01
COLOMBIA	396,00	229,83	65,42	1,17	0,87
COSTA RICA	25,00	0,00	0,14	10,45	29,50
CUBA	150,00	0,00	0,00	26,99	60,30
CHILE	227,00	0,00	34,33	201,73	52,45
ECUADOR	184,90	252,32	38,43	0,00	33,82
EL SALVADOR	44,04	0,00	3,41	19,14	26,44
GRANADA	0,00	0,00	0,00	0,00	1,56
GUATEMALA	22,50	22,59	0,00	0,00	64,81
GUYANA	0,00	0,00	0,00	0,00	10,28
HAITI	0,00	0,00	0,00	0,00	11,09
HONDURAS	0,00	0,00	0,64	0,00	38,88
JAMAICA	35,00	0,00	2,51	17,25	55,64
MEXICO	1.540,00	1.864,07	169,85	0,00	189,09
NICARAGUA	20,00	0,00	0,00	17,10	8,70
PANAMA	60,00	0,00	3,83	0,00	40,03
PARAGUAY	7,50	0,00	0,00	1,63	23,98
PERU	159,30	28,90	41,13	83,37	37,26
REP. DOMINICANA	52,00	0,00	0,00	40,89	77,73
SURINAME	7,00	1,52	0,97	0,00	5,70
TRINIDAD Y TOB.	175,00	71,53	97,54	86,04	19,99
URUGUAY	50,00	0,00	9,97	32,85	6,08
VENEZUELA	1.294,40	1.549,28	474,92	0,00	0,00
TOTAL REGIONAL	7.170,15	4.503,15	1.338,56	903,09	977,82

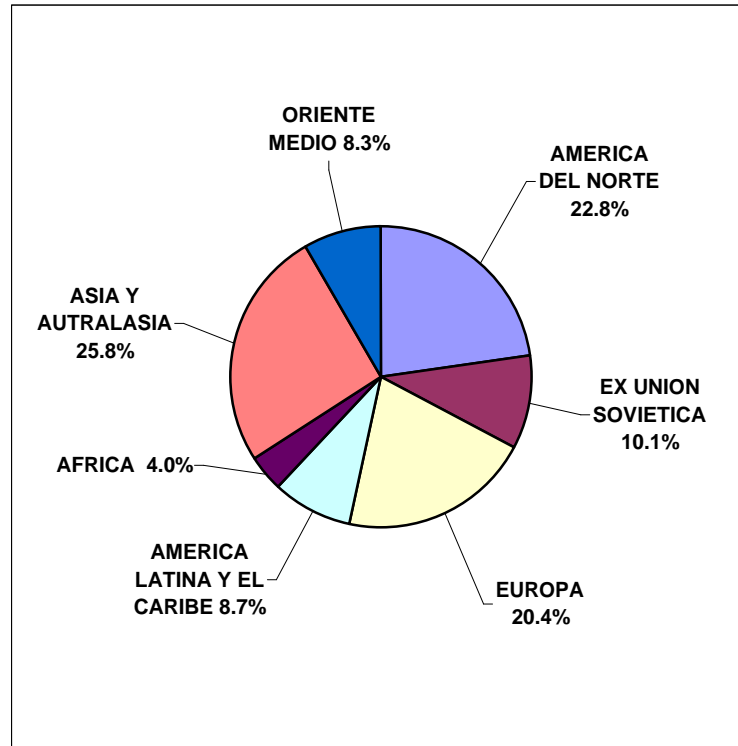


Figura 55. Capacidad mundial de refinación (82694.2×10^3 barriles/día)⁹

Apéndice F

Energía

SUMINISTRO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA POR TIPO DE COMBUSTIBLE 1971 - 2020

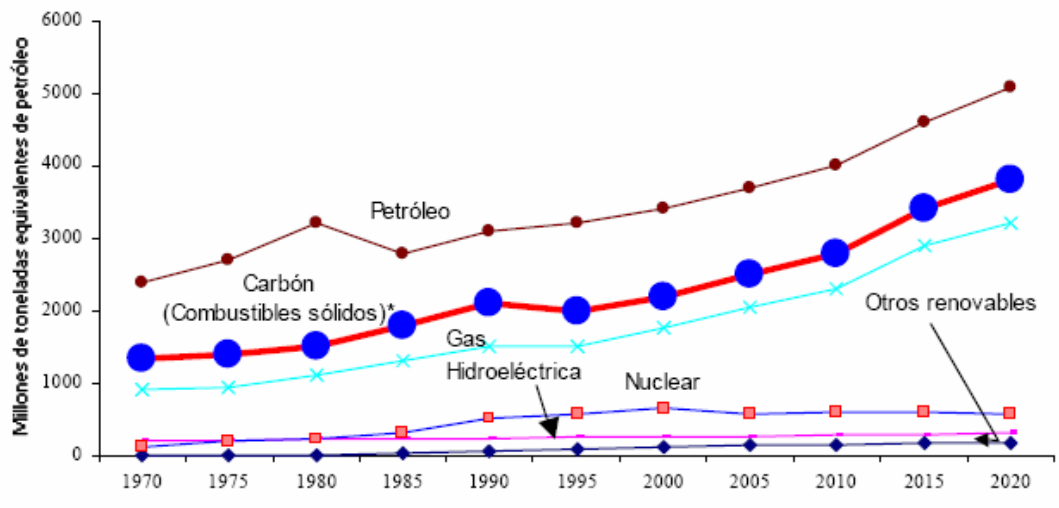


Figura 56. Suministro energía por tipo de combustible⁸

Apéndice G

Agua

Tabla 21. Tarifa agua y drenaje febrero 2005²²

CONSUMO MTS. 3 / MES	VALOR DEL CONSUMO INCLUYE 25% POR DRENAJE	CONSUMO MTS. 3 / MES	VALOR DEL CONSUMO INCLUYE 25% POR DRENAJE	CONSUMO MTS. 3 / MES	VALOR DEL CONSUMO INCLUYE 25% POR DRENAJE
0	0	41	296.89	82	961.96
1	2.51	42	312.38	83	985.94
2	5.03	43	327.88	84	1,009.79
3	7.55	44	343.31	85	1,033.71
4	10.06	45	358.76	86	1,057.59
5	12.58	46	374.33	87	1,081.41
6	15.09	47	389.81	88	1,105.28
7	17.6	48	405.3	89	1,129.30
8	20.12	49	420.73	90	1,153.13
9	22.64	50	436.25	91	1,177.09
10	25.15	51	451.99	92	1,200.83
11	28.31	52	467.61	93	1,224.81
12	31.44	53	483.43	94	1,248.67
13	34.6	54	499.16	95	1,272.65
14	37.73	55	514.8	96	1,296.60
15	40.88	56	530.6	97	1,320.41
16	44.02	57	546.27	98	1,344.31
17	47.18	58	562.02	99	1,368.18
18	50.31	59	577.76	100	1,392.13
19	53.46	60	593.48	101	1,418.16
20	56.6	61	609.16	102	1,444.19
21	62.53	62	624.96	103	1,470.20
22	68.42	63	640.64	104	1,496.17
23	74.35	64	656.4	105	1,522.24
24	80.22	65	672.1	106	1,548.40
25	86.16	66	687.8	107	1,574.37
26	99.19	67	703.5	108	1,600.43
27	112.19	68	719.27	109	1,626.55
28	125.2	69	735.02	110	1,652.48
29	138.22	70	750.66	111	1,678.60
30	151.24	71	766.98	112	1,704.50
31	164.26	72	783.36	113	1,730.60
32	177.28	73	799.71	114	1,756.60
33	190.29	74	816.04	115	1,782.65
34	203.28	75	832.5	116	1,808.73
35	216.3	76	848.73	117	1,834.71
36	229.32	77	865.1	118	1,860.86

37	242.35	78	881.5	119	1,886.75
38	255.36	79	897.84	120	1,912.95
39	268.37	80	914.2	121	1,938.87
40	281.45	81	938.09	122	1,964.81

AGUA POTABLE Y DRENAJE SANITARIO			
CONSUMO MTS. 3 / MES	VALOR DEL CONSUMO INCLUYE 25% POR DRENAJE	CONSUMO MTS. 3 / MES	VALOR DEL CONSUMO INCLUYE 25% POR DRENAJE
123	1,991.06	162	3,019.68
124	2,017.01	163	3,052.38
125	2,042.97	164	3,085.05
126	2,069.08	165	3,117.68
127	2,095.02	166	3,150.68
128	2,121.12	167	3,183.02
129	2,147.20	168	3,215.73
130	2,173.11	169	3,248.60
131	2,199.33	170	3,281.21
132	2,225.19	171	3,319.11
133	2,251.19	172	3,356.80
134	2,277.33	173	3,394.48
135	2,303.44	174	3,432.15
136	2,329.34	175	3,470.04
137	2,355.55	176	3,507.68
138	2,381.54	177	3,545.54
139	2,407.31	178	3,583.14
140	2,433.55	179	3,620.95
141	2,459.57	180	3,658.50
142	2,485.54	181	3,696.47
143	2,511.80	182	3,733.96
144	2,537.64	183	3,771.86
145	2,563.79	184	3,809.49
146	2,589.68	185	3,847.31
147	2,615.86	186	3,884.84
148	2,641.80	187	3,922.56
149	2,667.85	188	3,960.45
150	2,694.00	189	3,998.06
151	2,720.08	190	4,036.08
152	2,745.88	191	4,073.79
153	2,771.98	192	4,111.44
154	2,798.18	193	4,149.01

155	2,824.10	194	4,186.76
156	2,850.12	195	4,224.68
157	2,876.05	196	4,262.26
158	2,902.26	197	4,300.01
159	2,928.19	198	4,337.69
160	2,954.20	199	4,375.51
161	2,986.75	200	4,398.00

Cuando el consumo mensual rebase los 200 metros cúbicos los usuarios pagarán \$ 4,398.00, que corresponden al valor de ese consumo, más la cantidad de \$ 22.64 por cada metro cúbico adicional, misma que ya incluye el 25% por concepto de drenaje sanitario.

A cada nivel de consumo se le agregará un cargo fijo de \$ 105.65, incluyendo a los de cero consumo

Apéndice H

Costo de energía

Tabla 22. Precio energía en Latinoamérica 2003⁹

PAIS	MONEDA NACIONAL (M.N.)	ELECTRICIDAD		
		US cent/kWh		
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ARGENTINA	Pesos	4,14	4,44	2,08
BARBADOS	Barbadian Dollar	18,80	19,95	19,65
BOLIVIA	Boliviano	5,49	8,43	3,98
BRASIL	Real	8,27	7,27	3,84
COLOMBIA	Peso Colombiano	7,70	9,24	7,17
COSTA RICA	Colón	6,19	8,58	5,96
CUBA	Peso Cubano	14,26	10,45	8,35
CHILE	Peso Chileno	8,56	8,21	5,56
ECUADOR	Dólar	13,03	11,11	9,65
EL SALVADOR	Colón Salvador.	12,85	11,89	12,10
GRANADA	Grenadian Dollar	22,10	23,40	18,80
GUATEMALA	Quetzal	7,93	6,21	7,48
GUYANA	Guyanese Dollar	0,00	0,00	0,00
HAITI	Gourde	5,99	8,84	8,45
HONDURAS	Lempira	4,41	2,88	3,44
JAMAICA	Jamaican Dollar	17,44	15,03	11,55
MEXICO	Nuevo Peso	8,09	13,95	6,95
NICARAGUA	Córdoba de Oro	13,47	16,24	12,61
PANAMA	Balboa	12,10	11,80	9,90
PARAGUAY	Guaraní	5,60	5,97	3,76
PERU	Nuevo Sol	11,37	7,59	7,20
REP. DOMINICANA	Peso Dominicano	9,53	10,60	10,82
SURINAME	Florin	17,10	17,30	13,10
TRINIDAD Y TOBAGO	Trinidad Dollar	3,51	3,73	4,62
URUGUAY	Peso Uruguayo	10,55	7,03	3,89
VENEZUELA	Bolívar	5,50	7,90	2,80

Apéndice I

Energía libre de Gibbs de formación

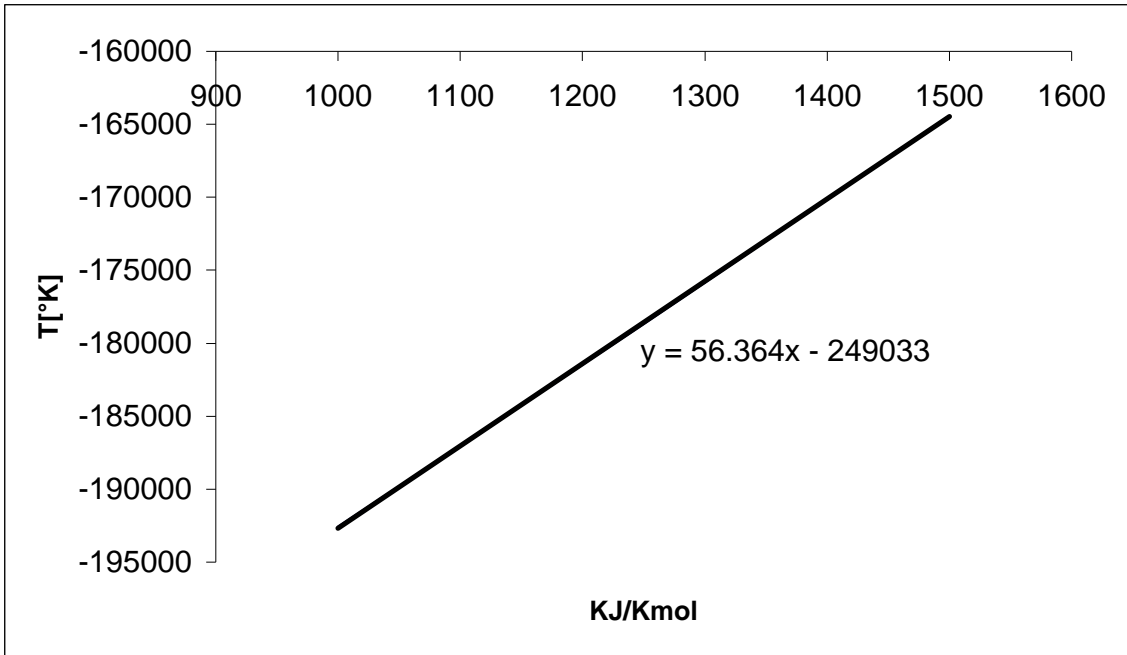


Figura 57. Energía de Gibbs H₂O²³

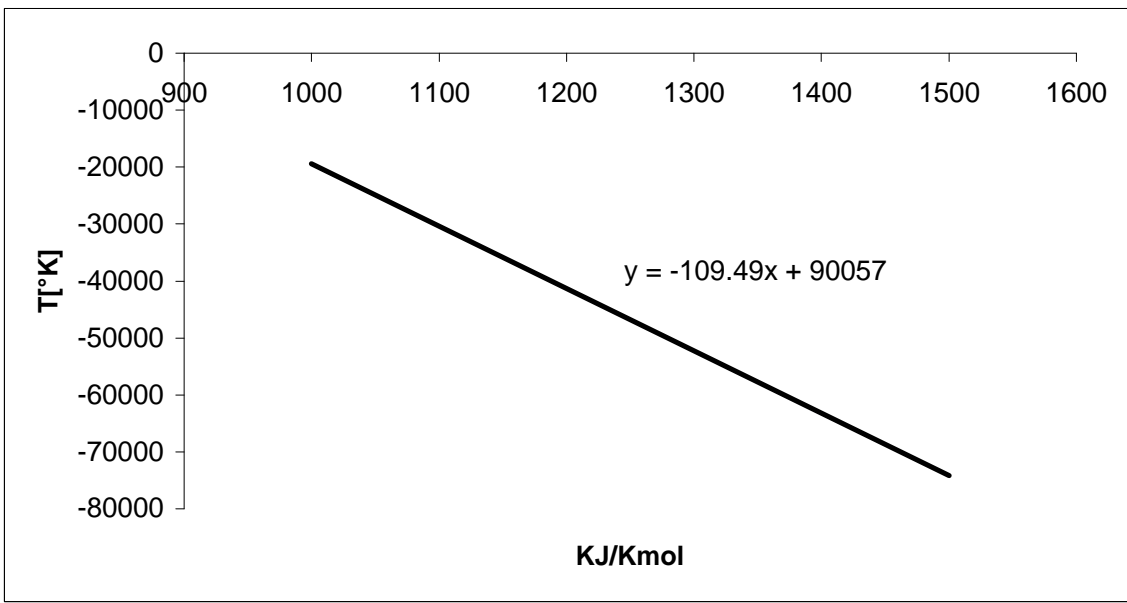
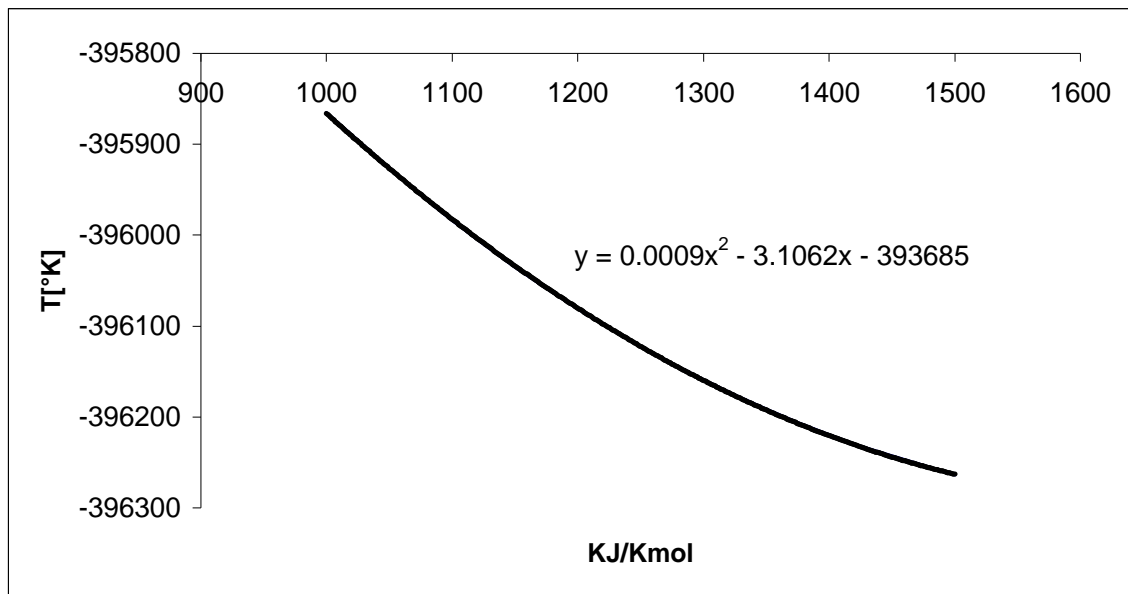
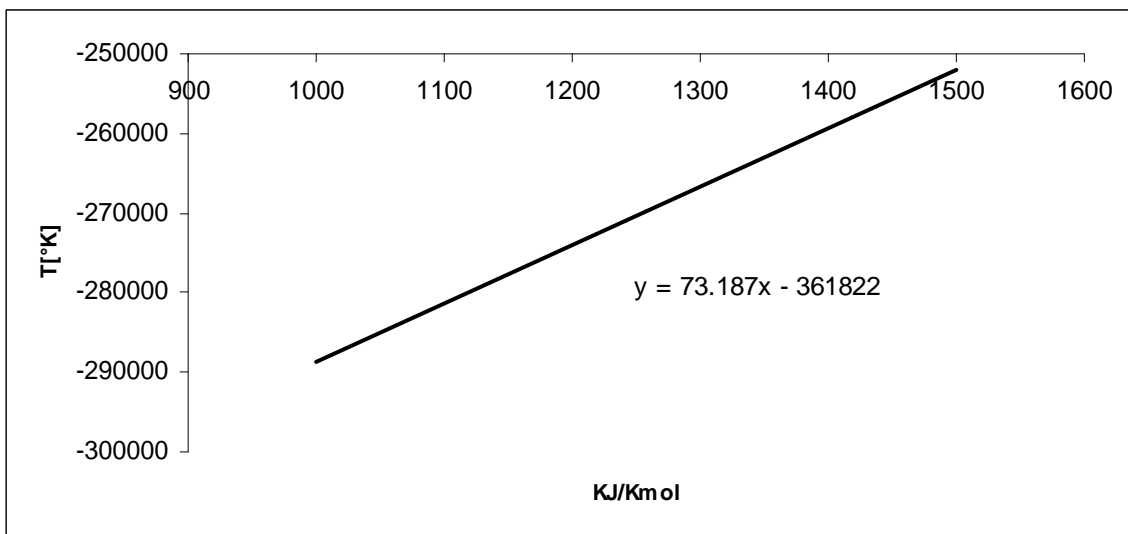


Figura 58. Energía de Gibbs CH₄²³

Figura 59. Energía de Gibbs CO₂²³Figura 60. Energía de Gibbs SO₂²³

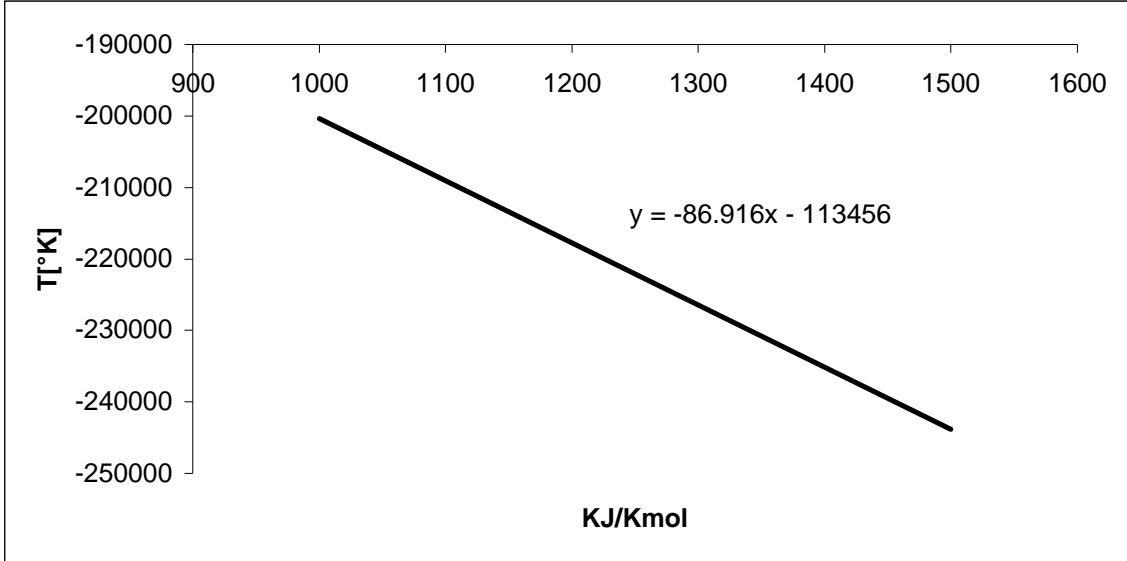


Figura 61. Energía de Gibbs CO²³

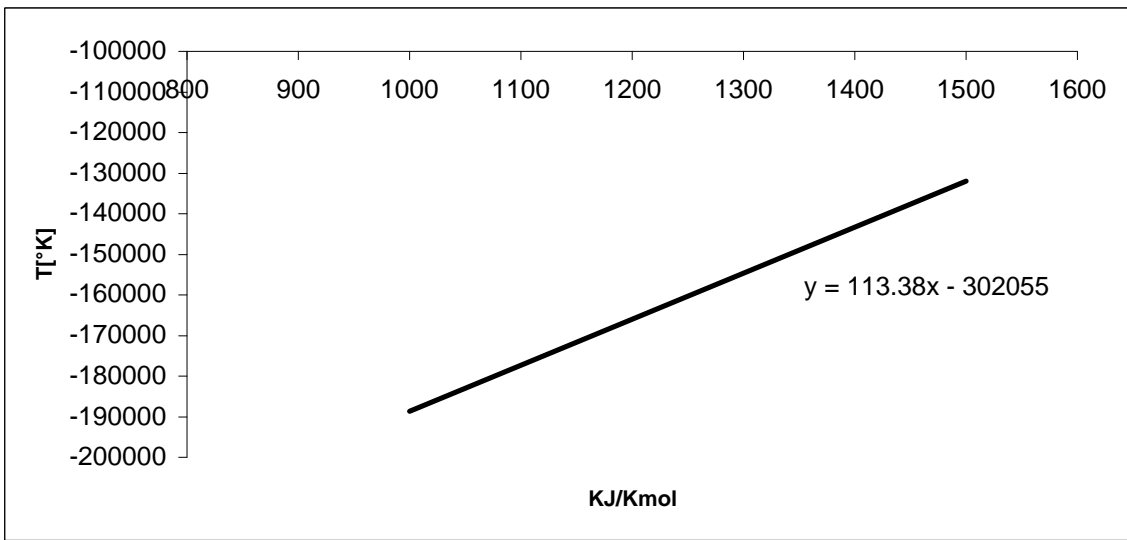
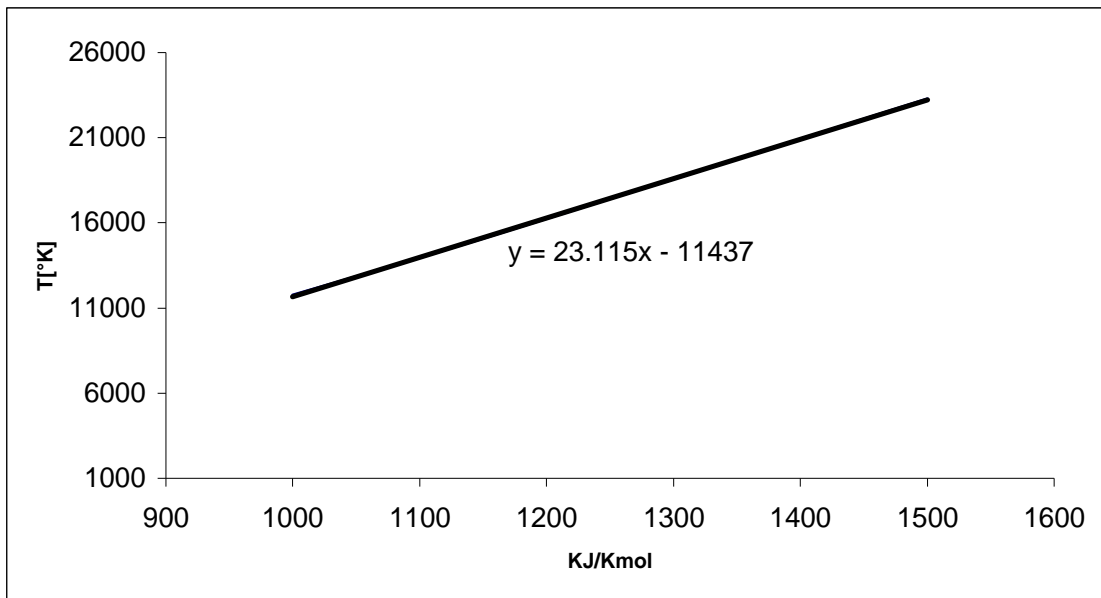
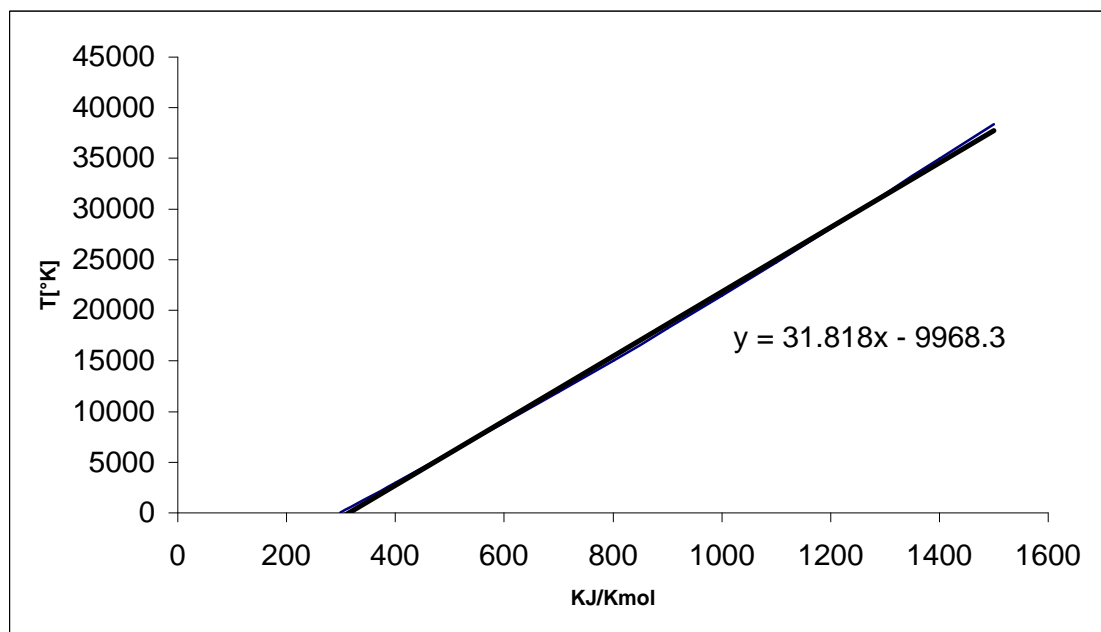
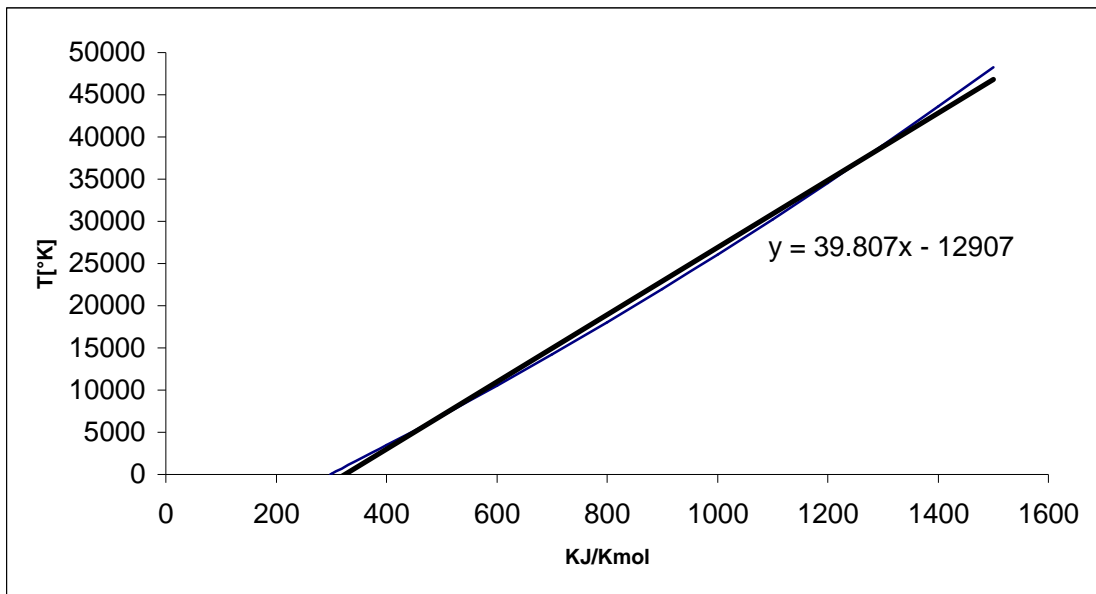
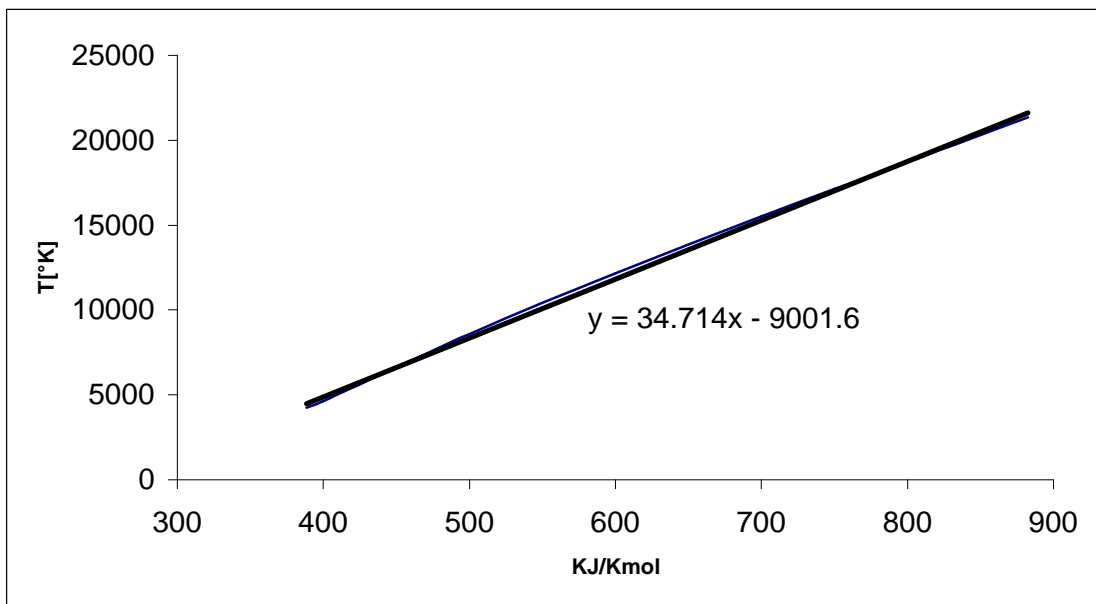


Figura 62. Energía de Gibbs H₂S²³

Apéndice J
Entalpía de Formación

Figura 63. Cambio Entalpía de Formación C^{23} Figura 64. Cambio Entalpía de Formación N_2^{23}

Figura 65. Cambio Entalpía de Formación H_2O^{23} Figura 66. Cambio Entalpía de Formación S^{23}

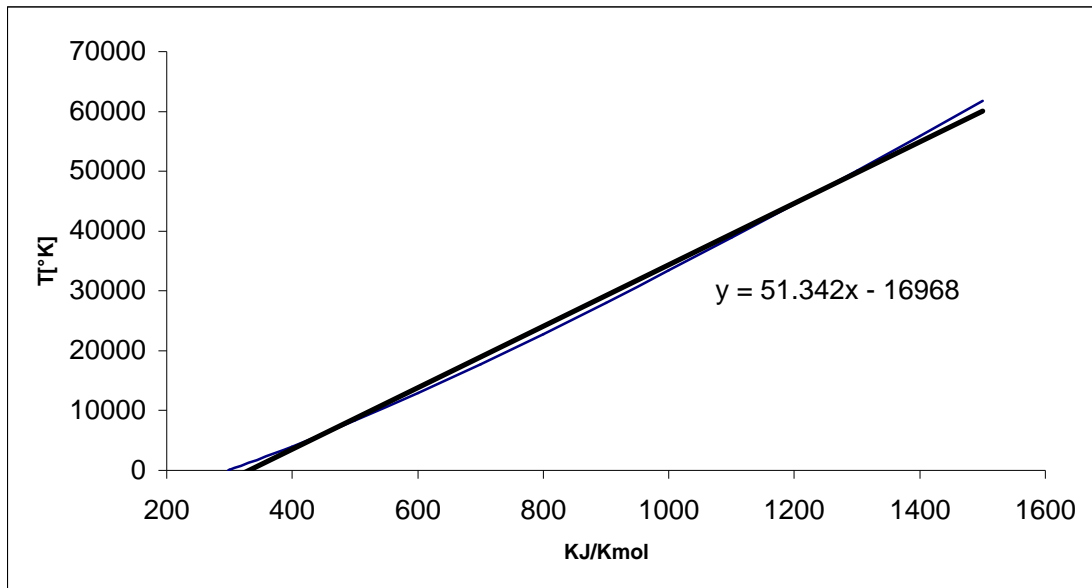


Figura 67. Cambio Entalpía de Formación CO_2^{23}

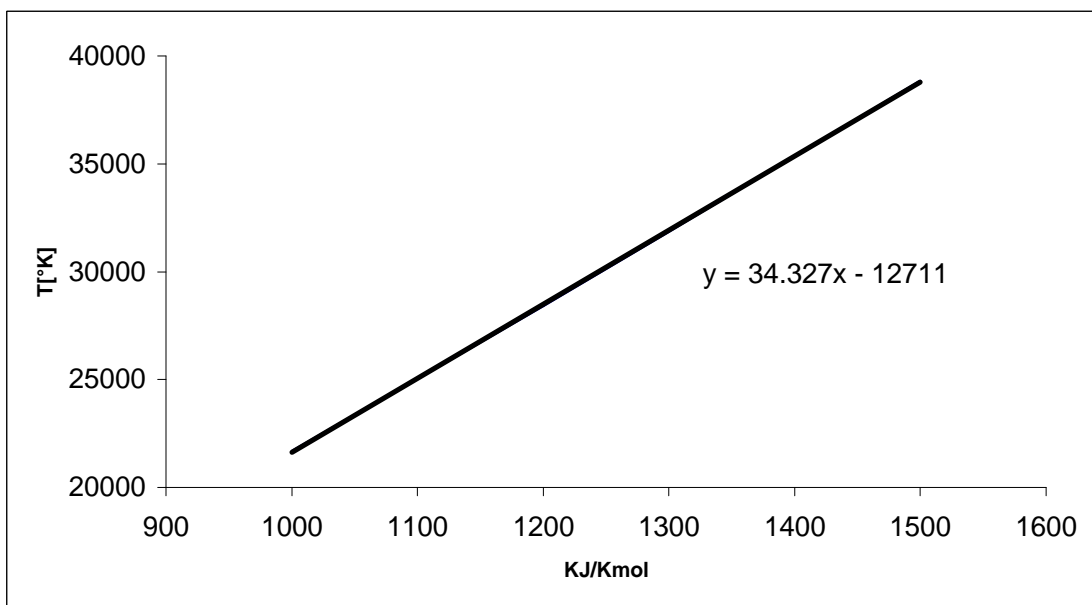
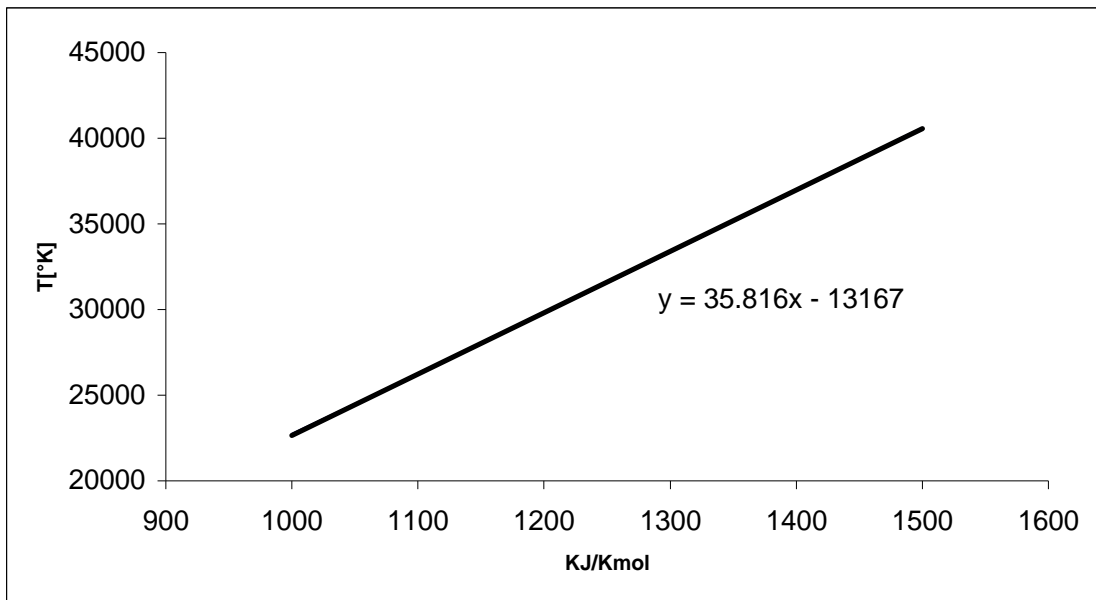
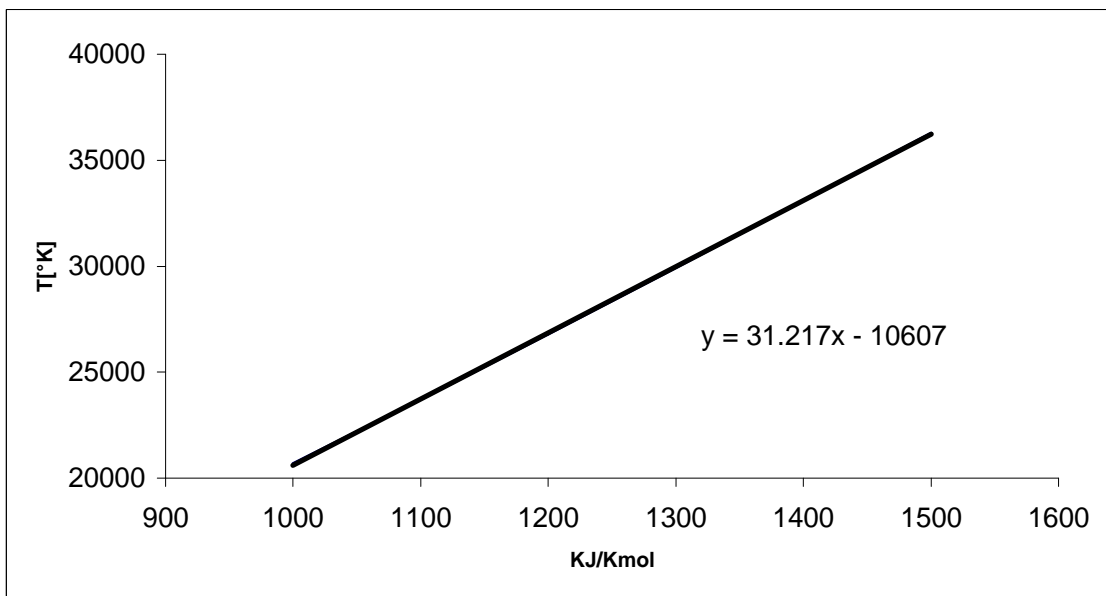
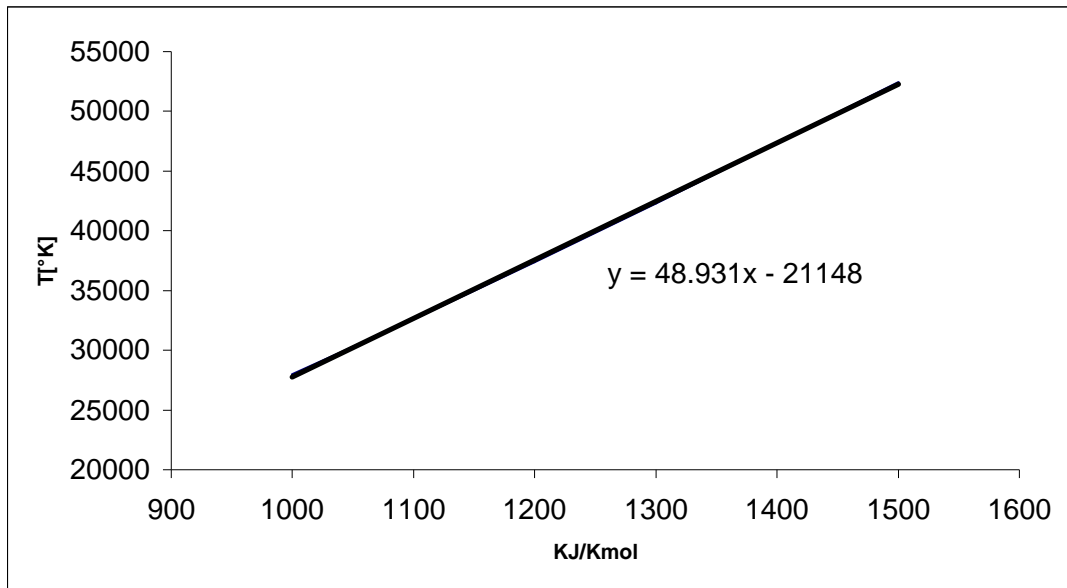
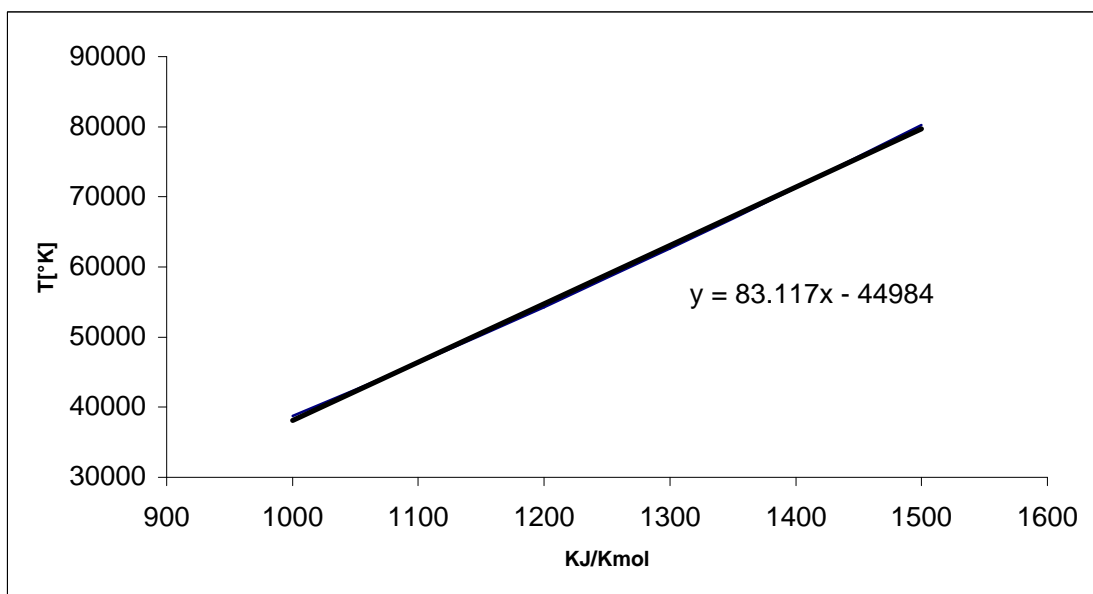


Figura 68. Cambio Entalpía de Formación CO^{23}

Figura 69. Cambio Entalpía de Formación O₂²³Figura 70. Cambio Entalpía de Formación H₂²³

Figura 71. Cambio Entalpía de Formación H_2S^{23} Figura 72. Cambio Entalpía de Formación CH_4^{23}