

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

CAMPUS MONTERREY

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



**TECNOLÓGICO
DE MONTERREY.**

**GASIFICACION INTEGRADA AL CICLO COMBINADO:
ALTERNATIVA ENERGETICA PARA INCORPORACION
EN MEXICO**

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OBTENER EL GRADO ACADEMICO DE**

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

POR:

RICARDO REYES REYES

MONTERREY, N. L.

AGOSTO 2004

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

CAMPUS MONTERREY

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



**TECNOLÓGICO
DE MONTERREY.**

**GASIFICACION INTEGRADA AL CICLO COMBINADO:
ALTERNATIVA ENERGETICA PARA INCORPORACION
EN MEXICO**

T E S I S

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OBTENER EL GRADO ACADEMICO DE**

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

POR:

RICARDO REYES REYES

MONTERREY, N. L.

AGOSTO 2004

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

CAMPUS MONTERREY

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA**



**TECNOLÓGICO
DE MONTERREY®**

**GASIFICACIÓN INTEGRADA AL CICLO COMBINADO: ALTERNATIVA
ENERGÉTICA PARA INCORPORACIÓN EN MÉXICO**

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA
OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE:**

**MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN
INGENIERÍA ENERGÉTICA**

POR:

RICARDO REYES REYES

MONTERREY, N. L.

AGOSTO 2004

DEDICATORIA.

A Dios...

Siempre he sentido tu compañía y el especial cuidado que has tenido de mí. A pesar de mis fallas siempre me has brindado otra oportunidad. En los momentos de mayor aflicción sólo Tú has podido consolarme... Gracias Dios por darle sentido a mi existencia.

A la memoria de mi abuelita Heriberta*...

Siempre me admiré la belleza de su persona y la generosidad de su espíritu...

A mis padres Ricardo y Eva...

Por darme una vida de amor, respeto y unión, e impulsarme a continuar superándome...

Este logro es también de ustedes.

A mis hermanos: Ari, Octavio, Eric e Irving...

Además de amigos, son la motivación para metas mayores a través de su ejemplo.... Siempre serán mi motivo de orgullo.

A mi sobrina Natalia...

Me has enseñado que los milagros existen, tú has sido uno en mi vida...

AGRADECIMIENTOS.

A mis padres:

Por el apoyo a lo largo de mi vida y mi formación. Una vez más, el esfuerzo ha rendido frutos... Sin ustedes no lo hubiese logrado.

A mis Hermanos:

El apoyo y los alientos que me han regalado, me hicieron saber que cuento con ustedes en todo momento.

Gracias a mis tíos y primos

Especialmente a mi tía Rita, mi tío Homero y mi tía Santa... gracias por darme más que su tiempo.

A mis amigos de Morelia:

Efrén, mi compadre y el mejor amigo que pude tener en la vida; Toño, excelente persona y mejor amigo. Jorge, Alonso, Salvador, Andrés, Gabriel, Karla, Rebeca, Gaby, Maru, Gemma... muchas gracias por hacerme sentir importante en sus vidas y creer siempre en mí.

A mis amigos de Monterrey:

Lulú, Nadhiely, Elsa, Jorge Armando, Luis Agustín, Dante, Rafa, Joel, Lanz, Bernard, Anibal, J. J. Flores... hicieron que el tiempo vivido fuera lo mejor de la maestría... ustedes fueron mi familia todo este tiempo, gracias por los momentos, por su ayuda, sus consejos y su compañía.

Miriam:

No sólo me ayudaste a mejorar este trabajo... Me diste esperanzas y una nueva razón para mejorar mi vida, en un periodo difícil... gracias niña bonita por eso y por lo demás.

Gracias a mi asesor, Dr. Federico Viramontes Brown:

Por todo el tiempo y los consejos que me brindó, fueron fundamentales durante mis estudios de maestría y en el desarrollo de esta tesis.

A mis sinodales, Dr. Armando Llamas y M. C. Jesús Baez Moreno:

Gracias por su excelente labor como profesores y por su colaboración en el desarrollo de este trabajo.

RESUMEN.

El consumo de energía, la facilidad de acceder a ella, la seguridad de su suministro y los niveles de consumo son indicadores de la calidad de vida de los habitantes de un país. Ayudan al bienestar social proveyendo servicios básicos como lo son: la calefacción, refrigeración, iluminación, preparación de alimentos, etc.

En este trabajo se aborda la problemática de abasto de energía eléctrica, enfocándonos a la generación. Una de las principales debilidades, es la creciente demanda del gas natural y la necesidad de importarlo; resultando en el aumento y volatilidad de su precio. El consumidor principal de este energético es el sector eléctrico, con proyecciones de crecimiento muy elevadas, en el mediano y largo plazo. Según proyecciones de los nuevos desarrollos de generación eléctrica, se prevé que esta provendrá en un 60% del gas natural como fuente primaria para el 2010.

La solución que se propone para minimizar esta dependencia, es la utilización comercial de la *gasificación integrada al ciclo combinado*, que actualmente se encuentra en un estado de desarrollo. Los costos variables por combustible son bajos y el nivel de emisiones contaminantes a la atmósfera menores al de centrales convencionales que utilizan los combustibles semejantes. Otra ventaja importante, es que tiene la posibilidad de emplear una amplia variedad de combustibles, que pueden ser de baja calidad o sucios, dejando residuos fácilmente manejables y subproductos de valor comercial en la industria química y petroquímica.

Se emplea el método de nivelación de costos de generación para visualizar el área de competencia de estas centrales. El método calcula el costo total de operación al año y considera la tasa inflación durante la vida del proyecto. De este análisis, se muestran las condiciones operativas y de mercado en que competirá frente al ciclo combinado de gas natural, mostrando su posible aplicación al sistema eléctrico mexicano.

En el *capítulo 1* se inicia con una descripción breve del trabajo realizado en este proyecto. Se destacan puntos importantes que son tratados con detalle más adelante, con el propósito de ayudar al lector a ubicarse en el ámbito energético, particularmente en lo referente a la infraestructura de generación, su función social e importancia estratégica.

El *capítulo 2* describe de forma explícita la problemática estudiada. Se describe la importancia y el contexto en que se ubica, así como los objetivos planteados que delimitaran el universo del problema, también se indica el origen y la motivación que condujo a la elaboración de este trabajo.

La temática conlleva diversos temas asociados que interactúan entre sí, el *capítulo 3* aborda los mercados nacionales de los combustibles primarios para generación eléctrica, las ventajas y desventajas de estos mercados. Otro aspecto importante son las características técnicas y económicas de las tecnologías empleadas para generación de energía eléctrica, que emplean combustibles fósiles.

La importancia que se le otorga en este trabajo a la gasificación integrada al ciclo combinado, amerita una descripción más detallada de su estado del arte, por lo que en el *capítulo 4* se destacan sus aspectos más importantes.

El *capítulo 5* resume las ventajas y desventajas, operativas y económicas de las formas convencionales para generación. La información se utiliza en el método de evaluación económica que ayuda a comparar de forma sencilla y directa, dos o más métodos de generación; este método es denominado: nivelación de costos de generación. Mediante este método se definen diferentes escenarios en los que se comparan las unidades de gasificación y el ciclo combinado convencional, para encontrar un rango de competencia para la primera.

CONTENIDO

<i>Dedicatoria.</i>	<i>i</i>
<i>Agradecimientos.</i>	<i>ii</i>
<i>Resumen.</i>	<i>iii</i>
<i>Lista de Tablas.</i>	<i>vii</i>
<i>Lista de Figuras.</i>	<i>viii</i>
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.	1
CAPÍTULO 2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA DE ESTUDIO.	4
2.1 Motivación del estudio.	4
2.2 Antecedentes.	5
2.3 Objetivo.	6
CAPÍTULO 3. ENERGÍA EN MÉXICO, COMBUSTIBLES Y TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN.	7
3.1 Función de la Secretaría de Energía y el sector eléctrico mexicano.	8
3.2 Distribución de las cargas eléctricas en México.	9
3.2.1 Consumo nacional de energía eléctrica.	10
3.3 Mercado de combustibles para generación de energía eléctrica.	11
3.3.1 Mercado del combustóleo.	13
3.3.2 Oferta y demanda del carbón mineral.	16
3.3.3 Gas natural.	17
3.3.4 Producción y ventas de diesel.	18
3.3.5 Coque de petróleo.	19
3.4 Tecnologías de generación de energía eléctrica.	22
3.4.1 Centrales de vapor.	22
3.4.2 Centrales de lecho fluidizado.	23
3.4.3 Central generadora turbina de gas (TG).	24
3.4.4 Central de gas de ciclo combinado (CCGN).	25
3.4.5 Depuración avanzada del carbón.	26
3.4.6 Centrales de gasificación integrada al ciclo combinado (GICC).	27
3.5 Situación en México.	28
3.5.1 Tendencias tecnológicas en generación eléctrica.	29
3.5.2 Crecimiento del sistema eléctrico nacional.	29
3.5.3 Tecnologías que se utilizarán en México.	30
3.6 Las centrales térmicas en relación con el medio ambiente.	30
CAPÍTULO 4. GASIFICACIÓN DE COMBUSTIBLES SÓLIDOS Y LA TECNOLOGÍA GICC.	32
4.1 Química de la gasificación.	32
4.2 Procesos de gasificación.	35
4.2.1 Gasificador Chevron Texaco de lecho arrastrado.	35
4.2.2 Tecnología de gasificación E-GAS.	36

4.3	<i>La tecnología de gasificación integrada al ciclo combinado (GICC).</i>	38
4.4	<i>Evolución de la tecnología GICC.</i>	40
4.5.	<i>Otras aplicaciones de la gasificación.</i>	41
4.5.1	<i>Cogeneración con esquemas de GICC.</i>	42
CAPÍTULO 5.	<i>EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN.</i>	43
5.1	<i>Costos de generación.</i>	44
5.2	<i>Nivelación de costos de generación.</i>	44
5.3	<i>Utilización de una herramienta computacional elaborada en Microsoft Excel.</i>	48
5.3.1	<i>Evaluación del método de nivelación de costos mediante la hoja de cálculo Excel.</i>	49
5.4	<i>Desarrollo del método de nivelación de costos.</i>	53
5.5	<i>Costos de generación de las centrales de GICC.</i>	56
5.6	<i>Competitividad de las centrales GICC.</i>	56
5.6.1	<i>GICC vs CCGN.</i>	57
CAPÍTULO 6.	<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.</i>	63
	<i>BIBLIOGRAFÍA.</i>	65
ANEXO A.	<i>CANASTA DE COMBUSTIBLES Y PRECIOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.</i>	68
ANEXO B.	<i>ESQUEMA TÍPICO DE UNA CENTRAL DE GASIFICACIÓN INTEGRADA AL CICLO COMBINADO.</i>	70
ANEXO C.	<i>CAPACIDAD Y TIPOS DE GENERACIÓN DE LAS EMPRESAS PARAESTATALES, HASTA EL 2003.</i>	71
ANEXO D.	<i>PODER CALORÍFICO DE COMBUSTIBLES FÓSILES.</i>	72

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1.	Producción de combustóleo por refinería en el periodo 1993-2001 (mbd). -----	15
Tabla 2.	Ventas internas de combustóleo por sector en el periodo 1993-2001 (mbd). -----	15
Tabla 3.	Ventas internas de diesel por sector, 2001-2011 (miles de barriles diarios). -----	19
Tabla 4.	Balance nacional de coque de petróleo, 1993-2001 (miles de toneladas anuales).-----	20
Tabla 5.	Pronóstico de balance de coque de petróleo, 2001-2011.-----	21
Tabla 6.	Pronóstico de crecimiento en el uso de combustibles fósiles, según el IIE. -----	30
Tabla 7.	Nivel de emisiones contaminantes de diferentes tecnologías de generación.-----	31
Tabla 8.	Decremento del costo de inversión e incremento de la eficiencia térmica.-----	41
Tabla 9.	Características técnico-económicas de centrales de generación eléctrica. -----	43
Tabla 10.	Cálculo de los costos nivelados para 400MW a un factor de planta de 75%, de diferentes centrales de generación, (millones de US\$/año).-----	54
Tabla 11.	Costos nivelados de generación totales por año, de diferentes centrales de capacidad estándar de 400 MW. -----	54
Tabla 12.	Datos característicos de tecnologías de GICC y CCGN. -----	58

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1.	Consumo final total por sectores de productos primarios.	7
Figura 2.	Organización de la Secretaría de Energía.	9
Figura 3.	Servicio público de energía eléctrica: pronóstico de ventas totales por sector.	10
Figura 4.	Capacidad efectiva por planta, periodo 1991-2003 (MW).	12
Figura 5.	Consumo de energéticos por sector productivo, PJ/año.	13
Figura 6.	Combustibles para generación de energía eléctrica.	14
Figura 7.	Diagrama de una planta generadora de vapor alimentada con carbón con sistema húmedo de desulfuración de gases de escape.	23
Figura 8.	Diagrama de la tecnología de Lecho Fluidizado Atmosférico.	24
Figura 9.	Diagrama de una planta de generación con la tecnología de Turbina de Gas.	25
Figura 10.	Diagrama esquemático de una unidad generadora de Ciclo Combinado.	26
Figura 11.	Diagrama de una unidad generadora de Gasificación Integrada al Ciclo Combinado.	28
Figura 12.	Diagrama de flujo del proceso de gasificación.	34
Figura 13.	Diagrama del gasificador Chevron-Texaco.	36
Figura 14.	Tecnología de lecho arrastrado E-GAS para gasificación.	37
Figura 15.	Esquema básico de una central GICC.	39
Figura 16.	Flexibilidad y versatilidad de la gasificación.	42
Figura 17.	Inflación general para el corto y largo plazo. Expectativas sobre la inflación en el periodo 2004-2008.	46
Figura 18.	Datos de entrada de los datos de operación de diferentes centrales de generación.	50
Figura 19.	Cálculo de costos nivelados de generación, anuales totales de operación, a diferentes factores de planta.	51
Figura 20.	Costos promedio de generación mediante el método de costos nivelados.	52
Figura 21.	Hoja de cálculo Excel. Grafica de costos promedios de generación, mediante costos nivelados.	53
Figura 22.	Curvas de costos nivelados aplicados a diferentes tecnologías con fuente fósil.	55
Figura 23.	Competencia de la GICC vs. CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, con factor de planta igual a 80%.	58
Figura 24.	Competencia de la GICC vs. CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, con factor de planta igual a 75%.	59
Figura 25.	Competencia de la GICC vs CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, en demanda intermedia, con factor de planta igual a 70%.	60
Figura 26.	Competencia de la GICC vs CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, en demanda intermedia, con factor de planta igual a 60%.	61
Figura 27.	Competencia de la GICC vs CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, en demanda intermedia, con factor de planta igual a 50%.	61

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.

La energía es instrumento fundamental para el desarrollo social y crecimiento económico. Provee servicios y necesidades básicas como: calefacción, refrigeración, iluminación, preparación de alimentos y transporte. Es un factor determinante en prácticamente todos los sectores productivos. La infraestructura energética, por su parte, desempeña una función básica en la disposición eficaz de la energía; constituyendo el valor agregado de la cadena energética, desde la prospección hasta el consumo.

En México, la responsabilidad de facilitar el acceso a la energía corresponde al estado, que es el principal promotor del desarrollo y modernización de la infraestructura requerida. Establece políticas energéticas apropiadas con la situación imperante en los ámbitos energético y tecnológico apegándose a los principios constitucionales. Es responsable de planear, operar, construir y mantener dicha infraestructura; así como de aprovechar los recursos energéticos que considere necesarios.

El logro de los objetivos planteados se refleja en la calidad de vida y de los servicios para la sociedad a la que sirve. A nivel mundial, es común asociar el grado de desarrollo de un país en la medida en que su población accede y consume energía. La *International Energy Agency* (IEA) establece que: *"la energía es esencial para el desarrollo económico y social en la calidad de vida"*.

La de generación constituye una parte medular de la industria eléctrica. En ella se lleva a cabo la transformación de los diferentes productos y recursos primarios, en un producto secundario de gran valor agregado que es *"la energía eléctrica"*.

Los productos primarios, por su parte, compiten y se sustituyen entre sí mediante grandes cadenas de producción, extracción, almacenamiento y transporte; buscando una combinación óptima que, en primer lugar, minimice los costos de generación, y en segundo lugar, garantice un abasto seguro y sostenible en el largo plazo.

Los combustibles fósiles, además de colaborar con los sectores industrial y transporte; proveen casi el 80% de la energía eléctrica generada en México, mediante diferentes tipos de centrales que conviven cotidianamente conectadas a la misma red de transmisión, que satisfacen las demandas instantáneas ocurridas durante el día, combinando y aprovechando las características operativas que ofrecen las diferentes plantas disponibles.

La gama de opciones disponible está conformada por: plantas termoeléctricas de vapor, que queman combustóleo principalmente; carboeléctricas, que consumen carbón mineral; turbinas de gas y ciclos combinados, que utilizan gas natural; los motores de combustión interna, alimentados con diesel. Recientemente se ha incorporado el lecho fluidizado que emplea coque de petróleo y carbón. La capacidad de generación adicional, es proporcionada por tecnologías renovables o no convencionales como lo son: hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, etc.

El despacho de energía que se realiza, es el más económico posible mediante el empleo de técnicas de minimización en largo, mediano y muy corto plazo obteniendo el máximo provecho a las centrales existentes, hasta lograr el costo mínimo por cada kWh generado. La política energética emprendida por la Secretaría de Energía durante la última década, ha conducido a privilegiar el desarrollo masivo de plantas de gas de ciclo combinado, con el argumento de obtener un costo mínimo; promoviendo además, reducciones importantes en el nivel de emisiones contaminantes hacia la atmósfera, cumpliendo así, las cada vez más exigentes normas nacionales e internacionales.

El gran impulso y desarrollo que ha tenido el uso del ciclo combinado en México y en los Estados Unidos de América, ha motivado una fuerte demanda del gas natural como energético primario. La interrogante que se visualiza en la actualidad, es entender el riesgo que representa depender de un combustible con abastecimiento incierto y, cuyos precios y demandas, van en aumento con una volatilidad muy marcada.

El mercado mexicano de gas natural, está sujeto a las condiciones que imperan en los Estados Unidos de América formando parte de un mercado norteamericano, que da como resultado en el precio errante de este significativo y cada vez más escaso energético.

Para contrarrestar las condiciones que el mercado del gas natural tiene en el precio de de generación de energía eléctrica, se observan diferentes alternativas que presenten condiciones competitivas favorables. Una de las más prometedoras, es gasificar combustibles alternos como el carbón, la biomasa, el coque y otros derivados del petróleo integrando este proceso al ciclo combinado que posee características técnico-económicas muy favorables.

CAPÍTULO 2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA DE ESTUDIO.

En México, como en la mayoría de los países, la infraestructura energética se sostiene en subsistemas paralelos que dan lugar a varios productos energéticos. Por ejemplo la electricidad, el gas natural, el petróleo y sus derivados, el carbón, la energía nuclear y otros recursos energéticos. Los subsistemas proveen recursos energéticos que por una parte, compiten entre ellos, y por otra, colaboran integrando cadenas de sustitución y transformación. Por ello, existe la necesidad inherente de planear una infraestructura que conduzca a la utilización adecuada de los recursos disponibles que garantice el suministro seguro, y sustente el desarrollo económico y social.

Uno de los grandes problemas que enfrentamos actualmente, y debilita este desarrollo, es el abasto seguro de energía eléctrica. En la presente investigación se evalúa la alternativa de gasificar combustibles alternos poco valor, para utilizar este gas en un ciclo combinado; con el fin diversificar las opciones energéticas que reduzcan el riesgo de abastecimiento, de las centrales eléctricas y disminuyendo la fuerte dependencia del gas natural.

2.1 MOTIVACIÓN DEL ESTUDIO.

El origen de este estudio se inicio como parte del trabajo realizado en el grupo de la "Cátedra de Energía" del Centro de Estudios de Energía del ITESM, en donde se visualizaron las áreas de oportunidad que ofrecía el tema relacionado con el abasto de combustibles para generación de energía. De aquí, varias problemáticas resultaron de gran interés, por ejemplo, el peso relativo y los elevados precios del gas natural frente al resto de los combustibles que conforman la canasta de combustibles, incentivados por su creciente demanda, nos dieron fuertes señales de la necesidad de estudiar su comportamiento, la capacidad de autoabasto por parte de la paraestatal PEMEX y, en tal caso, su sustitución por otros combustibles alternos de la canasta de combustibles.

De aquí surge la decisión de dirigir este proyecto hacia la justificación de utilizar la tecnología de gasificación integrada al ciclo combinado (GICC), que aunque en fase de desarrollo y observación, vienen operando desde hace varios años con resultados exitosos, motivando su aplicación formal a nivel mundial. Sin embargo en México, esta tendencia parece no ser compartida por los responsables en materia de energía, al menos en el presente cercano.

2.2 ANTECEDENTES.

Durante la última década, se le ha otorgado una gran importancia al gas natural como combustible primario en la generación eléctrica. Esto ha motivado una creciente demanda de este energético hasta ser insuficiente el abasto, por lo que se ha tenido que importar desde los Estados Unidos de América. Las importaciones representan hoy un 10% del consumo total nacional, y se prevé que para el 2006^[18] esta fracción supere el equivalente a 24%.

El aumento en la demanda, se debe principalmente a la política de sustitución de combustóleo por gas natural, mediante la reconversión de unidades de vapor en zonas ambientalmente críticas, pero sobre todo, por el rápido crecimiento de capacidad a partir de centrales de ciclo combinado, durante la última década. Se prevé que el gas natural aumente su participación dentro de la canasta de combustibles^[18] para generación de electricidad, pasando del 22.3%, que se tuvo en el 2000, a un 60% para el 2010.

Debido a la falta de inversiones en el sector gasero e interés de realizar modificaciones al marco jurídico, México se está convirtiendo en un deficitario de este combustible, como ya ha sido pronosticado. El aumento de las importaciones y la alta dependencia de estas, reduce la capacidad del sector energético de responder ante situaciones complicadas, por ejemplo la escasez de este combustible, que obligaría paros forzados de algunas de las centrales que lo utilizan, o las variaciones en los precios finales de este energético que repercute en los costos finales de generación.

La política de sustitución de combustóleo por gas natural, plantea grandes interrogantes que debemos considerar, pues se refleja en las realidades del sector eléctrico mexicano en el presente y el futuro cercano, e influye fuertemente en la economía nacional. Los proyectos de generación son intensivos en capital y de largo plazo (25-30 años). El mercado internacional del gas natural presenta grandes variaciones, motivadas en primer lugar por la oferta y la demanda, y, en segundo lugar, por especulación de sus representantes; para ellos, las reservas disponibles juegan un papel importante.

Debemos preguntarnos: ¿a qué grado es sensato prescindir del combustóleo?, ¿qué otras alternativas energéticas tenemos?, ¿qué tan competitivas son las tecnologías "limpias" de combustóleo y carbón?...

2.3 OBJETIVO.

El objetivo general de esta tesis es la de evaluar técnica y económicamente la tecnología de gasificación integrada al ciclo combinado (GICC), para determinar condiciones necesarias que deben cumplirse para ser integrada a la industria eléctrica mexicana en condiciones de competitivas, equilibradas en lo económico, social y ambiental que cumplan con los objetivos nacionales en el largo plazo.

Los objetivos particulares son:

- ◆ Minimizar la alta dependencia del gas natural, y lograr una mayor certidumbre del futuro energético nacional.
- ◆ Avanzar en el campo de investigación relacionado con las nuevas tecnologías de generación, particularmente con la GICC.
- ◆ Desarrollar una herramienta de análisis sencilla y confiable para la evaluación económica de las diferentes alternativas de generación de energía eléctrica.

CAPÍTULO 3. ENERGÍA EN MÉXICO, COMBUSTIBLES Y TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN.

Las cadenas energéticas están integradas por diferentes subsistemas que van desde la prospección, almacenamiento y transporte de productos primarios destinados a sectores específicos como: el doméstico, el transporte, la petroquímica, el industrial, el comercial y el energético secundario compartiendo las mismas fuentes de abastecimiento, es decir, compiten en los mismos mercados buscando precios asequibles que minimicen sus costos de utilización y transformación, y representen ventajas en los mercados de bienes y productos.

En la figura 1 se muestra la evolución, desde el año 1965 hasta el 2001, que han tenido los combustibles primarios para transformación en los diferentes sectores. La diversidad de aplicaciones de estas fuentes y la creciente demanda implica la creación de la infraestructura necesaria para facilitar su disponibilidad.

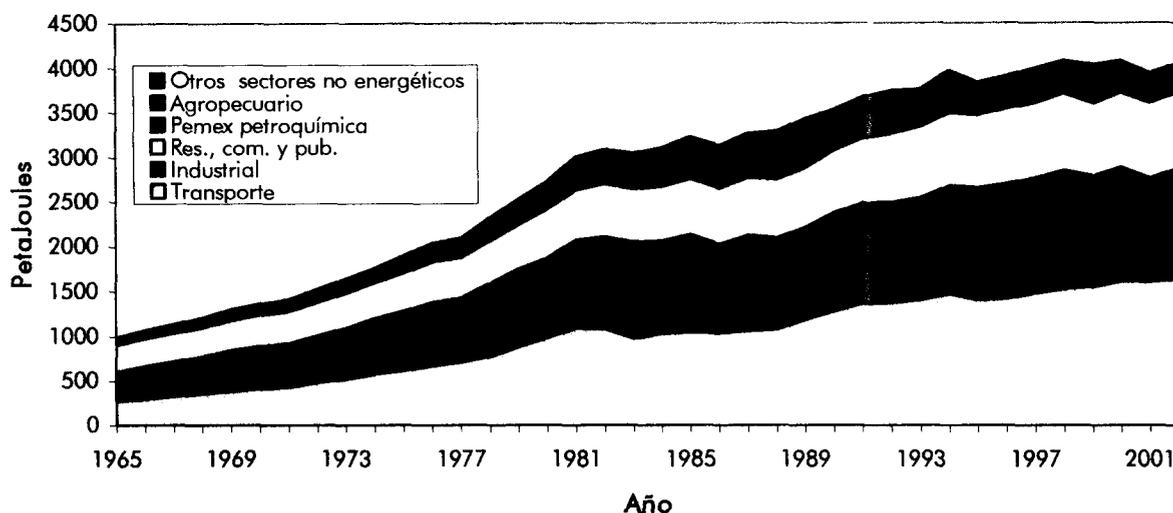


Figura 1. Consumo final total por sectores de productos primarios.

Por otro lado, el sector eléctrico posee una importante participación dentro de la cadena energética. Es el usuario principal de muchos de los recursos primarios disponibles y depende en gran medida de la capacidad de acceso a estos.

La responsable de prever y asegurar el adecuado funcionamiento del aparato energético en México es la secretaría de energía (Sener). A continuación se muestra una reseña de su área de acción.

3.1 FUNCIÓN DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA Y EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO.

El estado es el encargado de la planificación, diseño y construcción de la infraestructura energética, mediante mecanismos regulatorios y funciones operativas específicas. La Sener, tiene la rectoría en materia de energía pues: establece, vigila y coordina las acciones necesarias para responder a los requerimientos, tanto de las actividades productivas, como del abastecimiento directo a la población. Esta entidad gubernamental es la que regula y dirige las políticas energéticas, buscando cumplir con los objetivos de la nación, estos objetivos son:

- ◆ Conducir la política energética del país dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de los insumos y productos que requiere el desarrollo.
- ◆ Ejercer los derechos de la nación en materia de hidrocarburos y energía nuclear, así como en el aprovechamiento de los recursos naturales que se requieren para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica.
- ◆ Insertar al Sector Energético en la actual dinámica mundial y constituirlo en un instrumento de promoción y concreción de los intereses económicos de México en el exterior.
- ◆ Proteger el medio ambiente, fomentar el ahorro de energía y promover el bienestar social en el contexto de un desarrollo sustentable.

Está a su vez se vale de diferentes empresas paraestatales a las que delega las tareas que cumplirán estos objetivos. Las actividades que realiza son coordinadas con la organización que muestra la figura 2.

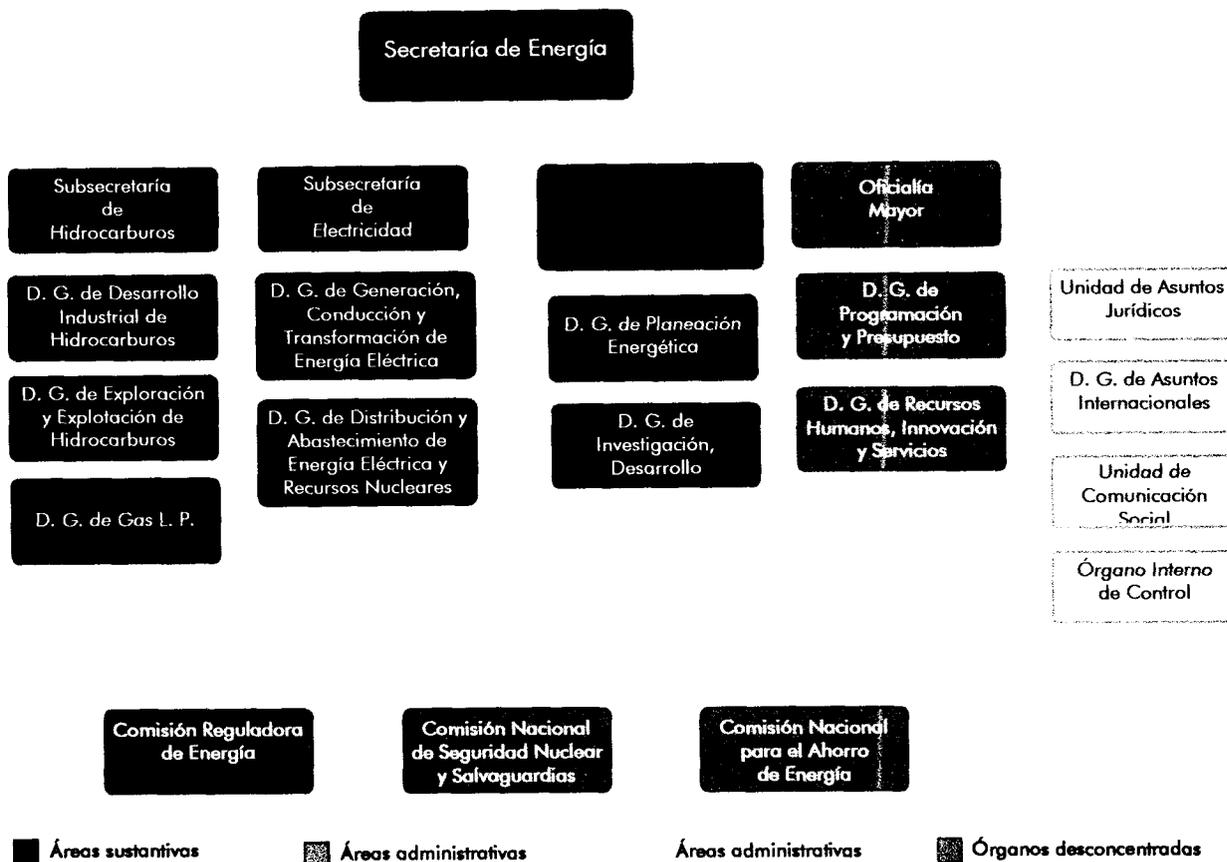


Figura 2. Organización de la Secretaría de Energía.

3.2 DISTRIBUCIÓN DE LAS CARGAS ELÉCTRICAS EN MÉXICO.

La planeación de la infraestructura eléctrica, debe estar en conformidad con los objetivos para la que es instituida, es decir, proveer del servicio de energía eléctrica para el funcionamiento adecuado de la sociedad. Para lograr una adecuada planeación es necesario estudiar el comportamiento de las cargas eléctricas y sus consumos, tanto de forma individual, como en conjunto. El comportamiento de estas cargas, es quién da la directriz para la expansión de esta infraestructura; así como el cumplimiento de las normas nacionales e internacionales, en cuanto a lo ambiental y calidad del suministro. Finalmente sumando los avances tecnológicos aplicables al entorno nacional.

3.2.1 Consumo nacional de energía eléctrica.

La importancia de cada sector productivo en el consumo y demanda de energía eléctrica, tiene un efecto en el sistema completo. En los últimos diez años las ventas internas han crecido a una tasa promedio anual de 5.1%, y se pronostica un crecimiento del 5.4% ^[23] en los siguientes diez años. La generación bruta ha pasado de 101,277 GWh en 1993 a 181,942 GWh al cierre de 2003^[3].

El consumo en el sector doméstico destaca con un crecimiento promedio del 5% ^[23] en el periodo mencionado, y representa el 24% de las ventas netas de electricidad en el 2002.

La figura 3 muestra el pronóstico de crecimiento^[3] en el periodo del 2002 al 2012, en la que se observa la importancia relativa del sector industrial frente al resto. El crecimiento en la demanda total muestra una tendencia no lineal a la alza.

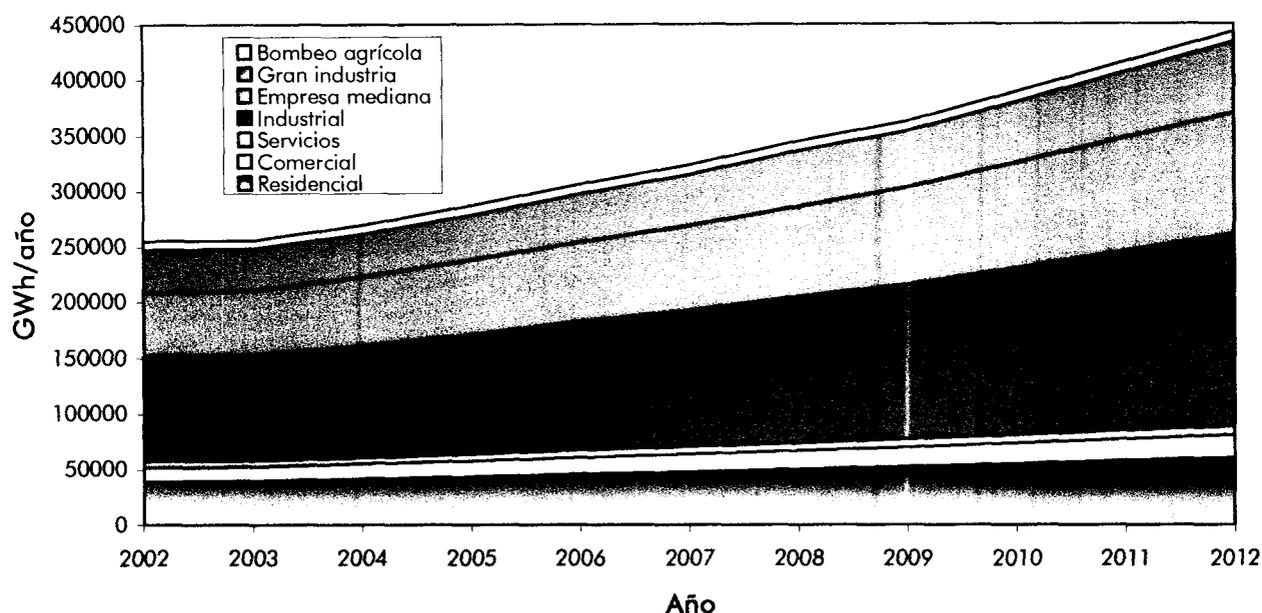


Figura 3. Servicio público de energía eléctrica: pronóstico de ventas totales por sector.

A nivel industrial, la energía eléctrica se ha convertido en el insumo básico, y es aquí donde se presenta el uso más intensivo comparado con los otros sectores. Representaron el 1% de los clientes^[4] y consumieron el 58.82% de la energía total generada, durante el 2002. Así mismo, ha presentado un crecimiento anual promedio^{[21][22][23]} de 5.9% durante

los últimos diez años. Por otra parte, los clientes domésticos son los más importantes en cantidad^[4], con un 87.82% del total, con un consumo de 25.50% del total generado.

Con estos números podemos ver que los sectores más importantes en el consumo de energía eléctrica, son claramente el industrial y el residencial, sin menospreciar las funciones que prestan el resto de los sectores. Y, si consideramos que la base y motor de desarrollo es la industria en general, se requerirá un cuidado especial en el momento de definir la capacidad y tipo de generación necesaria, así como la confiabilidad que deberá cumplirse.

Sin embargo, la infraestructura energética debe satisfacer sus necesidades no solamente con plantas de generación, sino que depende en primera instancia de la canasta de combustibles que serán empleados en estas plantas.

3.3 MERCADO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Los combustibles fósiles, utilizados como fuente primaria en la generación de energía eléctrica, representan una condición necesaria que debe satisfacerse dentro de la planeación de la infraestructura energética. De las condiciones que estos presenten, de su disponibilidad y facilidad de acceso, dependerá la seguridad o el riesgo en el abastecimiento eléctrico. Por lo que el conjunto de centrales de generación, que a su vez emplean los diferentes combustibles, dependen fuertemente de las reservas disponibles para ser transformadas en energía eléctrica, y deberán planearse en un conjunto.

En México, las condiciones son muy favorables en este sentido. Existen reservas importantes de combustibles fósiles y de otros recursos energéticos renovables, favoreciendo a la industria eléctrica. Estas reservas conducen la política energética y las estrategias en que se basa la creación de la infraestructura. La Figura 4 muestra gráficamente las condiciones de esta infraestructura, de acuerdo con el tipo de plantas utilizadas en México, en el periodo 1991-2003 ^{[3][15]}.

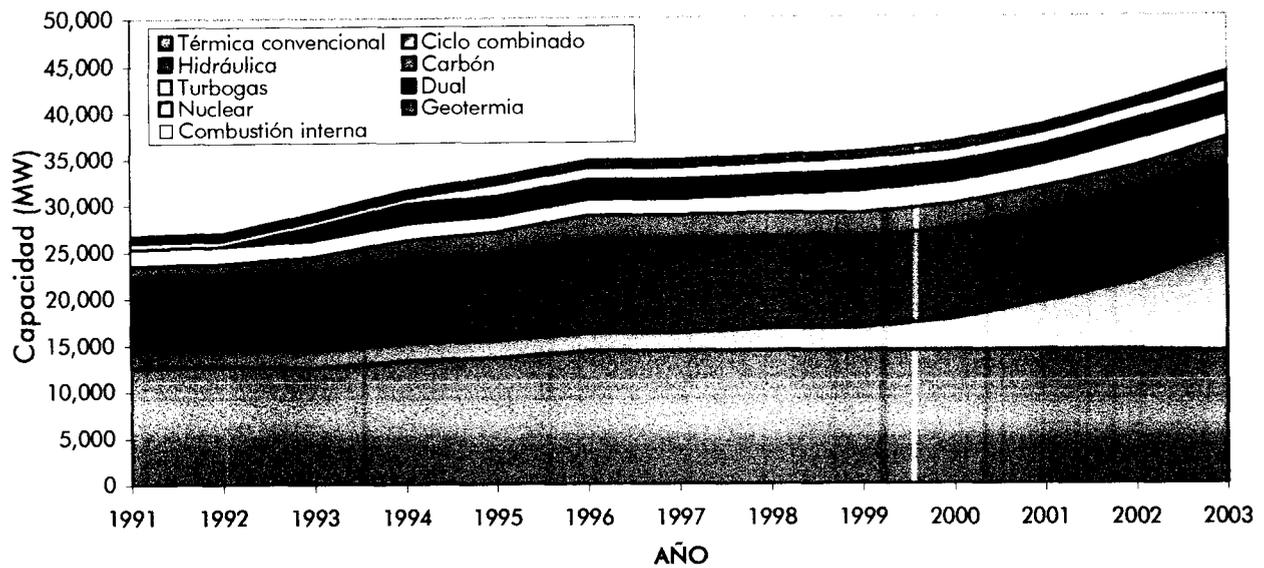


Figura 4. Capacidad efectiva por planta, periodo 1991-2003 (MW).

Dada la gran diversidad de productos de la canasta de combustibles, tenemos una amplia gama de posibilidades de transformación y sustitución; por lo que el riesgo en el abastecimiento se prevé controlado. Si la disponibilidad de estas fuentes primarias se dificulta, debilita uno de los eslabones de la cadena energética. Esta situación amenaza con convertirse en realidad pues empezamos a familiarizarnos con situaciones cada vez más difíciles, arriesgando la muy preciada seguridad. Cabe preguntarnos ¿qué pasaría si llegaran a faltar o disminuir drásticamente nuestras fuentes primarias?

Durante el 2003, 161,050 GWh de la energía eléctrica generada^[23], es decir, el 78.4%, utilizó combustibles fósiles como fuente primaria. Otros consumidores importantes de fuentes fósiles son los sectores: industrial, como ya hemos visto, y transporte, con su demanda de hidrocarburos. En segundo término están los sectores residencial y comercial. El autoconsumo de la paraestatal PEMEX de estas fuentes, son también de gran importancia, principalmente el gas natural utilizado en la petroquímica.

La figura 5 muestra la demanda por cada sector productivo de los energéticos primarios, ocurridos durante el 2000 y 2001.

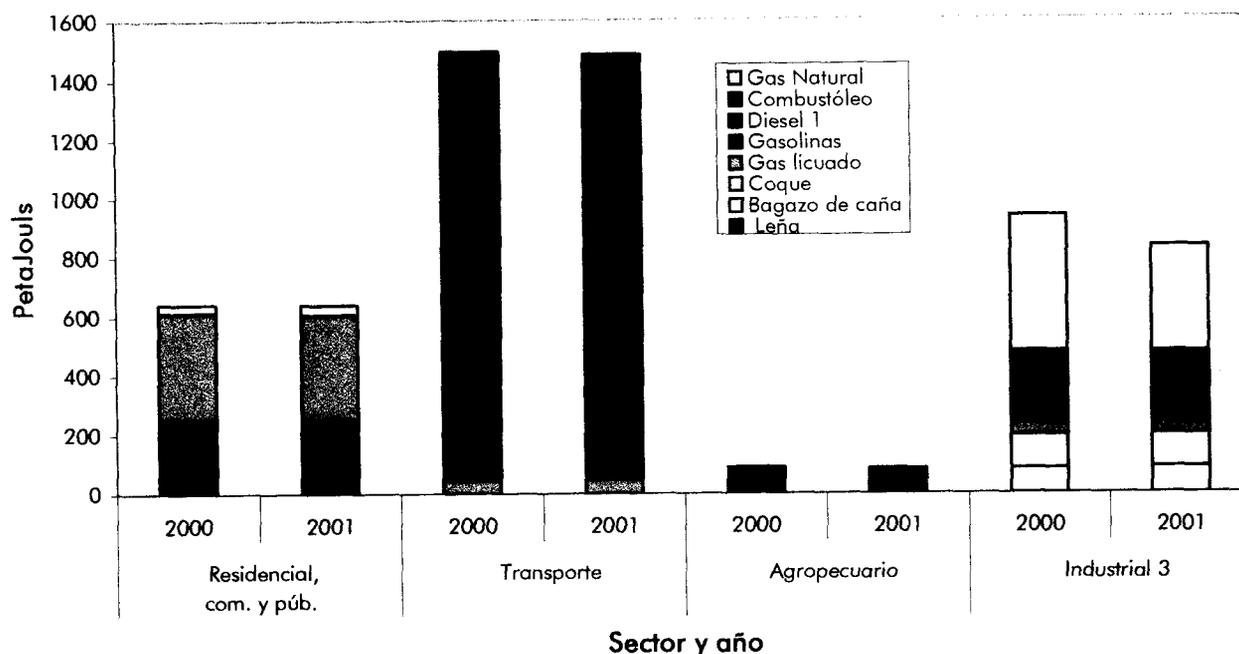


Figura 5. Consumo de energéticos por sector productivo, PJ/año.

3.3.1 Mercado del combustóleo.

Es un combustible residual del petróleo que resulta de los procesos de refinación. El volumen de producción en México, ocupa el segundo lugar^[24] después de las gasolinas. Posee un alto poder calorífico; esto hace que sea utilizado principalmente en el sector eléctrico y en el sector industrial.

En generación de energía eléctrica, es el combustible más representativo^{[21][22][23]} de la canasta de combustibles y ha sido la base de la infraestructura eléctrica mexicana. Muestra de ello, son los 73,075 GWh generados en el 2003^[3] y que representan el 40.16% de la energía bruta, con una capacidad de 14,050.50 MW, es decir, el 40.93% del total; situación que viene repitiéndose a lo largo de cuarenta años. Sin embargo, la exigencia de las normas ambientales vigentes viene frenando su intensidad, basando los nuevos desarrollos en combustibles alternos, como el gas natural, principalmente por los problemas de emisiones que ocasiona el combustóleo durante su combustión. Se espera que en el futuro, la participación del combustóleo disminuya^{[21][22][23]} a menos del 20%, en generación de energía eléctrica.

El comportamiento actual, es reflejo del histórico tal como lo muestra la figura 6, en la que podemos observar la participación de los combustibles desde 1965 hasta el 2002.

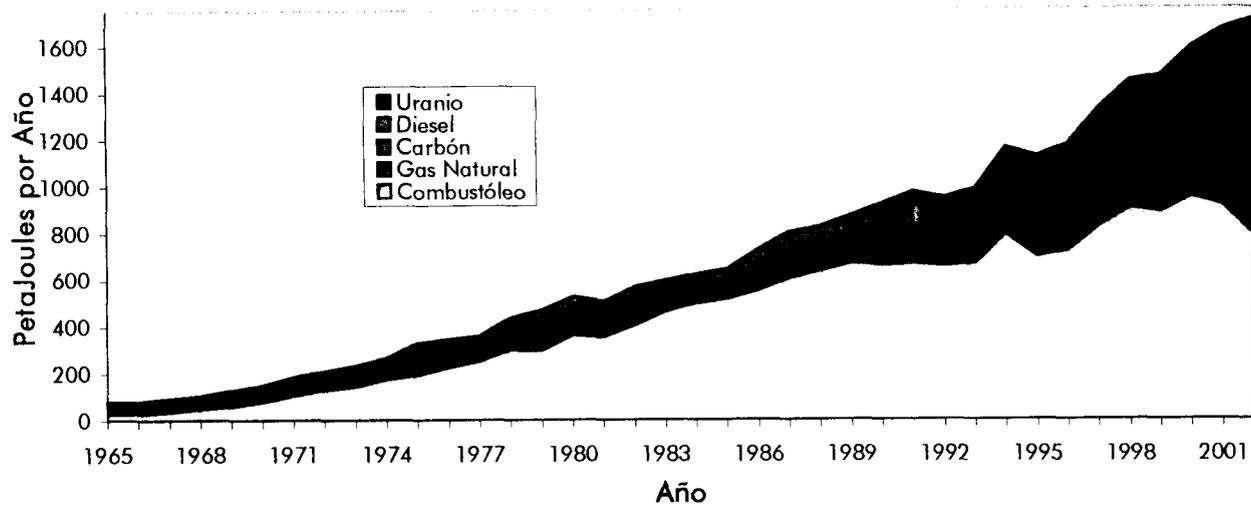


Figura 6. Combustibles para generación de energía eléctrica.

El combustóleo es utilizado en unidades base, ubicadas generalmente en puertos o cerca de las refinерías. Estas unidades, son del tipo térmica convencional, es decir que generan energía mediante un ciclo Rankine. Durante el 2003, operaron con un factor de planta de 59.34% ^[3].

Debido a las exigencias ambientales, son difíciles de ubicar, y en algunos casos ha sido obligada la conversión a gas natural; tal es el caso en zonas críticas como: el Distrito Federal y Monterrey; otra medida es la de disminuir el uso de combustóleo de alto contenido de azufre.

La Sener ha manifestado^[18] los planes de disminuir la producción de combustóleo y reorientar sus operaciones hacia productos de mayor valor agregado, mejorando los procesos de refinación para obtener componentes más pesados, como el coque de petróleo. Los indicadores de producción, muestran una disminución paulatina en la producción del combustóleo en las refinерías que lo producen^[24]. Las causas principales de esta política son: las restricciones ambientales relacionadas con su uso y la

minimización de costos de generación de energía eléctrica; por lo que se empieza reducir su demanda y usos^[18].

En la tabla 1 se observa el volumen de producción del combustóleo^[24] de las seis refinerías de petróleo que hay en el país. Podemos ver que el incremento en algunas de las refinerías se muestra negativo, promediando un crecimiento anual del 0.1%.

Refinería	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca %
Cadereyta	67.5	64.6	64.3	55.2	61.5	60.4	38.5	50.3	65.7	-0.3
Madero	51	44.7	45.3	49.8	51	46.5	41.3	40.1	32.5	-5.5
Tula*	88.3	103.3	93.4	103.8	100.7	106	103	94	92.1	0.5
Salamanca	45.4	39.3	45.9	42.6	54.2	53.7	49.2	54.1	54.6	2.3
Minatitlán	65.7	68.1	62.6	61.8	65.1	66.6	64	66.8	69.6	0.7
Salina Cruz	107.4	105.1	109.7	109.7	98.4	118.4	134.3	116.9	115.4	0.9
Total	425.3	425	421.1	422.9	430.8	451.5	430.2	422.2	429.9	0.1

Tabla 1. Producción de combustóleo por refinería en el periodo 1993-2001 (mbd).

De esta producción, se desprenden dos consumidores principalmente que son el sector eléctrico y el sector industrial. La tabla 2 muestra las demandas^[24] de estos dos sectores durante el mismo periodo. Como se observa, la producción no está en equilibrio con la demanda, por lo que el déficit es abastecido por importaciones.

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca %
Industrial	105.2	118	107.7	111.3	112.1	111.5	105.7	102.9	97.5	-0.9
Eléctrico	275.6	335.1	282.9	299.9	341.8	377.6	365.1	389.5	377.4	4
Total	380.9	453.1	390.6	411.2	453.9	489.1	470.8	492.4	474.9	2.8

Tabla 2. Ventas internas de combustóleo por sector en el periodo 1993-2001 (mbd).

La sustitución de este combustible, debe ser planeada con mucho cuidado pues, como hemos visto, tiene un peso relativo muy grande frente al resto de los combustibles de la canasta; por ser de producción nacional, casi en su totalidad, su abasto es confiable y la volatilidad de su precio es mínima.

Otro combustible, de menor demanda que el combustóleo, es el carbón mineral que también tiene una gran importancia en México. A continuación mostramos con mayor detalle esta situación.

3.3.2 Oferta y demanda del carbón mineral.

De todos los combustibles fósiles, las reservas de carbón mineral son las más importantes en el mundo. Gracias a su abundancia, el mercado internacional del carbón mineral presenta ventajas para una planeación a largo plazo, por lo que dicho mercado presenta señales positivas, como la estabilidad de los precios. Estas condiciones, le han otorgado un lugar privilegiado en el sector eléctrico mundial, convirtiéndolo en el principal energético primario para generación eléctrica.

Los pronósticos mundiales prevén que seguirá siendo el principal combustible en los próximos 20 años. Durante el periodo 1999 - 2015 tiene la mayor participación del total (entre 36% y 32%). Se pronostica que su consumo observará un crecimiento promedio anual de 1.4%.

Durante 1999 las reservas mundiales^[17] ascendieron a 984.2 miles de millones de toneladas, de las cuales en Asia-Pacífico se localizan 29.7%, en Norteamérica 26.1%, en la antigua Unión Soviética 23.4%, en Europa 12.4% y en el resto del mundo 8.4%. En ese año, México contribuyó con el 1.2% de las reservas mundiales y en América Latina, México ocupó el tercer lugar.

Las reservas geológicas probadas en el país^[17], hasta 1995, sumaron 663 millones de toneladas de carbón, las cuales se cuantificaron y localizaron de la siguiente manera: 80.8% en el estado de Coahuila, 13.8% en Nuevo León, 4.7% en Oaxaca y el 0.7% en Sonora.

Para fines del 2003, en México la capacidad instalada en carboeléctricas^[9] fue de 2,600 MW, es decir el 7.6% del total instalado, que proveyeron 16,681 GWh durante el año, equivalente al 9.17%; operando con un factor de planta de 73.24%, típico de centrales tipo base. De igual forma, la central dual (carbón/combustóleo) de Petacalco tiene 2,100 MW instalados, consumiendo carbón importado habitualmente, y constituye el 6.11%; esta central generó 13,859 GWh, 7.62% de ese año; operó con un factor de planta igual a 75.34%.

La quema del carbón mineral para producir energía calorífica produce efectos negativos al medio ambiente, debido a los residuos que emite a la atmósfera. Los principales son: dióxido de azufre (SO_2), resultado de la combustión de componentes ricos de azufre; monóxido de carbono (CO), que se produce por combustión incompleta de compuestos de carbono; óxidos de nitrógeno (NO_x), que se forman durante la combustión y son producto de la oxidación de nitrógeno atmosférico, o bien de la oxidación del nitrógeno orgánico del combustible; dióxido de carbono (CO_2) y partículas con metales pesados, siendo el más peligroso de estos el mercurio (Hg).

En la actualidad, la utilización del carbón en generación está dirigida hacia la utilización de tecnologías más limpias. El desarrollo de estas, va desde la quema más eficiente del carbón, mejora en la eficiencia termodinámica de las plantas carboeléctricas, hasta la gasificación del mismo, para ser utilizado posteriormente en un ciclo combinado. De estas hablaremos con más detalle adelante.

3.3.3 Gas natural.

Es considerado el combustible ideal para la generación de energía eléctrica. Los ciclos combinados, que son las principales usuarias de este combustible, poseen elevadas eficiencias (50-60%) en comparación con otras tecnologías térmicas, además de que su combustión es de las más limpias, resultando en bajos niveles de emisiones a la atmósfera.

El gas natural comercial es una mezcla gaseosa, compuesta por un mínimo de 95% de metano, y el 5% restante formado por componentes más pesados. Se encuentra en los domos de los depósitos naturales de petróleo crudo y en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa. Dependiendo de su origen, el gas natural se clasifica en dos tipos: gas asociado, que se extrae junto con el petróleo; y gas no asociado, que se encuentra en depósitos que contienen principalmente gas metano.

El mercado nacional de gas natural en México, ha tenido un rápido crecimiento debido principalmente, a la creciente participación de la industria eléctrica. El crecimiento de la

demanda de gas natural creció en promedio 5.2% ^[18] en el periodo de 1993-2000. Durante enero de 2001, en México, las reservas probadas^[18] de gas natural se calcularon en 29,505 miles de millones de pies cúbicos.

El uso de gas natural ha cobrado importancia en los últimos años, y se espera que en el futuro cercano sea el combustible de mayor crecimiento de los combustibles fósiles, con un crecimiento anual promedio^[18] de 3.2% mundial. Esta situación ha sido motivada principalmente por las abundantes reservas mundiales, mayores en comparación con las del petróleo. Que sin embargo, requieren inversiones importantes para su explotación y aprovechamiento.

El gas natural es la mejor alternativa para los países interesados en reducir el nivel de emisiones. En México, se tenían instalados^[3] incluyendo productores independientes de energía, 10,603.65 MW (30.87%) para diciembre del 2003. Estas unidades generaron 54,060 GWh (29.71%) durante el año, reportando un factor de planta fue del 58.2 %.

3.3.4 Producción y ventas de diesel.

En el 2001, la demanda total registró 297.5 mbd, con una tasa promedio anual de 1.3% de cuyos volúmenes el sector transporte contribuyó con 82%, el sector eléctrico con 3.2% y el sector industrial con 7.2%.

Las ventas internas de diesel representan el segundo petrolífero más importante^[24] para la paraestatal Pemex, y se espera que éstas se ubiquen en 376.0 mbd en el año 2011.

El sector eléctrico por su parte, es el usuario minoritario de este combustible frente al sector industrial y al sector transporte, siendo el último, el mayoritario. La tabla 3 muestra la tendencia proyectada a futuro, en la que se muestra el comportamiento de los tres sectores, consumidores de este energético.

Sector	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Sector industrial	21.6	24.4	24.9	25.8	26.7	27.7	28.5	29.4	30.3	31.4	32.4	4.1
Sector eléctrico	9.6	2.7	5.1	4.7	4.7	4	4.4	3.7	3.9	4.1	4.5	-7.3
Sector transporte	245	241	261	269	279	289	298	307	317	329	339	3.3
Total	276	268	291	300	310	321	331	340	352	364	376	3.1

Tabla 3. Ventas internas de diesel por sector, 2001-2011 (miles de barriles diarios).

El comportamiento de la producción nacional de diesel, ha mostrado diversas tendencias a lo largo del periodo, por lo que hasta 1996 la autosuficiencia en la oferta le permitió al país mantenerse como exportador neto de este combustible. A partir de 1997, la oferta nacional ha sido insuficiente para satisfacer la creciente demanda interna.

3.3.5 Coque de petróleo.

De las refinerías de petróleo de PEMEX, sólo algunas han incorporado dentro de sus procesos, la coquización del petróleo. Esto permite aprovechar mejor lo que se conoce como "fondo de barril" y obtener una mayor cantidad de destilados intermedios de gran valor en el mercado. El residuo, resultado de este proceso es el "coque de petróleo"; un producto sólido similar al carbón bituminoso con un alto poder calorífico (alrededor de 32,000 kJ/kg), índice de pulverización alto, bajo en volátiles y con alto contenido en azufre (alrededor de 7%) y metales. Por ejemplo, al procesar los crudos mexicanos se espera que se produzcan 20 kg de coque por cada barril, por lo que para una refinación de 150,000 barriles por día, la producción del residuo será de 3,000 t/d.

En ese contexto, la gasificación se ha vislumbrado como una alternativa tecnológica para la generación o cogeneración de electricidad a partir del carbón, del combustóleo y del coque de refinería. En la actualidad, la industria cementera tiene en operación centrales térmicas de generación con otra alternativa tecnológica, la de lecho fluidizado circulante que utiliza coque de petróleo.

El coque de petróleo se utiliza como combustible, principalmente en la industria del cemento, del acero, del zinc y en la elaboración de pigmentos, así como en la industria siderúrgica.

La refinería Madero es la única de Pemex que produce coque de petróleo. Sin embargo, este producto puede ser importado directamente por particulares. En 2001^[24] la producción interna fue de 14.9 miles de toneladas al año (mta), ya que la planta operó únicamente hasta marzo del 2001, debido al inicio de los trabajos de reconfiguración en ese centro de trabajo. Mientras que en 1993 la participación de las importaciones en la oferta total era de 29.7%, éste porcentaje ha incrementado a 98.8%, debido a que la capacidad de Pemex Refinación se mantuvo sin variación. La tabla 4 muestra el comportamiento de la oferta y demanda de coque. Como podemos ver las importaciones han crecido a un ritmo acelerado, en promedio 33.9% por año.

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	tmca
Oferta	110.7	192.8	201.9	265	415.3	584.4	777	1,009.9	1,217.2	34.9
Nacional	77.8	85.3	96.4	82.1	65.4	95.2	79.5	110.2	14.9	-18.7
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Madero	77.8	85.3	96.4	82.1	65.4	95.2	79.5	110.2	14.9	-18.7
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Externa	32.9	107.5	105.5	183	350	489.2	697.5	899.6	1,202.3	56.8
Demanda	118.6	219.7	253.9	265.2	431.1	534.7	755	996.7	1,224.5	33.9
Nacional	118.6	219.7	253.9	265.2	431.1	534.7	755	996.7	1,224.5	33.9
Ventas internas	118.6	219.7	253.9	265.2	431.1	534.7	755	996.7	1,224.5	33.9
Sector industrial	118.6	219.7	253.9	265.2	431.1	534.7	755	996.7	1,224.5	33.9
Sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Externa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4. Balance nacional de coque de petróleo, 1993-2001 (miles de toneladas anuales).

La industria del cemento es el principal consumidor de coque en el país, y es quien realiza la mayor parte de las importaciones.

El precio internacional del coque de petróleo, se fija con base en dos elementos; su calidad y el mercado. La calidad depende de su pureza, refiriéndose a la cantidad metales y azufre, pues mientras menos elementos lo integren, mejor se cotizará en el mercado.

El coque seguirá importándose en forma descendente de acuerdo con los proyectos de reconfiguración en donde se contemplan la operación de nuevas plantas coquizadoras.

La incorporación de las cinco plantas coquizadoras, que entrarán en operación durante el periodo de proyección, permitirán incrementar la oferta nacional de coque significativamente. La producción pasará^[24] de 14.9 mta a 5,803.5 mta, con una tasa de crecimiento de 81.6%. Estas condiciones son señaladas en la tabla 5.

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Oferta	1217.2	1377.1	1836.3	2424.8	2499.1	5803.5	5803.5	5803.5	5803.5	5803.5	5803.5
Nacional	14.9	292	1058.5	1427.4	1934.5	5803.5	5803.5	5803.5	5803.5	5803.5	5803.5
Cadereyta	-	146	547.5	841.8	985.5	985.5	985.5	985.5	985.5	985.5	985.5
Madero	14.9	146	511	585.6	949	949	949	949	949	949	949
Tula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	1168	1168	1168	1168	1168	1168
Salina Cruz	-	-	-	-	-	1569.5	1569.5	1569.5	1569.5	1569.5	1569.5
Nueva capacidad de refinación	-	-	-	-	-	1131.5	1131.5	1131.5	1131.5	1131.5	1131.5
Externa	1202.3	1085.1	777.8	997.4	564.6	-	-	-	-	-	-
Importaciones	-	1085.1	777.8	997.4	564.6	-	-	-	-	-	-
Demanda	1224.5	1377.1	1836.3	2424.8	2499.1	5349.7	5436.3	5525.9	5533	5533	5532.6
Nacional	1224.5	1377.1	1836.3	2424.8	2499.1	5349.7	5436.3	5525.9	5533	5533	5532.6
Ventas internas	1224.5	1377.1	1836.3	2424.8	2499.1	2612.2	2698.8	2780.9	2795.5	2795.5	2795.1
Sector industrial	1224.5	1377.1	1700.6	1841	1909.4	2022.2	2108.8	2189.2	2205.5	2205.5	2205.5
Sector eléctrico	-	-	135.8	583.8	589.7	590	590	591.8	590	590	589.6
Autoconsumos de Pemex	-	-	-	-	-	2737.5	2737.5	2745	2737.5	2737.5	2737.5
Externa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 5. Pronóstico de balance de coque de petróleo, 2001-2011.

Estos combustibles serán requeridos de acuerdo con el parque de centrales generadoras térmicas, por ello es necesario estudiar sus características.

Estos combustibles presentan ventajas y desventajas que son aprovechadas con una adecuada planeación del sistema, con diferentes plantas de generación.

3.4 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

3.4.1 Centrales de vapor.

Es una instalación que transforma la energía calorífica de combustibles como: carbón, combustóleo o gas; en energía eléctrica. El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la central. Pasan a la caldera en la que se provoca la combustión. Esta genera vapor a partir del agua que circula por una red de tuberías que tapizan las paredes de la caldera. El vapor hace girar los alabes de la turbina, que a su vez está acoplado mecánicamente a un generador, que transforma la energía cinética en energía eléctrica. La energía eléctrica generada es transportada a través de líneas de transmisión a los centros de consumo. Por su parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, retornando a los tubos de la caldera, comenzando así un nuevo ciclo. Este proceso cíclico tiene como principio básico, el ciclo de potencia "Rankine".

El carbón es molido, pulverizado y vaciado para alimentar el generador de vapor (caldera) para producir vapor. El vapor entra a la turbina a una temperatura de 1000° F (2400 psi en un diseño subcrítico o 3500 psi en un diseño supercrítico) expandiéndose. Esta expansión produce un trabajo que acciona a la turbina de vapor, acoplada a su vez al generador eléctrico, transformando la energía de movimiento en energía eléctrica.

Las calderas pueden quemar casi cualquier tipo de combustibles sólidos (carbón, madera, residuos industriales o urbanos), líquido (combustóleo, gas oil, diesel) o gaseoso (gas natural, gas de horno petroquímico, etc.). Sin embargo en nuestro país las grandes instalaciones productoras de electricidad funcionan principalmente con combustóleo.

Para minimizar los efectos contaminantes de la combustión sobre el entorno, la central dispone de una chimenea de gran altura (llegan a los 300 m) y de unos precipitadores que retienen las cenizas y otros volátiles de la combustión. Las cenizas se recuperan para su aprovechamiento en procesos de metalurgia y en el campo de la construcción, donde se mezclan con el cemento.

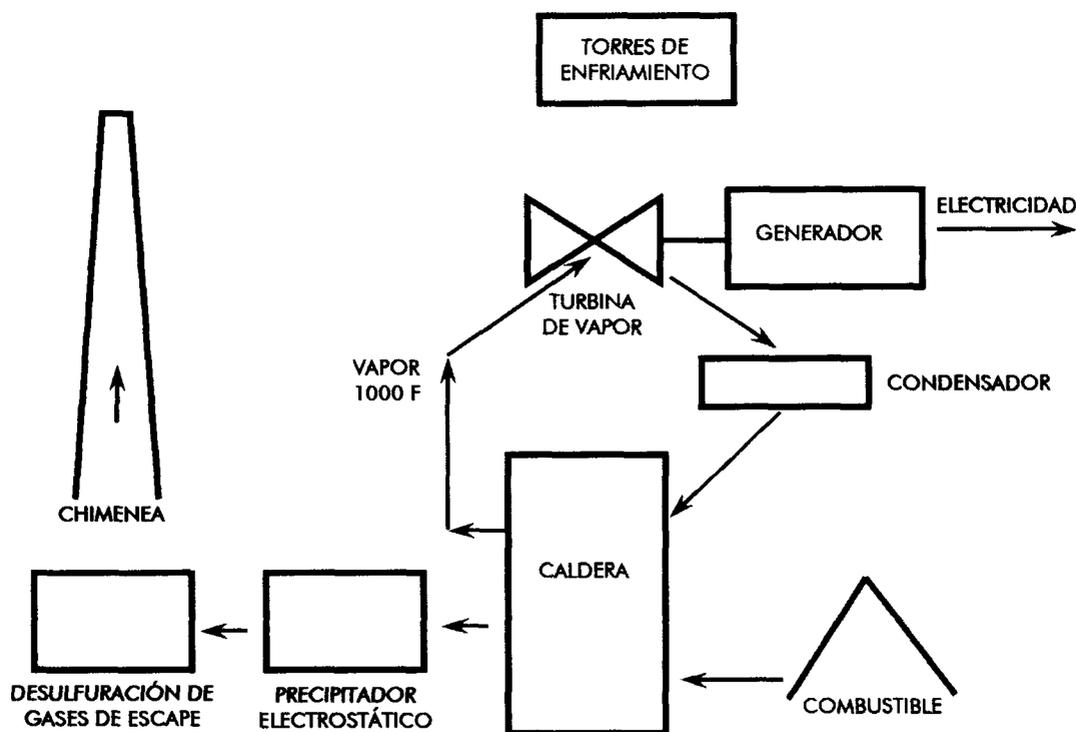


Figura 7. Diagrama de una planta generadora de vapor alimentada con carbón con sistema húmedo de desulfuración de gases de escape.

La figura 7 muestra el diagrama esquemático que describe el ciclo de vapor (ciclo Rankine). En ella se indican los componentes principales que van desde la entrada de combustible hasta la salida de la energía eléctrica.

3.4.2 Centrales de lecho fluidizado.

Mejoran el rendimiento en la combustión del carbón y el coque de petróleo, y disminuyen el impacto medioambiental. En estas centrales se quema el carbón o el coque de petróleo sobre un lecho de partículas inertes, a través de las que se hace circular una corriente de aire que logra mejorar la combustión.

Es una tecnología de vapor relativamente nueva. La diferencia básica con la de carbón pulverizado es el diseño de la caldera. La del lecho fluidizado tiene la posibilidad de quemar carbón en presencia de carbonato de calcio, que finalmente es la que remueve el SO_2 durante la combustión, en lugar de hacerlo posterior a esta, cómo lo hace la de carbón pulverizado.

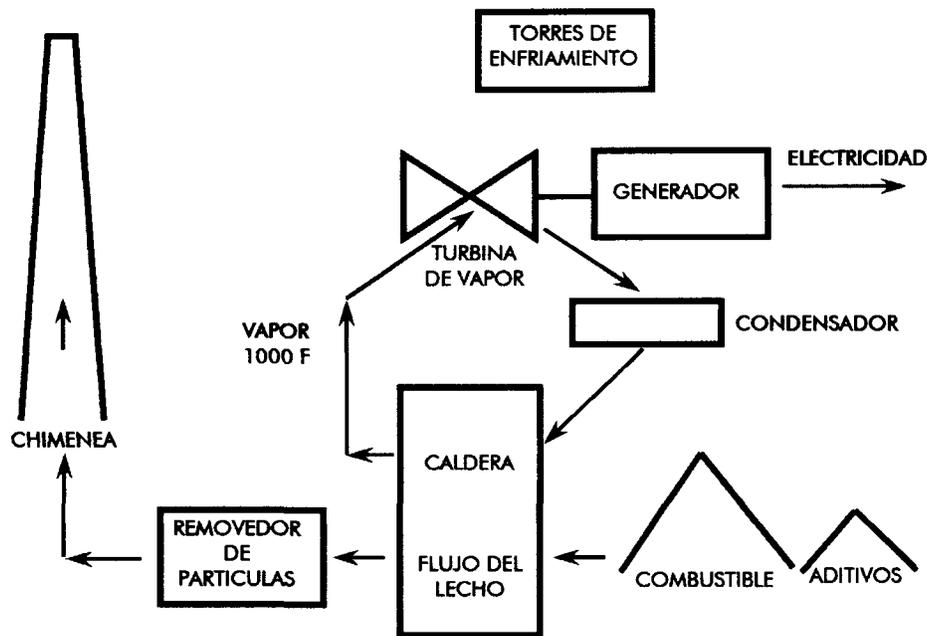


Figura 8. Diagrama de la tecnología de Lecho Fluidizado Atmosférico.

La figura 8 describe brevemente la tecnología de lecho fluidizado atmosférico. Los elementos muestran, esquemáticamente, las partes principales que componen una planta de este tipo.

3.4.3 Central generadora turbina de gas (TG).

Este tipo de central generadora surgió de una derivación de las turbinas utilizadas en la aviación, desde entonces se ha desarrollado hacia aplicaciones más específicas a la generación de electricidad, tal como las utilizadas en la actualidad. El combustible principal es el gas natural, pudiendo utilizar combustibles alternos, como el diesel o combustóleo.

Su funcionamiento está basado en un ciclo de compresión y expansión de aire, el ciclo Brayton. El combustible entra a la cámara de combustión, que es dónde se desarrolla la ignición, incrementando la energía del aire comprimido; expandiéndose posteriormente en la turbina. El resultado final es la transformación de la energía térmica en movimiento, haciendo girar el eje acoplado al generador eléctrico.

Este tipo de unidades generadoras, son utilizadas en las demandas punta, que ocurren de forma instantánea durante las horas de demanda máxima. No solo por su habilidad para arrancar y tomar carga casi instantáneamente, sino por sus características operativas y costos de generación que son altos, a factores de carga elevados.

A continuación, en la figura 9, se muestra el esquema básico de un ciclo de potencia Brayton.

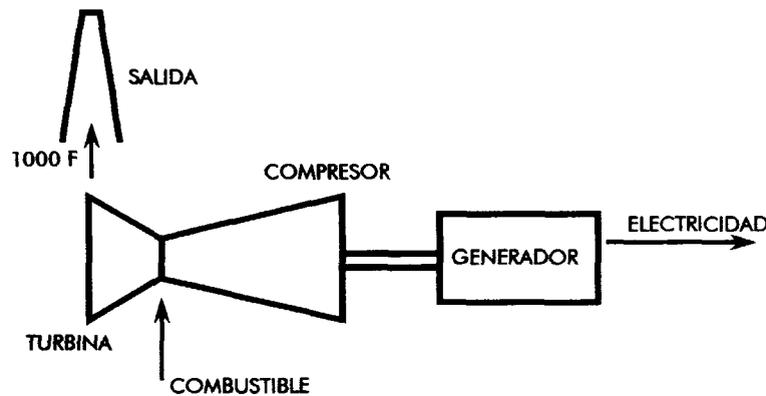


Figura 9. Diagrama de una planta de generación con la tecnología de Turbina de Gas.

3.4.4 Central de gas de ciclo combinado (CCGN).

El ciclo combinado, parte de las tecnologías utilizadas en la turbina de gas y turbina de vapor. Se aprovecha la energía contenida en los gases de expulsión de la turbina de gas, todavía con muy alta temperatura. Mediante un intercambiador de calor (heat recovery steam generator, HRSG) se recupera parte de la energía térmica de los gases de escape de la turbina de gas, con la finalidad generar vapor saturado de agua que se utilizará como en un ciclo de vapor tipo Rankine, integrado a la misma unidad generadora.

Las centrales generadoras de ciclo combinado ofrecen grandes ventajas, como lo son: la alta eficiencia termodinámica (entre 50 y 60%), sin llegar todavía a su máximo; los bajos costos de inversión por kW instalado, el corto tiempo de construcción y la utilización de un combustible amigable con el medio ambiente, el gas natural.

El conjunto “turbina de gas–recuperador de calor–turbina de vapor”, como se muestra en la figura 10, es uno de los sistemas más eficientes y con niveles de emisiones contaminantes menores al de plantas convencionales. Sin embargo, la disponibilidad a largo plazo del gas natural y la volatilidad de su precio son temas que han suscitado grandes polémicas, como ya se vio en el apartado 3.3.3.

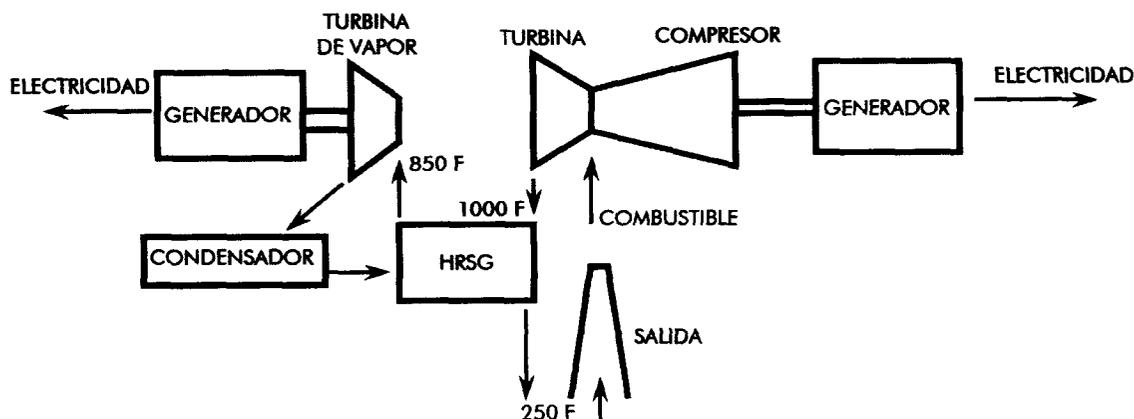


Figura 10. Diagrama esquemático de una unidad generadora de Ciclo Combinado

3.4.5 Depuración avanzada del carbón.

Es utilizado en un ciclo de vapor Rankine. Esta central reduce el contenido de ceniza y de sustancias tales como el sodio asociado a la corrosión y deposición en las calderas. Generalmente, la selección del equipo de limpieza del carbón no se considera en el diseño de la planta debido a que la ubicación más común de las plantas de purificación está en la misma mina. Sin embargo, la calidad del carbón es un factor que tiene una gran influencia en el diseño de la planta de potencia, especialmente si el contenido de cenizas del carbón utilizado es muy alto.

Además de las cenizas, un beneficio adicional es la remoción de azufre, disminuyendo su contenido de entre 10 y 40%. Esta es una alternativa económica, por lo que su aplicación es la primera alternativa costo-efectividad para reducir el impacto ambiental en la producción de energía.

Algunos de los beneficios del uso de carbón lavado son los siguientes:

- ◆ Incrementa la eficiencia para generación de energía, debido principalmente a la reducción de energía perdida asociada a la combustión de material inerte;
- ◆ Incrementa la disponibilidad de plantas de este tipo pues su ubicación se hace más fácil;
- ◆ Reduce los costos de inversión, debido a los equipos que manejan los combustibles y las cenizas;
- ◆ Disminución de los costos de operación y mantenimiento (O&M), como resultado de un menor desgaste de sus partes;
- ◆ Al reducir las impurezas, resulta en un carbón de mayor calidad;
- ◆ Ahorro de energía en el transporte y menor costo de transportación;
- ◆ Carga reducida en el equipo para remoción de partículas en las plantas existentes;
- ◆ Reducción de la cantidad de desechos sólidos que deben ser tratados en la planta.

Cuando es usado un carbón de poca calidad, la depuración del carbón no se justifica, técnica y económicamente. En tales casos, una planta en boca de mina es la mejor solución.

Cuando se produce un carbón de alta calidad, el primer objetivo es minimizar las impurezas en uso libre irrestricto de la planta de carbón. El segundo es prevenir la contaminación durante su manejo y la tercera es seleccionar el lugar más apropiado para la remoción de varios componentes indeseados del sistema.

3.4.6 Centrales de gasificación integrada al ciclo combinado (GICC).

La última generación de térmicas son las GICC, gasificación de carbón integrada en ciclo combinado, que parten de una tecnología con la que se consiguen gases combustibles, gas sintético o syngas, a partir de la gasificación del carbón con una inyección de oxígeno. Tienen la posibilidad de utilizar otro combustible alterno como el coque de petróleo o combustóleo. El gas combustible obtenido se depura y pasa a una turbina en cuyo alternador asociado produce energía eléctrica, como en el ciclo combinado convencional. La obtención de gases combustibles a partir del carbón es un

proceso conocido desde hace más de cien años, y fue impulsado en Alemania durante la II Guerra Mundial.

La figura 11 muestra el esquema básico de una central generadora GICC.

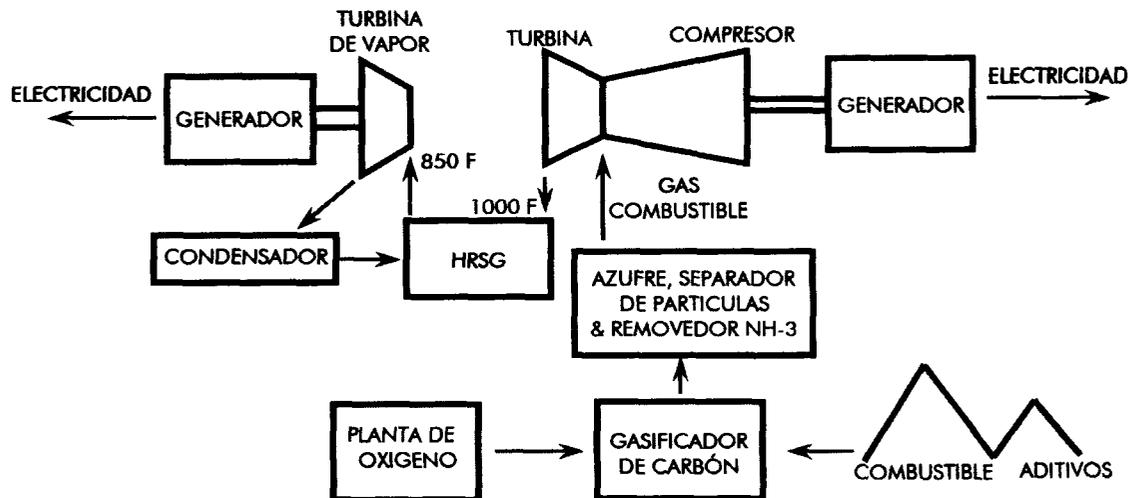


Figura 11. Diagrama de una unidad generadora de Gasificación Integrada al Ciclo Combinado.

Las ventajas medioambientales que ofrecen estas unidades se fundamentan en los bajos valores de emisión de óxidos de azufre y otras partículas. Es una tecnología relativamente nueva, y ha tenido importante desarrollo. La potencia media de estas centrales de 300 MW, muy inferior todavía a la de una térmica convencional, pero competitiva con una de ciclo combinado de gas natural. La describimos con detalle en el capítulo 4.

3.5 SITUACIÓN EN MÉXICO.

El panorama tecnológico de la generación eléctrica en México que se plantea es resultado de las tendencias tecnológicas mundiales y de las características particulares de los combustibles mexicanos, así como de la presión mundial, cada vez mayor para reducir las emisiones contaminantes, que producen efectos negativos al medio ambiente.

3.5.1 Tendencias tecnológicas en generación eléctrica

Entre las tecnologías modernas, actualmente se encuentran totalmente desarrollados los lechos fluidizados atmosféricos, así como las centrales de vapor con sistemas de limpieza de efluentes gaseosos y las nucleares avanzadas.

En países industrializados se ha reducido la construcción de plantas de carbón pulverizado o aceite basadas en el ciclo Rankine, debido a su menor eficiencia cuando se les compara con otras, como el ciclo combinado. Las unidades de generación basadas en la energía nuclear han encontrado dificultades de aceptación a escala mundial, por lo que no están siendo construidas y no se espera que resurjan antes del año 2030^[11], fundamentalmente por la necesidad de reducir las emisiones de los gases con efecto invernadero.

La tecnología de generación eléctrica de mejor reputación en la actualidad es el ciclo combinado, principalmente por su alta eficiencia, así como por la alta disponibilidad y bajo costo del gas natural a nivel mundial; situación que se presenta difícil en México. Otro elemento que favorece su uso es la baja producción de emisiones, en especial las de gases con efecto invernadero.

Las celdas de combustible representan la mejor opción tecnológica en el futuro para generación de electricidad. Actualmente funciona una instalación piloto de 2 MW. Por el grado de desarrollo y por los altos costos de operación, se estima inicien operación a fines de 2010. Por ello su operación comercial se verá ligada también a esquemas de gasificación, al igual que el ciclo HAT (siglas en inglés de turbinas de gas con aire humidificado).

3.5.2 Crecimiento del sistema eléctrico nacional.

De acuerdo con los planes de crecimiento del sector, la capacidad de generación del sistema eléctrico nacional crecerá de 34,791 MW en el año 1996 a 92,850 MW en el año 2020. Este crecimiento implica pasar de una capacidad de 373 W por habitante en 1996 a 763 en el año 2020.

La tabla 6 muestra la evolución pronosticada del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía en México 1996-2020 (TJ/día).

<i>Energético/Año</i>	<i>1996</i>	<i>2006</i>	<i>2020</i>
Combustóleo	1968	1205	1872
Gas natural	526	2896	6609
Carbón	466	882	1596
Diesel	27	15	32
Coque de petróleo	0	73	530
Total	2987	5071	10639

Tabla 6. Pronóstico de crecimiento en el uso de combustibles fósiles, según el IIE.

3.5.3 Tecnologías que se utilizarán en México.

Se considera que a partir del año 2005 empezará a adquirir relevancia del lecho fluidizado, que es la más adecuada de las existentes para utilizar el coque de petróleo, debido fundamentalmente a que la disponibilidad de este combustible se incrementará notablemente a raíz de la instalación de plantas coquizadoras en las refinerías. Se espera que contribuya con un 0.9 % de la capacidad instalada en el año 2006 y con un 4.2% en el año 2020.

La generación con energías renovables seguirá creciendo paulatinamente, llegando a representar 14% en el año 2020. La energía eólica será la de mayor crecimiento porcentual.

3.6 LAS CENTRALES TÉRMICAS EN RELACIÓN CON EL MEDIO AMBIENTE.

Es indudable que, en el futuro, las centrales térmicas de carbón continuarán sometidas a fuertes condicionantes ambientales.

En relación con las emisiones de SO₂ y NO_x se dispone de nuevas alternativas que serán aplicables en un futuro próximo. Algunas de ellas son:

- ◆ Alargamiento de la vida de las instalaciones adaptándolas a las exigencias ambientales.
- ◆ Depuración avanzada del carbón.

- ◆ Combustión en lecho fluidizado a presión o atmosférico.
- ◆ Gasificación del carbón integrada en ciclo combinado.

Algunas de estas posibilidades se hallan todavía en fase de desarrollo, sin llegar a ser económicamente viables por el momento. Otras, en cambio, sí son aplicables en la actualidad.

Existen pruebas científicas sólidas y concluyentes que demuestran la incidencia real de las emisiones de CO₂ sobre el cambio climático y el deterioro de la capa de ozono. Mientras esto se produce, el sector eléctrico puede contribuir a reducir dichas emisiones a través de las siguientes acciones:

- ◆ Aumento en la eficiencia en la generación (ciclos combinados).
- ◆ Cogeneración.
- ◆ Desarrollo de esquemas de ahorro y conservación de la energía.
- ◆ Modificación de las políticas de combustibles (gas natural, biomasa) y de los sistemas de generación (energía nuclear y renovables).

La tabla 7 muestra un los valores típicos^{[7][26]} del nivel de emisiones contaminantes a la atmósfera, de acuerdo con la tecnología y el tipo de combustibles empleados.

Tecnología	Entrada		Salida				
	Carbón/ Gas natural (g/kWh)	Carbonato de Calcio (g/kWh)	CO ₂ (g/kWh)	SO ₂ (mg/kWh)	NO ₂ (mg/kWh)	Ceniza (g/kWh)	Yeso (g/kWh)
Carbón pulverizado $\eta = 45 - 36\%$	320	12	780 - 852	560 - 2500	560	32	19
GICC $\eta = 46\%$	310	-	0.76	10-150	300	31	4
CCGN $\eta = 56\%$	130	-	0.35	-	320	-	-

Tabla 7. Nivel de emisiones contaminantes de diferentes tecnologías de generación.

Este es un aspecto que cada día tiene mayor atención en nuestro país. Existen normativas ambientales que regulan los niveles máximos de emisiones a la atmósfera, siendo el ente regulador es la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.

CAPÍTULO 4. GASIFICACIÓN DE COMBUSTIBLES SÓLIDOS Y LA TECNOLOGÍA GICC.

El carbón es la mayor reserva de combustibles del mundo y, en la actualidad, las centrales más eficientes son las de ciclo combinado. Es claro que la tendencia tecnológica irá hacia el aprovechamiento de los recursos más abundantes en las unidades más eficientes, lo que se logra con la gasificación de carbón integrada a ciclos combinados. Sin embargo, no se prevé que esta tenga incidencia significativa en México antes del año 2020^[11], pero los centros de investigación deberán estar al tanto de los avances de esta tecnología con años de antelación.

Mediante la gasificación de combustibles de bajo valor o calidad y potencialmente contaminantes (carbón y residuos líquidos o sólidos de la refinación), es posible obtener un gas limpio que por su facilidad de transporte, presión, composición y contenido energético presenta múltiples aplicaciones. Esto hace posible explotar los beneficios del ciclo combinado: eficiencia y bajo nivel de emisiones. La habilidad para usar una amplia variedad de combustibles contribuye a resolver los problemas de disponibilidad de fuentes primarias. Estas características hacen que la tecnología de GICC sea muy atractiva. Es por tanto, un proceso intermedio en el que se confiere valor añadido a la materia prima utilizada, habilitándola para ser empleada en la obtención de diferentes productos.

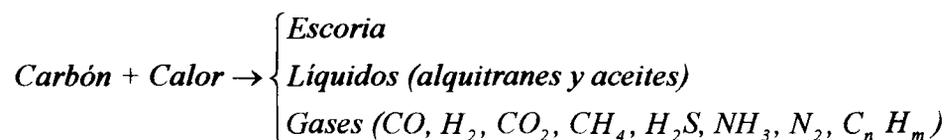
El valor del gas de síntesis radica en que contiene la mayor parte de la energía química presente en el carbón inicial.

4.1 QUÍMICA DE LA GASIFICACIÓN.

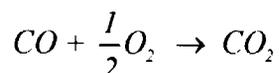
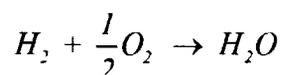
La gasificación es un proceso termoquímico^[26] por el que se transforma el carbón sólido en un gas combustible (gas de síntesis), mediante su oxidación parcial usando aire, oxígeno o vapor de agua.

En este proceso se distinguen tres etapas fundamentales:

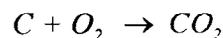
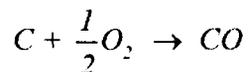
- ◆ **Pirólisis:** es la descomposición térmica del carbón (debido a la aplicación de calor). Se realiza después del secado y calentamiento del carbón. Los productos principales de esta reacción son fracción gaseosa rica en H_2 , y un residuo carbonoso sólido ('escoria'):



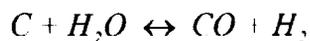
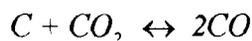
- ◆ **Combustión:** los gases se queman con oxígeno, y consumen la mayor parte del O_2 que se alimenta al gasificador:



A su vez, la escoria reacciona con el oxígeno restante:



- ◆ **Gasificación:** una vez consumido todo el oxígeno, se producen las reacciones de combustión entre el CO_2 , el agua y la escoria, generando el CO y el H_2 que forman el gas de síntesis.



A diferencia de los procesos normales de combustión de carbón, la gasificación se realiza con menos oxígeno (es necesario únicamente^[26] entre 1/3 y 1/5 del oxígeno teórico requerido para la combustión total del carbono en estado sólido).

Entre las ventajas que presenta la gasificación se encuentra que, el azufre no forma óxidos contaminantes (SO_2), sino H_2S y COS ; de igual modo el nitrógeno tampoco forma óxidos, sino NH_3 y HCN . Estos compuestos pueden eliminarse fácilmente mediante el lavado del gas con agua y mediante la absorción con disolventes de dichos compuestos, obteniendo de este modo un "gas de síntesis limpio".

La composición final del gas de síntesis depende de las condiciones de presión y temperatura, puesto que a elevadas temperaturas disminuyen las concentraciones de H_2O y CO_2 y aumentan las de CO e H_2 ; en tanto que al aumentar la presión, disminuyen las concentraciones de CO e H_2 , aumenta la de H_2O y apenas varía la de CO_2 . Además, en los procesos a bajas temperaturas se producen grandes cantidades de CH_4 , aceites, alquitranes y fenoles. Esto se puede ver esquemáticamente con la figura 12, que está a continuación.

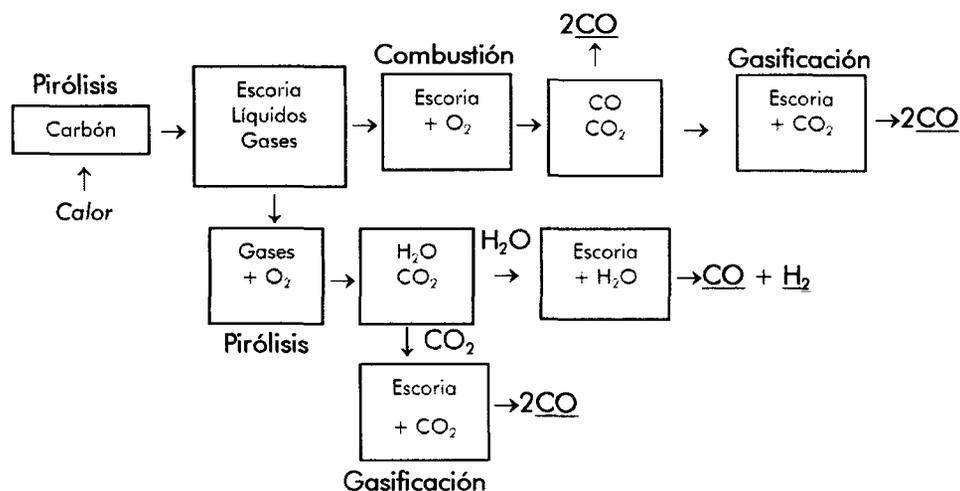


Figura 12. Diagrama de flujo del proceso de gasificación.

El O_2 de la combustión proviene de un agente oxidante, que puede ser aire, oxígeno puro o aire enriquecido en oxígeno.

Los primeros gasificadores utilizaban aire, pero debido al mejoramiento y abaratamiento de los procesos para la obtención de oxígeno puro (utilizando destilación criogénica) se prefiere utilizar este material, ya que presenta las siguientes ventajas:

- ◆ El poder calorífico del gas de síntesis obtenido es superior.
- ◆ Al no contener el N₂ que se encuentra presente en el aire, su flujo es mucho menor (50% aprox.), reduciéndose con ello, las dimensiones y los costos de los equipos de recuperación de calor y limpieza del gas.

4.2 PROCESOS DE GASIFICACIÓN.

Los procesos tecnológicos de gasificación son tres: el de flujo o corriente por arrastre, el de lecho fluidizado y el de cama fija o lecho denso. De los tres, el más desarrollado y el que está listo para usarse a nivel industrial es el de flujo por arrastre, por lo que se le conoce como de primera generación. Algunas diferencias del proceso de corriente por arrastre sobre los otros dos son:

- ◆ Requiere de oxígeno como agente gasificante, lo que implica que las dimensiones de los equipos (reactor, compresores, equipos de limpieza, etc.) sean menores respecto a aquéllos en los que se utiliza directamente aire para gasificar. En su lugar, usa una planta criogénica para obtener el O₂ del aire.
- ◆ No requiere de elementos mecánicos para evitar la aglomeración de las cargas como sucede en los equipos que operan bajo el esquema de lecho denso.
- ◆ Las temperaturas a las que se lleva a cabo el proceso permiten que se forme menor cantidad de escoria. Esto evita que se procesen posteriormente los desechos del reactor, tal como sucede en los gasificadores de lecho fluidizado.

4.2.1 Gasificador Chevron Texaco de lecho arrastrado.

El combustible y el oxígeno reaccionan de forma exotérmica en rangos de temperatura⁽⁸⁾ de 1204° C a 1482° C (2200° a 2700° F) y una presión superior a 20 atmósferas, para producir gas combustible sucio (gas sintético o syngas) y ceniza mezclada (cristalizada). La operación a elevadas temperaturas elimina la producción de gases hidrocarburos y

líquidos en el gas sintético. El gas caliente fluye a través del enfriador, y éste a su vez, se produce vapor a alta presión. El gas sintético pasa por un baño de agua. La escoria cae se remueve mediante un lockhopper. Esta configuración de diseño maximiza la recuperación de calor, para producción de vapor, así como la producción de CO, apropiada para su aplicación a la GICC.

El gasificador Chevron Texaco se muestra en la figura 13. Esta tecnología de gasificación está basada en etapa simple de alimentación superior, de lecho arrastrado, en la cual la mezcla combustible/agua (por ejemplo: 60-70% de carbón) y un oxígeno de 95% de pureza alimentan a una temperatura y presión elevadas.

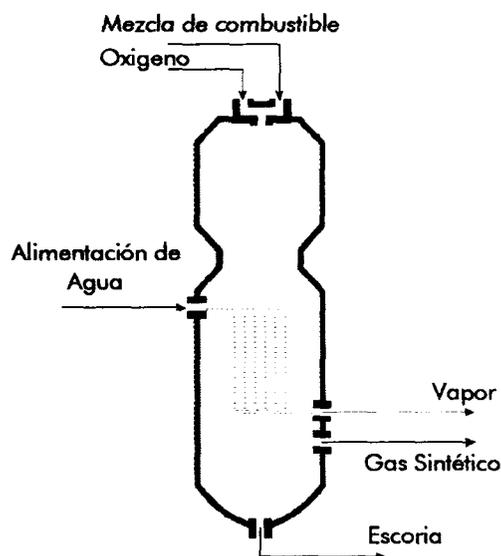


Figura 13. Diagrama del gasificador Chevron-Texaco.

4.2.2 Tecnología de gasificación E-GAS.

Esta tecnología es de lecho arrastrado, la gasificación se realiza en dos etapas. Se alimenta con una mezcla de combustible/agua. La concentración de la mezcla^[8] está en el rango de 50 a 70% en peso de carbón, dependiendo de la cantidad de materia inerte y calidad del carbón. Un 75% de la mezcla, aproximadamente, alimenta la primera etapa (parte inferior); la mezcla se combina con un oxígeno al 95% de pureza. La reacción exotérmica toma lugar rápidamente, a temperaturas de 1315° a 1427° C

(2400° a 2600° F). Estas temperaturas elevadas eliminan la producción de gases hidrocarburos y líquidos en el gas producido.

El gas crudo caliente de esta primera etapa, entra a la segunda etapa (superior), que es el cilindro vertical, perpendicular a la primera etapa. El 25% de mezcla sobrante es inyectada dentro del gas crudo caliente. La reacción endotérmica en esta etapa reduce la temperatura final del gas a 1038° C (1900° F) y combina algunos hidrocarburos del gas producido. La escoria producida en esta etapa es reciclada con la de la primera etapa, la cual es fácilmente gasificada.

El gas caliente (1038° C) que sale del gasificador es enfriado en un recuperador de temperatura hasta 593° C (1100° F), generando vapor saturado, que será enviado a la turbina de vapor. Después de enfriar el gas, las partículas y cloratos son separados mediante un lavado húmedo y las escorias son recicladas en el gasificador para convertir el carbón contenido en ellas, en gas sintético. El gas es tratado para remover el COS y el H₂S.

La figura 14 muestra el diagrama del gasificador E-GAS. La central GICC de Wabash River, Estados Unidos, tiene en operación este método.

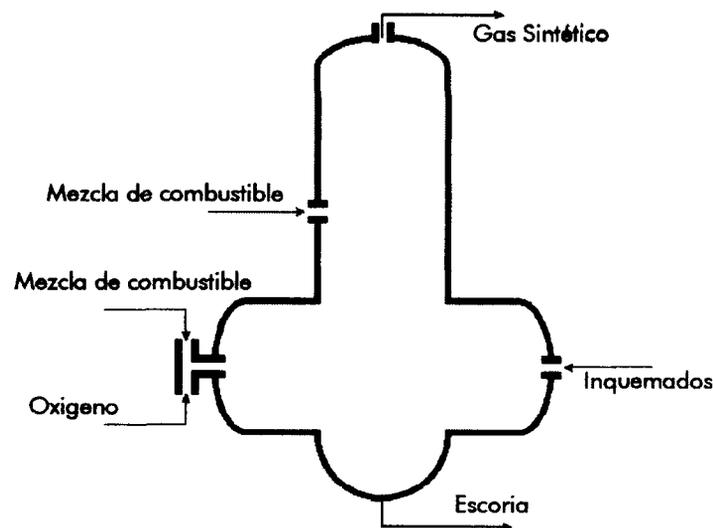


Figura 14. Tecnología de lecho arrastrado E-GAS para gasificación.

4.3 LA TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN INTEGRADA AL CICLO COMBINADO (GICC).

La primera GICC en el mundo con tecnología de Gasificación Integrada que utilizó carbón gasificado fue instalada por la empresa SIEMENS en Lünen, Alemania, en 1972. Otra de las primeras GICC que utiliza carbón gasificado se instaló en Plaquemine, Louisiana, E. U. A., en 1987, por la misma empresa y más recientemente, en 1998, SIEMENS instaló la GICC de Puertollano de 300 MW en España, que actualmente es la mayor GICC en el mundo que utiliza esta tecnología. Esta central fue financiada por la Unión Europea en el contexto del programa THERMIE; la planta de Puertollano es considerada como el enlace principal entre las plantas de demostración que emplean carbón gasificado y las aplicaciones comerciales. En los Estados Unidos el año de 1996 fue de gran importancia para la GICC ya que se iniciaron tres proyectos importantes. Esta misma situación está ocurriendo en Italia, en donde se construyeron (1997) varios proyectos de IGCC. Casi todas las plantas existentes tienen asistencia financiera de los gobiernos respectivos y están clasificadas como plantas de demostración. Los proyectos italianos usan gasificación de los residuos de la refinación del petróleo para producir energía eléctrica, vapor e hidrógeno para usarse en las mismas refinerías. Este procedimiento químico es llamado trigeneración de productos y, por ser aplicable comercialmente, aumenta su potencial económico.

En los procesos de gasificación integrada al ciclo combinado (GICC) permite el uso de combustibles sólidos (carbón, coque de petróleo, biomasa, residuos) o líquidos en una Central Térmica con la eficiencia y los beneficios ambientales propios de los ciclos combinados. Para ello, integra tres procesos: la gasificación y limpieza del gas de síntesis obtenido (este conjunto forma la llamada isla de gasificación), la planta de fraccionamiento de aire (para la obtención del oxígeno) y el ciclo combinado, donde una turbina de gas usará el gas obtenido.

Existen variaciones sobre el esquema básico de un GICC, siendo el aspecto fundamental del diseño el grado de integración entre las unidades. Puede hablarse de tres niveles de integración:

- ◆ *Integración de los sistemas agua-vapor de la Isla de Gasificación y del Ciclo Combinado.* El agua de enfriamiento del gas de síntesis es utilizada en la caldera que genera el vapor para a turbina de vapor. Este sistema es el más común en las centrales GICC.
- ◆ *Integración lado nitrógeno entre ASU y Ciclo Combinado.* El aire, cuya composición principal es N_2 y O_2 se separa en la planta fraccionadora de aire (ASU) y el oxígeno que se obtiene, va a la combustión en el proceso de gasificación. El nitrógeno que se tiene como subproducto, se mezcla con el gas de síntesis; de este modo se evita que se forme NO_x (producto contaminante que se forma de la combustión directa con aire) y al mismo tiempo ayuda a aumentar la potencia de la turbina de gas.
- ◆ *Integración lado aire entre ASU y Ciclo Combinado.* El aire que se alimenta a la planta de fraccionamiento proviene de una turbina de gas.

La figura 15, muestra un diagrama básico de la tecnología, sin incluir ninguna de las descritas anteriormente.

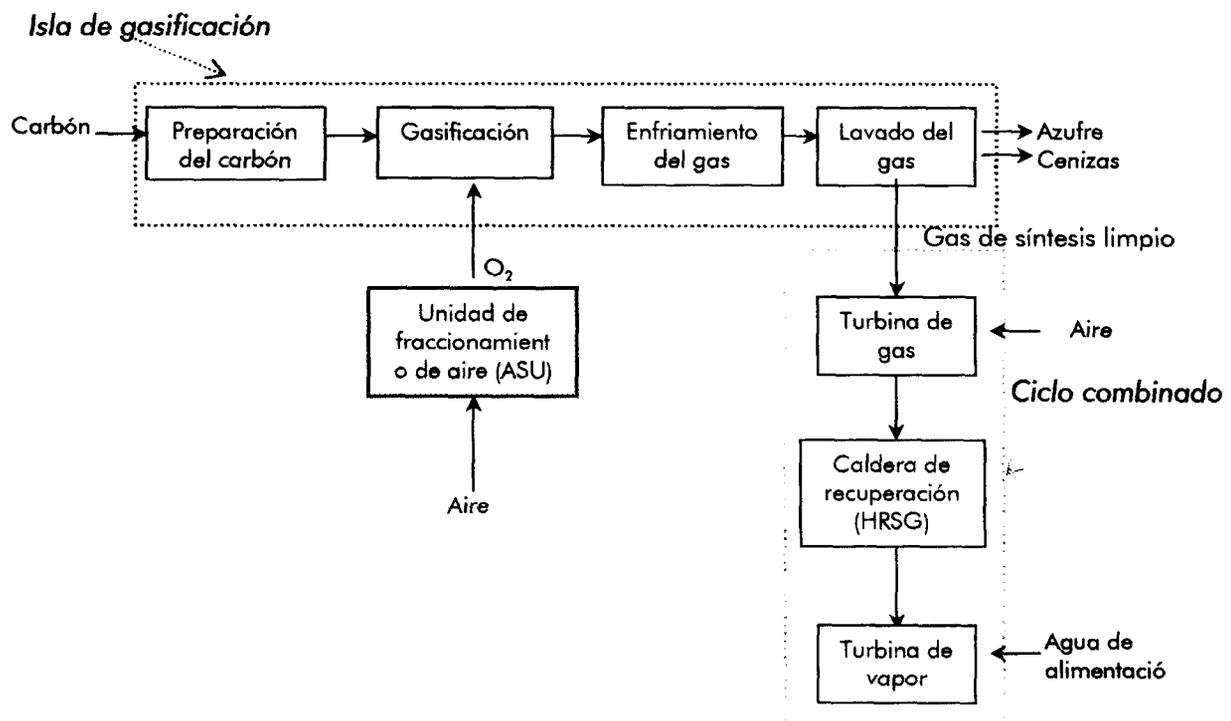


Figura 15. Esquema básico de una central GICC.

La alta eficiencia y disponibilidad de combustibles de la GICC traen consigo importantes beneficios medioambientales: **baja emisión de CO₂**, comparada con otras centrales de carbón, y otros contaminantes por kWh producido, menor consumo de recursos y posibilidades de emplear energías renovables mediante cogasificación. Como en las plantas GICC se trata un caudal de gas reducido y a presión, se tiene una mayor efectividad en el proceso de limpieza del mismo. De esta forma en una central GICC, además de presentar un buen comportamiento en cuanto a emisión de contaminantes atmosféricos regulados (SO₂, NO_x, partículas), sus residuos sólidos son subproductos comerciales (el azufre, presente en el gas de síntesis como H₂S, es recuperado en más del 99%, transformándose en ácido sulfúrico o azufre sólido puro para su venta); tiene un bajo consumo relativo de agua, y emite menores cantidades de CO₂, mercurio y metales pesados que otros procesos basados en carbón.

En cuanto a las partículas sólidas, éstas se extraen del gas de síntesis mediante filtros y/o lavado con agua antes de la combustión del gas, por lo que sus emisiones son irrelevantes.

4.4 EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA GICC.

El futuro de las centrales GICC está dirigido a la mejora de la eficiencia y la disminución de los costos de inversión. Así mismo se espera una reducción mayor de las emisiones, principalmente del CO₂, por lo que se espera que los centros de investigación y desarrollo tengan esta dirección.

De acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE)^[8], la evolución y disminución de los costos de inversión y el incremento de la eficiencia termodinámica, será como lo muestra la tabla 8. Por una parte el desarrollo de nuevos materiales y por otro la experiencia adquirida de las plantas en operación, ayudan a una visión muy optimista del futuro de esta tecnología.

Año	Costo de inversión (\$/kW)	Eficiencia (HHV,%)
1997	1450	39.6
2000	1250	42
2010	1000	52
2015	850	>60

Tabla 8. Decremento del costo de inversión e incremento de la eficiencia térmica.

4.5. OTRAS APLICACIONES DE LA GASIFICACIÓN.

La gran ventaja de la gasificación es que su versatilidad y flexibilidad se extienden a la producción de compuestos químicos y petroquímicos, y al uso de biomasa y de desechos industriales como combustible.

La gasificación produce una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono. Tales compuestos pueden ser reaccionados en presencia de un catalizador para la producción de metanol y oxoquímicos. Como es bien sabido, el metanol tiene varias aplicaciones industriales: puede emplearse como combustible o como materia prima para la elaboración de ácido acético, formaldehído y proteínas. Los oxoquímicos forman la base para la elaboración de plásticos.

Alternativamente, el hidrógeno y el monóxido de carbono pueden utilizarse para producir gasolina mediante el proceso Fischer-Tropsch; o bien, el hidrógeno se puede separar y reaccionar con nitrógeno para la producción de amoníaco, que se utiliza en la elaboración de fertilizantes. El hidrógeno también se utiliza extensivamente en la refinación del petróleo para eliminar el azufre en las corrientes de alimentación de las plantas de reformación y desintegración catalíticas. La figura 16 muestra la variedad de productos que se obtienen a partir de la gasificación.

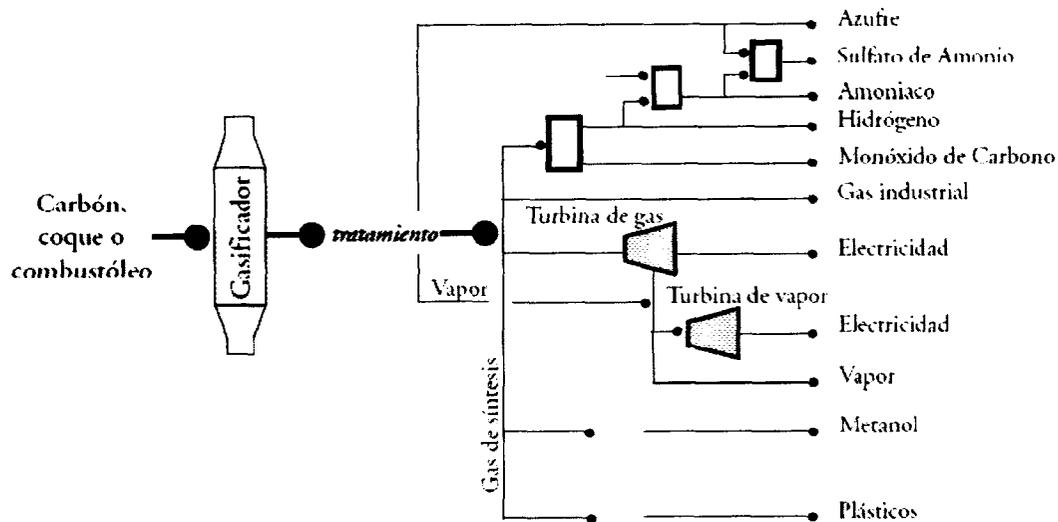


Figura 16. Flexibilidad y versatilidad de la gasificación.

La obtención de productos de valor comercial, se suman a las ventajas de la GICC.

4.5.1 Cogeneración con esquemas de GICC.

Resulta muy atractivo para los esquemas de cogeneración en refinerías en donde se produce coque de petróleo y otros productos petrolíferos, que pueden ser aprovechados en la planta de servicios auxiliares para la producción de insumos como electricidad, vapor de alta presión e hidrógeno mediante una IGCC que cuente con una unidad de producción de hidrógeno.

Se considera también que para proyectos de cogeneración en los que se utilice la gasificación, es recomendable desarrollar la mayor sinergia posible entre dos o más empresas. Esto sucede entre refinerías y empresas generadoras cuando se pretende aprovechar residuos de difícil venta; para la refinería: hidrógeno, vapor, electricidad y azufre; mientras que para la empresa generadora, electricidad.

CAPÍTULO 5. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN.

La planeación de la infraestructura de generación eléctrica, implica un análisis cualitativo y cuantitativo de las necesidades futuras, que parten de en las condiciones actuales, es decir, la capacidad de generación necesaria y del tipo de centrales que deberán instalarse (*vapor, gas, ciclo combinado, etc.*). Para ello los análisis económico y financiero son de suma utilidad.

En este capítulo aplica el método de nivelación de costos de costos de generación, que nos servirá de herramienta de análisis para complementar los sistemas de planeación que las compañías generadoras de electricidad utilizan.

En la búsqueda de las mejores alternativas, se resumen las diferentes tecnologías y sus características técnicas y económicas, con el fin de hacer comparación entre ellas, y la factibilidad de ser aplicadas en México de acuerdo con la calidad, disponibilidad y tipo de combustibles fósiles. En la tabla 9 que se muestra abajo, se resumen diferentes alternativas de generación en las que se indican los datos típicos, como lo son: capacidad, eficiencia termodinámica, costos de inversión^[5], costos de operación^[6] y mantenimiento y tipos de combustibles.

TECNOLOGÍA	Tamaño típico (MW)	Inversión (US\$/kW)	Costo Fijo O&M (US\$/kW/año)	Cost. Var. O&M (US\$/MWh)	Efic. Térm. Neta (%LHV)	Heat Rate (Btu/kWh)	Tipo de combustible
Carbón pulverizado (PC)	700	1182	22	5	37.0%	9222	carbón
(+) Desulfuración de los gases de escape		(+)	(+)	(+)	(-)	-	-
Wet Scrubber		70	2	3	1	-	-
Sea water scrubber		24	2	1	1	-	-
Lecho fluidizado atmosférico (AFBC)	500	1160	31	4	38.0%	8979	carbón/coque
Gasificación integrada al ciclo combinado	250	1400	31	1	45.0%	7583	carbón/coque
Turbina de gas	185	300	1	3	38.4%	8878	gas natural
Ciclo combinado	250	550	13	0.5	51.7%	6600	gas natural
Motor de combustión interna	20	800	31	4	34.9%	9770	diesel

Tabla 9. Características técnico-económicas de tecnologías de generación eléctrica.

5.1 COSTOS DE GENERACIÓN.

Los costos de generación de energía eléctrica, incluyen típicamente costos fijos y costos variables. Los costos fijos incluyen principalmente el costo de la inversión, que será pagado durante el periodo de deuda; los costos fijos operación y mantenimiento, originados por la instalación en sí. En cambio los costos variables dependen directamente de la energía producida, que a su vez significan horas de operación durante el año; estos incluyen los costos variables de operación y mantenimiento, que dependen de volumen y costo del combustible empleado; de las reparaciones y sustitución de partes mecánicas dañadas o desgastadas por su funcionamiento; otra variable importante es el interés de la deuda al que será pagada la inversión de planta.

Una variable que es de gran importancia, es la inflación anual, y que influye en los costos finales de la energía producida. Esta es considerada en el modelo de análisis llamado: nivelación de costos de generación, que emplea a continuación.

5.2 NIVELACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN.

Durante el periodo proyectado, el efecto inflacionario de la economía contribuye de manera importante a la factibilidad de los proyectos de este tipo. El método de nivelación de costos^[27] simplifica el análisis que contabiliza el efecto de la inflación. Convierte una serie de costos escalados anualmente, en un solo valor de costo equivalente. Sin embargo, esta tasa de inflación se considera constante durante el periodo del proyecto. Generalmente se utiliza como estudio preliminar para hacer una comparativa entre diferentes dos o más tipos de centrales (*turbina de gas, vapor, ciclo combinado, etc.*).

En primero lugar calculamos el factor de recuperación de capital (*FRC*) que nos da una serie uniforme de pagos durante todo el periodo, utilizando la ecuación 5.1, que representan el valor equivalente de anualidades futuras del efectivo en valor presente, a partir una tasa de interés y el número de periodos de la deuda.

Ecuación [5.1]. Factor de recuperación de capital.

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

La inflación es tomada en cuenta en una "serie uniforme de inflación anual equivalente", que representa el valor presente (P) de una serie de inflación anual. Los de pagos se incrementan en proporción al índice de inflación anual; los obtenemos aplicando la ecuación 5.2, que se muestra a continuación.

Ecuación [5.2]. Valor presente equivalente de una serie uniforme de inflación anual.

$$P = \frac{\left[1 - \left(\frac{1+a}{1+i} \right)^n \right]}{i-a}$$

Finalmente, el factor de nivelación es la simplificación de considerar constante la tasa de inflación durante el periodo de vida del proyecto. Lo calculamos multiplicando valor presente de la serie de inflación equivalente (P), por el factor de recuperación de capital (FRC); como se muestra en la ecuación 5.3. El equivalente uniforme anual nivelado de una serie anual de inflación es el valor uniforme que tiene el mismo valor presente de la serie.

Ecuación [5.3]. Equivalente anual uniforme nivelado.

$$U = P \cdot FRC = \frac{A \left[1 - \left(\frac{1+a}{1+i} \right)^n \right]}{i-a} \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

donde:

- A = costo en el primer año
- a = tasa de inflación
- i = tasa de descuento
- n = número de periodos

La tasa de inflación es proporcionada por el Banco de México, mediante una predicción del índice de precios al consumidor. Las expectativas de este índice es de 4.23%^[1], para el año 2004. La figura 17 muestra los índices esperados en el corto y mediano plazo.

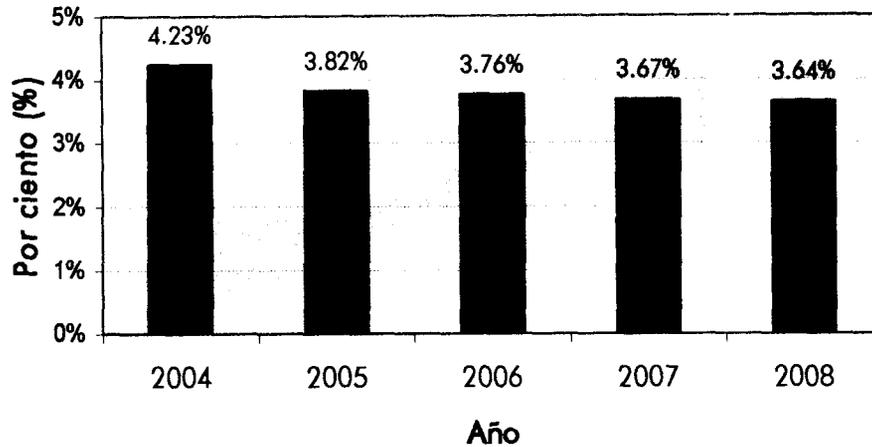


Figura 17. Inflación general para el corto y largo plazo. Expectativas sobre la inflación en el periodo 2004-2008.

Para el cálculo correspondiente al factor de nivelación, que corresponde a la ecuación 5.2, tomamos el 12.5% de interés anual y un horizonte de 25 años, tal como lo hace la CFE. La tasa de inflación para es de 4.23%. El resultado obtenido es de:

Ecuación [5.4]. Cálculo del factor de nivelación.

$$U = \frac{A \left[1 - \left(\frac{1 + 0.0423}{1 + 0.125} \right)^{25} \right]}{0.125 - 0.0423} \cdot \frac{0.125 \cdot (1 + 0.125)^{25}}{(1 + 0.125)^{25} - 1} = A \cdot 1.3589$$

Cada una de las unidades posee características específicas en cuanto a capacidad, eficiencia, costos de operación y mantenimiento, etc.; como se muestra en la tabla 9. Los costos de inversión y de operación y mantenimiento, están dados en dólares de los Estados Unidos de América, debido a que en proyectos de generación es común encontrar la información bajo ésta referencia, por lo que estandarizamos todo el análisis con esta consideración.

Con fines de comparación entre las diferentes centrales, es necesario estandarizar la capacidad de las plantas de generación con el fin de obtener los costos totales de operación por año, y hacer una comparación directa entre ellas en factores de carga iguales. Otra forma de hacer esta comparación es mediante los costos promedio del kWh, en donde no influye la capacidad instalada, sino el costo total de operación y la energía producida a un factor de planta dado. De manera arbitraria consideramos una capacidad de 400 MW para todas las unidades. La energía que se produce para un factor de planta de 75%, también arbitrario, es de:

Ecuación [5.6]. Energía producida al año.

$$400 \text{ MW} \cdot 8760 \frac{\text{hrs}}{\text{año}} \cdot 0.75 = 2628000 \text{ MWh} / \text{año}$$

A partir del factor de nivelación de costos, el primer cálculo es el costo de combustible, que llamaremos: costo anual nivelado de combustible.

Ecuación [5.7]. Costo anual nivelado de combustible.

$$92.22 \frac{\text{MBtu}}{\text{kWh}} \cdot 2628000000 \text{ kWh} \cdot 1.94 \frac{\text{US\$}}{\text{MBtu}} \cdot 1.3589 = 63.892 \text{ millones US\$} / \text{año}$$

El costo fijo de operación y mantenimiento nivelado resultante es de:

Ecuación [5.8]. Costo fijo de operación y mantenimiento anual nivelado.

$$400000 \text{ kW} \cdot 22 \frac{\text{US\$}}{\text{kW/año}} \cdot 1.3589 = 11.96 \text{ millones US\$} / \text{año}$$

El costo variable de operación y mantenimiento anual nivelado, por otra parte, es de:

Ecuación [5.9]. Costo variable de operación y mantenimiento anual nivelado.

$$2628000 \text{ MWh} \cdot 5 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \cdot 1.3589 = 17.86 \text{ millones US\$} / \text{año}$$

El total de operación y mantenimiento resulta de la suma de los costos fijos y variables:

Ecuación [5.10]. Costo total de operación y mantenimiento anual nivelado.

$$11.96 + 17.86 = 29.815 \text{ millones US\$ / año}$$

Por último, en la inversión anual nivelada consideramos un 20% para este estudio, aunque en algunos casos se utiliza una porción menor, de acuerdo con el inversionista.

Ecuación [5.11]. Costo de la inversión anual nivelado.

$$400 \text{ MW} \cdot 1182 \frac{\text{US\$}}{\text{MW}} \cdot 0.2 = 94.56 \text{ millones US\$ / año}$$

De esto resulta un costo total por año, de operar una planta de carbón. El costo anual nivelado es de:

Ecuación [5.12]. Costo total anual a un factor de planta de 75%.

$$63.892 + 29.81 + 94.56 = 188.266 \text{ US\$ / año}$$

Este es un análisis simplificado para un factor de planta dado, para nuestro estudio debemos encontrar estos costos para el rango de factor de planta de 0 a 100%, bajo el entendido de que ninguno de estos dos límites son reales. Los costos a un factor de planta de 75% se resumen en la tabla 9, en donde también se indica el precio de combustible para cada caso.

5.3 UTILIZACIÓN DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL ELABORADA EN MICROSOFT EXCEL.

La hoja de cálculo Excel ofrece una gran variedad de herramientas que cumplen perfectamente con las necesidades para aplicar nuestro método de análisis. La facilidad de cambiar dinámicamente los datos de entrada, los cálculos automáticos a partir de estos datos y la representación gráfica de las soluciones.

La comparación de resultados es fácilmente realizada mediante gráficas superpuestas en donde las intersecciones de las mismas son las soluciones buscadas.

El método de nivelación de costos de generación es una herramienta muy útil cuando se requiere evaluar económicamente dos o más alternativas que ofrezcan el mismo producto. En el caso de la generación de energía eléctrica, la toma de decisiones se basa en la obtención del costo mínimo de generación; es aquí donde el método de nivelación de costos de generación ofrece un potencial importante.

El método requiere de un gran número de operaciones aritméticas en cada paso del mismo. Así mismo, los diferentes factores de planta que requieren estos cálculos, resultan en una tarea pesada si se desearan realizarse a mano.

5.3.1 Evaluación del método de nivelación de costos mediante la hoja de cálculo Excel.

La hoja de cálculo de Excel que se elaboró para obtener los costos nivelados de generación y costos promedio de energía generada se hizo a partir de los datos típicos conocidos, con la posibilidad de ser actualizados.

La figura 18 muestra la hoja de entrada de datos. Estos datos son: capacidad de la planta, heat rate, costo del combustible, costo de la inversión, costos fijos y variables de Operación y mantenimiento, porcentaje de la inversión nivelada, años de deuda, tasa de interés de la deuda, tasa de inflación y factor de planta.

CONCEPTOS		Vapor C. P.	CCGN	Turbogas	GICC	AFBC	Comb. Intermit.
Capacidad	MW	400	400	400	400	400	400
Heat Rate	Btu/kWh	9222	6500	8878	7583	8979	9770
Costo de combustible	\$/Mbtu	1.94	5.11	5.11	1.94	1.94	7.8
Costo de inversión de la planta	\$/kW	1162	550	300	1400	1160	600
Costo de O&M							
Fijo	\$/kW/año	22	13	-	31	31	31
Variable	\$/MWh	5	0.5	3	-	4	4
Porcentaje de inversión nivelada	/ año	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Años de deuda	años	25	25	25	25	25	25
Taza de interés de la deuda	/ año	12.5%	12.5%	12.5%	12.5%	12.5%	12.5%
Taza de inflación	/ año	4.23%	4.23%	4.23%	4.23%	4.23%	4.23%
Factor de planta		75%	75%	75%	75%	75%	75%
Energía producida/año	MWh	2628000	2628000	2628000	2628000	2628000	2628000
Fac. de niv. inflación uniforme		1.3589	1.3589	1.3589	1.3589	1.3589	1.3589
Costo anual nivelado de comb.	\$/año	63.892	20.443	62.015	52.536	62.208	272.149
Costo anual nivelado de O&M							
Fijo	\$/año	11.958	7.066	0.544	16.851	16.851	16.851
Variable	\$/año	17.656	1.766	10.714	3.571	4.285	4.285
Total de O&M	\$/año	29.615	8.832	11.257	20.422	21.135	21.135
Inversión anual nivelada	\$/año	94.560	44.000	24.000	112.000	92.800	64.000
Costo total @ 75% de F.C.	\$/año	188.266	73.295	97.272	134.958	186.144	367.285
Costo promedio del kWh	\$/kWh	0.07164	0.06594	0.07507	0.07038	0.07083	0.13976

Figura 18. Datos de entrada de los datos de operación de diferentes centrales de generación.

Los cálculos que realizados en esta primera hoja, corresponden a un solo factor de planta, en este caso se muestran los factores de planta con que operaron las carboeléctricas y de ciclo combinado de la CFE.

La figura 19 muestra la hoja en que son realizados los cálculos de los costos de operación totales por año, a factores de planta del rango de 1 a 99% en intervalos de 5%. Esto con el fin de trazar las graficas correspondientes. En esta hoja la variable es únicamente la capacidad de la planta de generación, que será la misma para todas las unidades.

90% Futura Bk BT 10 N

V32

	CAP. PANTA (MW)		Carbón			Ciclo combinado		
	Factor de Planta	MWh/año	Millones US\$/Año	Costo Comb. (M\$/año)	Total de O&M (M\$/año)	Millones US\$/Año	Costo Comb. (M\$/año)	Total de O&M (M\$/año)
1								
2	CAP. PANTA (MW)							
3	400							
4								
5								
6								
7								
8	1%	35040	107.671	0.915	72.197	52.696	1.606	7.090
9	5%	175200	112.281	4.573	73.149	59.215	8.030	7.165
10	10%	350400	110.044	9.145	74.039	67.064	16.059	7.904
11	15%	525600	123.808	13.718	75.530	75.512	24.089	7.423
12	20%	700800	129.571	18.290	76.720	83.661	32.118	7.543
13	25%	876000	135.334	22.863	77.911	91.809	40.148	7.662
14	30%	1051200	141.097	27.436	79.101	99.958	48.177	7.781
15	35%	1226400	146.860	32.008	20.291	108.107	56.207	7.900
16	40%	1401600	152.623	36.581	21.482	116.255	64.236	8.019
17	45%	1576800	158.386	41.153	22.672	124.404	72.266	8.138
18	50%	1752000	164.149	45.726	23.863	132.552	80.296	8.257
19	55%	1927200	169.912	50.299	25.053	140.701	88.325	8.376
20	60%	2102400	175.675	54.871	26.243	148.850	96.355	8.495
21	65%	2277600	181.438	59.444	27.434	156.998	104.384	8.614
22	70%	2452800	187.201	64.016	28.624	165.147	112.414	8.733
23	75%	2628000	192.964	68.589	29.815	173.295	120.443	8.852
24	80%	2803200	198.727	73.162	31.005	181.444	128.473	8.971
25	85%	2978400	204.490	77.734	32.195	189.593	136.502	9.090
26	90%	3153600	210.253	82.307	33.386	197.741	144.532	9.209
27	95%	3328800	216.016	86.879	34.576	205.890	152.562	9.328
28	99%	3468960	220.626	90.538	35.529	212.409	158.985	9.423
29								

H \ TECNOLOGÍAS \ COST por TEC \ costos al 75% de fp \ Cc |

Listo

Figura 19. Cálculo de costos nivelados de generación, anuales totales de operación, a diferentes factores de planta.

La primer columna corresponde al factor de planta, el segundo a la energía producida durante el año. Las siguientes tres columnas corresponden a los costos una planta de carbón; de estas tres la primera es el costo total de operación por año, la segunda el costo variable por combustible y la tercera, es el costo total por operación y mantenimiento.

En la hoja siguiente el software gráfica los resultados de la hoja anterior, y que son incluidos en el apartado.

La figura 20 los muestra cálculos de los costos promedio de generación (US\$/kWh). Estos son el resultado de dividir el costo total de operación entre la energía generada.

Microsoft Excel - Costos Nivelados de generación

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana 2

100% Futura Bk BT 10

F40

	A	B	C	D	E	F	G	H
1								
2		Costo promedio de generación USDS/kWh						
3								
4		FP	CP	CCGN	TG	GICC	AFBC	CI
5								
6		1%	3.07280	1.50388	0.76617	5.69406	5.15951	2.41637
7		5%	0.64088	0.53798	0.20587	0.75226	0.65608	0.57047
8		10%	0.33688	0.19225	0.13577	0.38454	0.34315	0.33973
9		15%	0.23555	0.14367	0.11242	0.26197	0.23884	0.26282
10		20%	0.18489	0.11938	0.10075	0.20068	0.18668	0.22436
11		25%	0.15449	0.10481	0.09374	0.16391	0.15539	0.20129
12		30%	0.13422	0.09509	0.08907	0.13939	0.13453	0.18591
13		35%	0.11975	0.08815	0.08574	0.12188	0.11963	0.17492
14		40%	0.10889	0.08294	0.08324	0.10875	0.10845	0.16668
15		45%	0.10045	0.07890	0.08129	0.09853	0.09976	0.16027
16		50%	0.09369	0.07566	0.07975	0.09056	0.09280	0.15514
17		55%	0.08817	0.07301	0.07846	0.08367	0.08711	0.15095
18		60%	0.08356	0.07080	0.07740	0.07810	0.08257	0.14745
19		65%	0.07966	0.06893	0.07650	0.07339	0.07836	0.14449
20		70%	0.07632	0.06735	0.07573	0.06935	0.07492	0.14196
21		75%	0.07343	0.06594	0.07507	0.06585	0.07194	0.13976
22		80%	0.07089	0.06473	0.07448	0.06278	0.06933	0.13784
23		85%	0.06866	0.06366	0.07397	0.06008	0.06703	0.13614
24		90%	0.06667	0.06270	0.07351	0.05767	0.06499	0.13463
25		95%	0.06489	0.06185	0.07310	0.05552	0.06316	0.13328
26		99%	0.06360	0.06123	0.07280	0.05396	0.06183	0.13230
27								

Cost.TOT Año Graf Cost.TOT Año \USDS por kWh Graf U

Figura 20. Costos promedio de generación mediante el método de costos nivelados.

Estos resultados se aprecian mejor de forma gráfica. La figura 21, muestra estos costos realizados como se indico arriba.

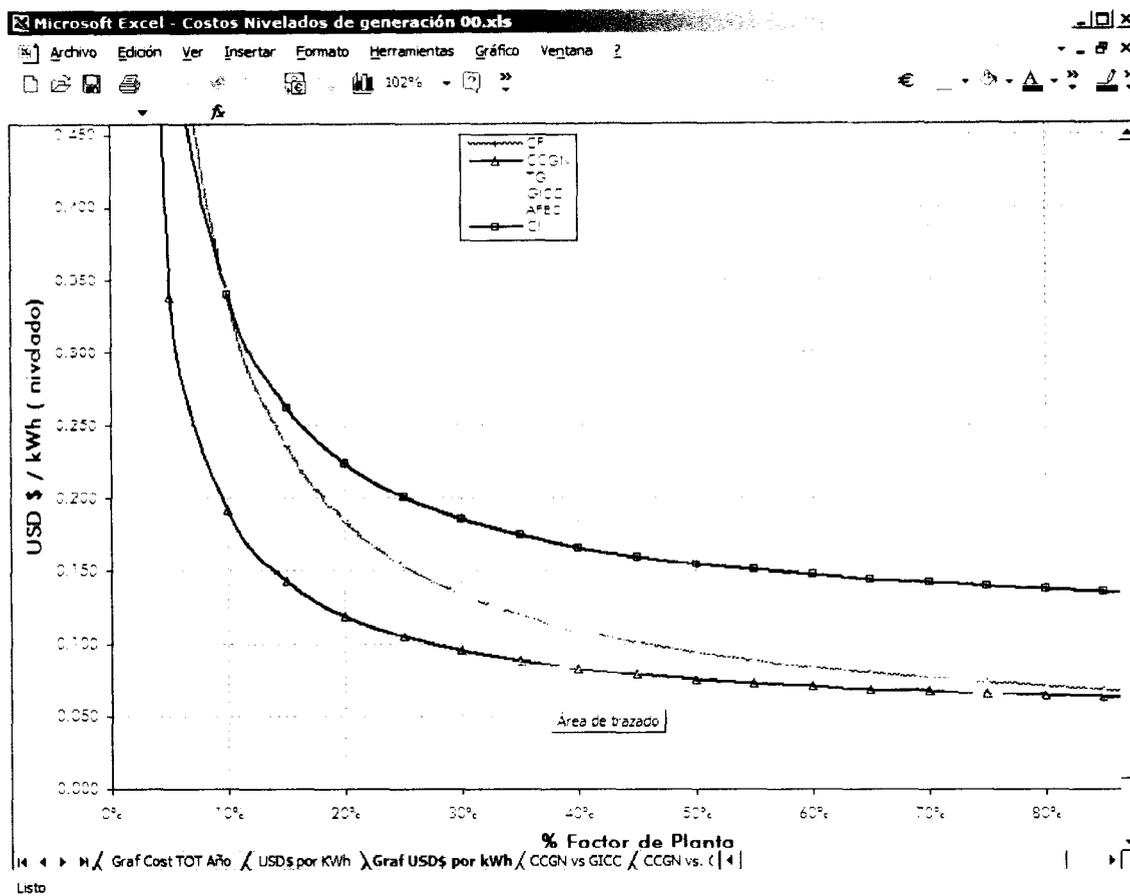


Figura 21. Hoja de cálculo Excel. Grafica de costos promedios de generación, mediante costos nivelados.

El resto de los cálculos realizados, se muestran en el desarrollo. La ayuda que se obtiene de esta herramienta es, como podemos ver, de gran utilidad puesto que es posible actualizar rápidamente los datos de entrada y/o cambiar cualquier variable, para que automáticamente se realicen los nuevos cálculos.

5.4 DESARROLLO DEL MÉTODO DE NIVELACIÓN DE COSTOS.

La hoja de cálculo Microsoft Excel es una herramienta que facilita este tipo de cálculos y la posibilidad de mostrarlos gráficamente; por esta razón será nuestra herramienta dada su simplicidad y rapidez.

La tabla 10 se muestra las soluciones aplicando el método de nivelación de costos, aplicado a diferentes tecnologías, a un factor de planta de 75% y capacidades de 400 MW. Se incluye le precio del combustible.

COSTO	Carbón	GICC	Turbogas	GICC	AFBC	Comb. Int.
Costo de combustible (US\$/MBtu)	1.94	5.11	5.11	1.94	1.94	7.8
Costo anual nivelado de comb.	63.892	120.443	162.015	52.536	62.208	272.149
Costo anual nivelado de O&M						
Fijo	11.958	7.066	0.544	16.851	16.851	16.851
Variable	17.856	1.786	10.714	3.571	14.285	14.285
Total de O&M	29.815	8.852	11.257	20.422	31.135	31.135
Inversión anual nivelada	94.560	44.000	24.000	112.000	92.800	64.000
Costo total por año	188.266	173.295	197.272	184.958	186.144	367.285

Tabla 10. Cálculo de los costos nivelados para 400MW a un factor de planta de 75%, de diferentes centrales de generación, (millones de US\$/año).

Para diferentes factores de planta, los resultados obtenidos se muestran a continuación en la tabla 11.

Factor de Planta	MWh/año	Carbón	GICC	Turbogas	GICC	AFBC	Comb. Int.
1%	35040	107.608	52.696	26.847	129.599	110.670	84.670
5%	175200	111.968	59.215	36.059	132.591	114.750	99.946
10%	350400	117.418	67.364	47.574	136.332	119.850	119.042
15%	525600	122.868	75.512	59.089	140.072	124.949	138.137
20%	700800	128.318	83.661	70.604	143.813	130.049	157.233
25%	876000	133.768	91.809	82.120	147.553	135.148	176.329
30%	1051200	139.218	99.958	93.635	151.294	140.248	195.424
35%	1226400	144.667	108.107	105.150	155.034	145.347	214.520
40%	1401600	150.117	116.255	116.665	158.775	150.447	233.615
45%	1576800	155.567	124.404	128.181	162.515	155.546	252.711
50%	1752000	161.017	132.552	139.696	166.256	160.646	271.807
55%	1927200	166.467	140.701	151.211	169.996	165.746	290.902
60%	2102400	171.917	148.850	162.726	173.737	170.845	309.998
65%	2277600	177.367	156.998	174.241	177.477	175.945	329.093
70%	2452800	182.817	165.147	185.757	181.218	181.044	348.189
75%	2628000	188.266	173.295	197.272	184.958	186.144	367.285
80%	2803200	193.716	181.444	208.787	188.699	191.243	386.380
85%	2978400	199.166	189.593	220.302	192.439	196.343	405.476
90%	3153600	204.616	197.741	231.817	196.180	201.442	424.572
95%	3328800	210.066	205.890	243.333	199.920	206.542	443.667
99%	3468960	214.426	212.409	252.545	202.913	210.621	458.944

Tabla 11. Costos nivelados de generación totales por año, de diferentes centrales de capacidad estándar de 400 MW.

De aquí partimos para el análisis gráfico, como se muestra en la figura 22. El comportamiento de las tecnologías involucradas en el análisis, trazan unas rectas cuyas pendientes nos indican la influencia de los costos variables, tanto de combustible, como de operación y mantenimiento. El punto de inicio de estas rectas, indican los costos fijos de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento.

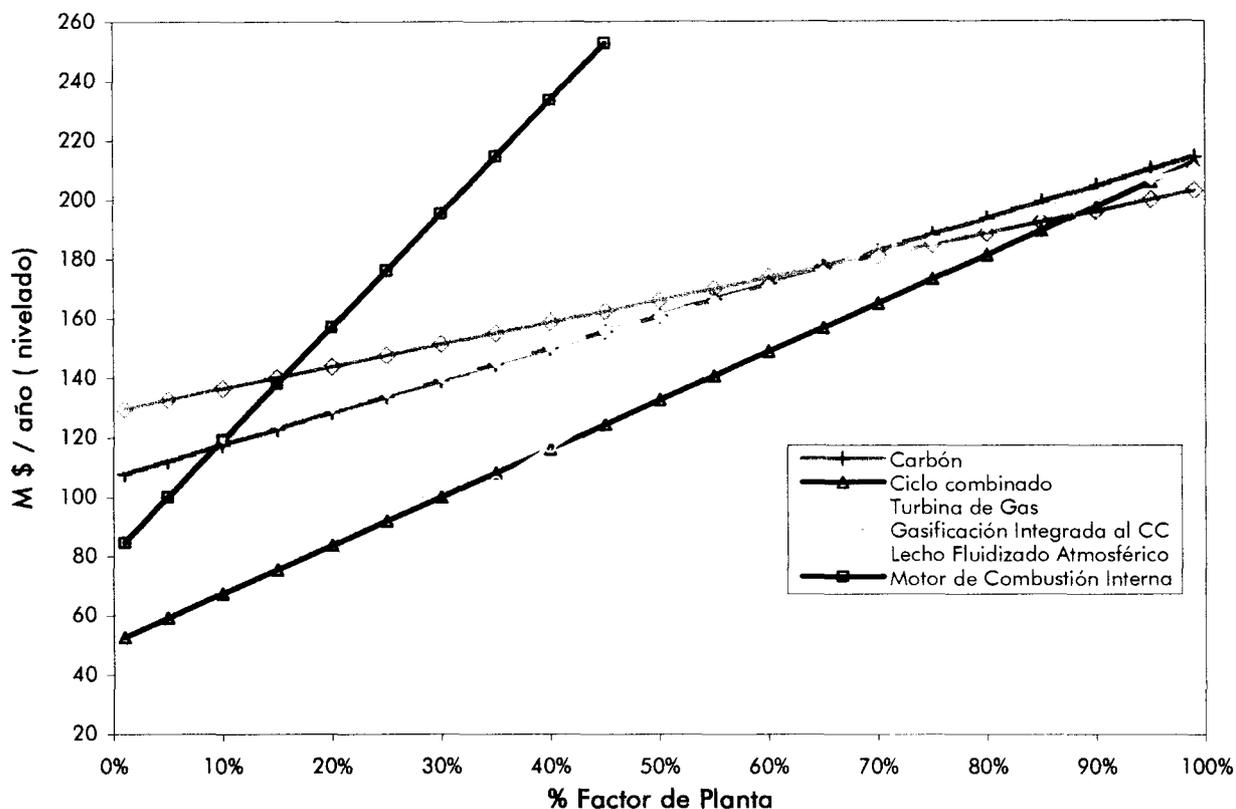


Figura 22. Curvas de costos nivelados aplicados a diferentes tecnologías con fuente fósil.

La intersección de estas rectas muestra el rango de competencia de cada una de las tecnologías, en función con el factor de planta al que operan. Por un lado vemos que la Turbina de gas empieza con los costos de operación más bajos, sin embargo su fuerte pendiente la saca de competencia hacia el 40% del factor de planta; a partir de aquí, el ciclo combinado de gas natural representa los menores costos de todas ellas, hasta antes del 90%; finalmente, la tecnología de gasificación integrada al ciclo combinado será la mejor para factores de planta mayores de este último. Por otro lado, la de combustión

interna muestra la mayor pendiente de todas, debido a los elevados costos de su combustible.

5.5 COSTOS DE GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DE GICC.

Los costos de generación provenientes de una central de gasificación integrada al ciclo combinado empiezan a ser competitivos, en la medida en que los costos de inversión se reducen; al mismo tiempo, las oportunidades de integrarse a los sistemas eléctricos en forma comercial se elevan.

Por sus características operativas, las GICC compiten directamente con las plantas de ciclo combinado de gas natural, a las que superan por mucho en los costos de inversión, y en los costos operación y mantenimiento. La competencia se reduce entonces, a los costos variables por combustible que puede ser carbón, coque de petróleo o algún otro combustible de baja calidad, que en comparación con el gas natural, cuyos precios son mucho menores y, aún más, estables. De los resultados anteriores, inferimos que los costos promedio de generación se hacen atractivos en la medida en que su factor de planta aumenta.

Por otra parte, las GICC compiten también con las unidades de vapor convencionales, con las de lecho fluidizado atmosférico y las carboeléctricas por el tipo de combustibles empleados, apostando a eficiencias mayores y una considerable reducción del nivel de emisiones contaminantes, en comparación con estas.

5.6 COMPETITIVIDAD DE LAS CENTRALES GICC.

Como ya se ha visto durante el desarrollo de este trabajo, es importante evaluar no solamente el costo de generación de energía eléctrica en términos puramente técnicos, sino que debe considerarse también los costos ambiental y social. Es importante recordar la importancia de las tres dimensiones del *desarrollo sostenible* que establecen claramente la necesidad de un equilibrio entre ellas. La dimensión económica pretenderá minimizar el costo de generación, sin sacrificar las dimensiones social y ambiental. Por ejemplo, la confiabilidad o la falta de esta en el suministro de energía, se reflejara en un

elevadísimo costo social; así mismo, la utilización de centrales poco eficientes, o que utilizan combustibles baratos y de mala calidad, repercute de manera importante en el medio ambiente.

Encontrar el equilibrio no es tarea fácil y ha conducido a la búsqueda de soluciones efectivas, es decir, que sean confiables, eficientes, amigables con el medio ambiente y que su costo no sobrepase la factibilidad de su aplicación. Una tecnología que está en pleno proceso de maduración es la Gasificación Integrada al Ciclo Combinado (GICC).

Los costos de operación de una GICC ya fueron analizados previamente. Ahora determinaremos su rango de competencia dentro del sistema.

La tecnología GICC compite directamente con los CCGN y CP, en capacidad, factores de planta, ciclo termodinámico y combustible. Son estas plantas las que pueden ofrecernos oportunidades dado su facilidad de sustitución entre ellas.

5.6.1 GICC vs CCGN.

El comportamiento de las centrales de CCGN y GICC, son semejantes en tecnología, eficiencias y factores de planta. En este apartado estudiaremos diferentes escenarios a factores de planta típicos.

Una consideración importante que tomamos en este estudio es un precio de carbón fijo, puesto que su variación histórica es mínima y no influye de forma importante al precio final de la energía. Frente al carbón, está el gas natural, sujeto a grandes variaciones en su precio y un alto grado de incertidumbre en el suministro. La capacidad para de ambas plantas para este estudio, será de 250 MW, típica para estas centrales; los escenarios considerados son con factores de planta de 80, 75, 70, 60 y 50%, es decir unidades tipo base y semipunta.

La tabla 12 muestra las características operativas típicas de ambas plantas, y que serán empleadas en nuestro caso de estudio. Para esto, extendemos el método de costos nivelados de generación.

Parámetros	CCGN	GICC
Capacidad (MW)	250	250
Heat Rate (Btu/kWh)	6600	7583
Costo de la planta	550	1400
Costo de O&M		
Fijo (US\$/kW/año)	13	31
Variable (US\$/MWh)	0.5	1

Tabla 12. Datos característicos de tecnologías de GICC y CCGN.

Los cálculos incluyen el costo de la planta, costos totales de O&M, y el consumo de combustible.

El primer escenario es con un factor de planta de 80%, bajo las condiciones indicadas anteriormente. Esto se ve gráficamente en la figura 23.

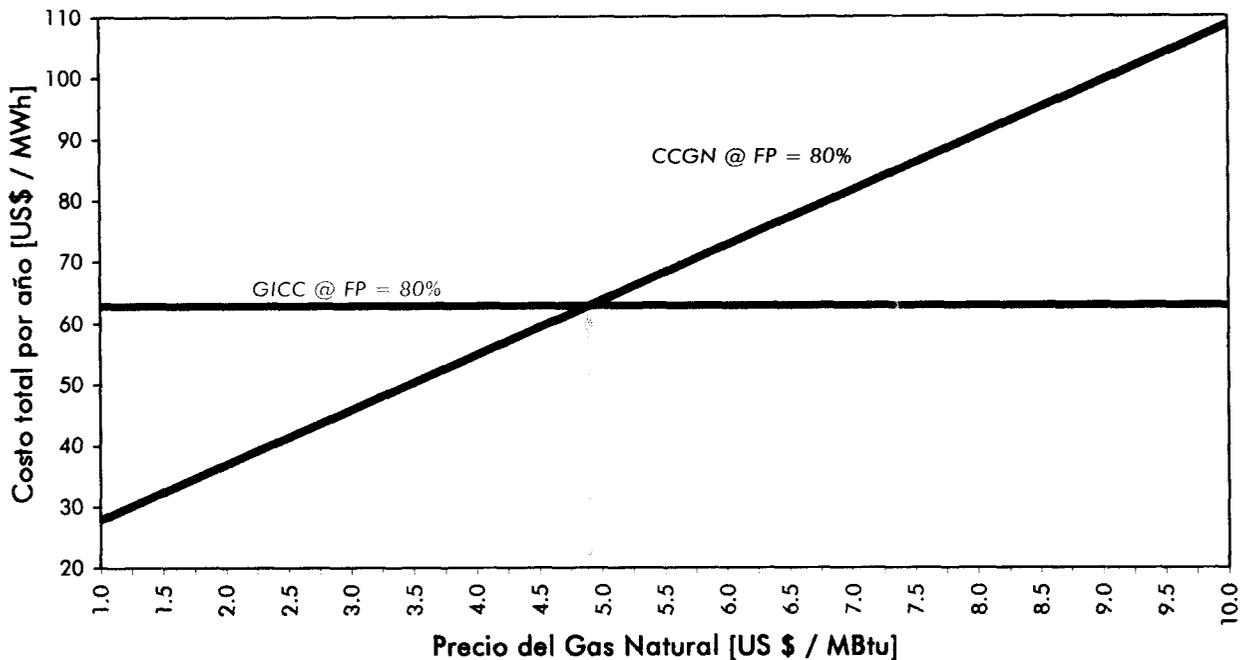


Figura 23. Competencia de la GICC vs. CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, con factor de planta igual a 80%.

En la grafica se observa la fuerte dependencia que tiene la CCGN del precio de combustible, la pendiente de costos muestra está marcada correlación. Por lo que el área de oportunidad de la GICC se establece cuando el precio del gas natural, rebasa los 5.25 US\$/MBtu.

El segundo escenario es con un factor de planta de 75%, como se muestra en la figura 24.

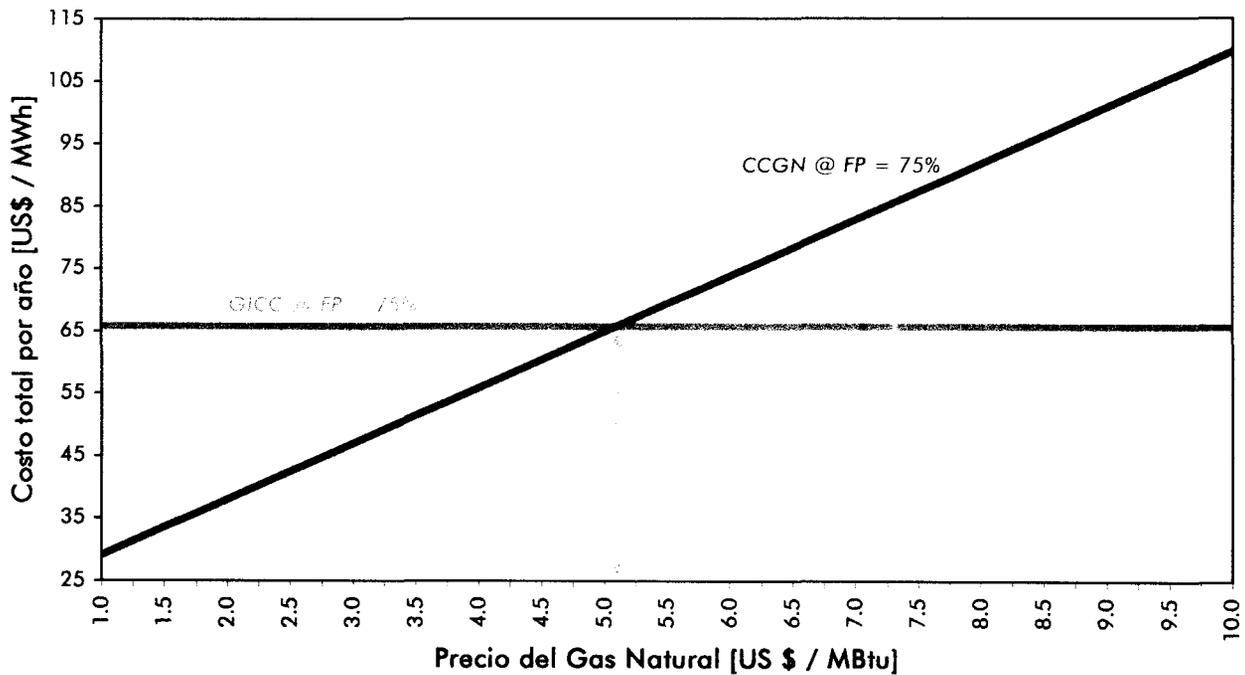


Figura 24. Competencia de la GICC vs. CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, con factor de planta igual a 75%.

Podemos ver que para un factor de planta menor, ahora de 75%, se reduce el área de competencia de la GICC. Para este caso, la energía que genera la GICC es más económica cuando el precio del gas natural rebasa los 5 US/MBtu.

El tercer escenario que se propone es para un factor de planta de 70%, como vemos en la grafica 25, que se muestra a continuación.

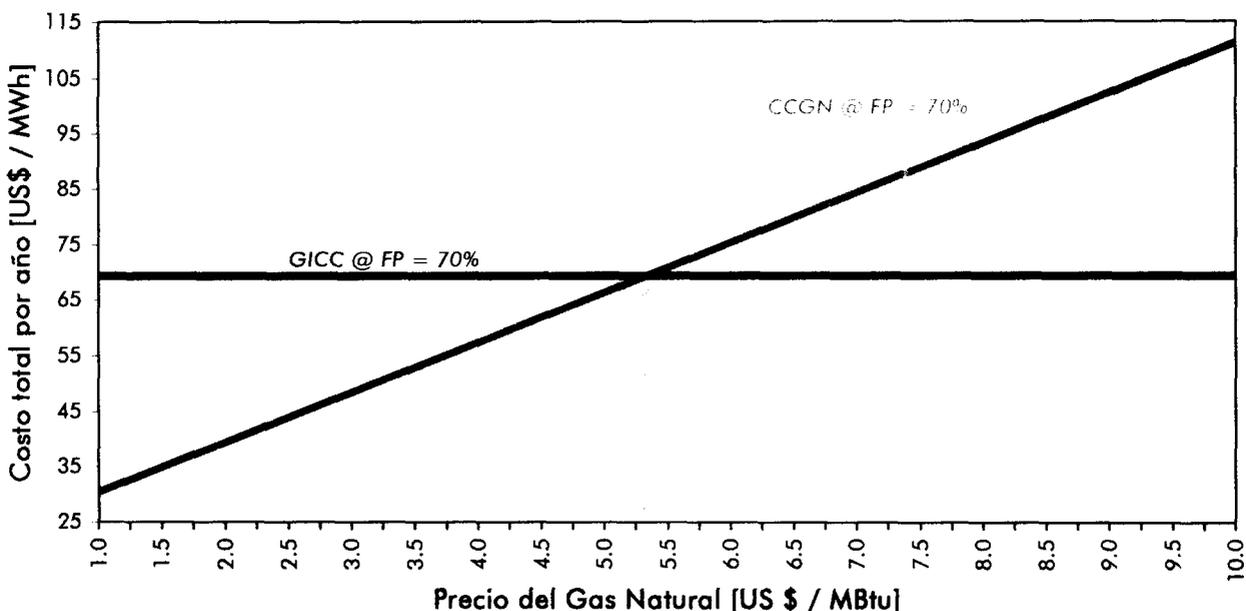


Figura 25. Competencia de la GICC vs CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, en demanda intermedia, con factor de planta igual a 70%.

En este escenario, para un factor de planta de 70%, la GICC es más económica de operar cuando el precio del de gas natural supera los 5.25 US\$/MBtu.

El cuarto escenario es para una unidad tipo semipunta con factor de planta igual a 60%. De acuerdo con las variables utilizadas, el resultado es el que se muestra en la figura 25 en la que podemos ver que la unidad generadora que utiliza gas natural tiene costos de producción menores para precios de este energético menores a 6 US\$/MBtu.

En la actualidad no es difícil alcanzar estos precios en el mercado spot, pero sólo de manera transitoria.

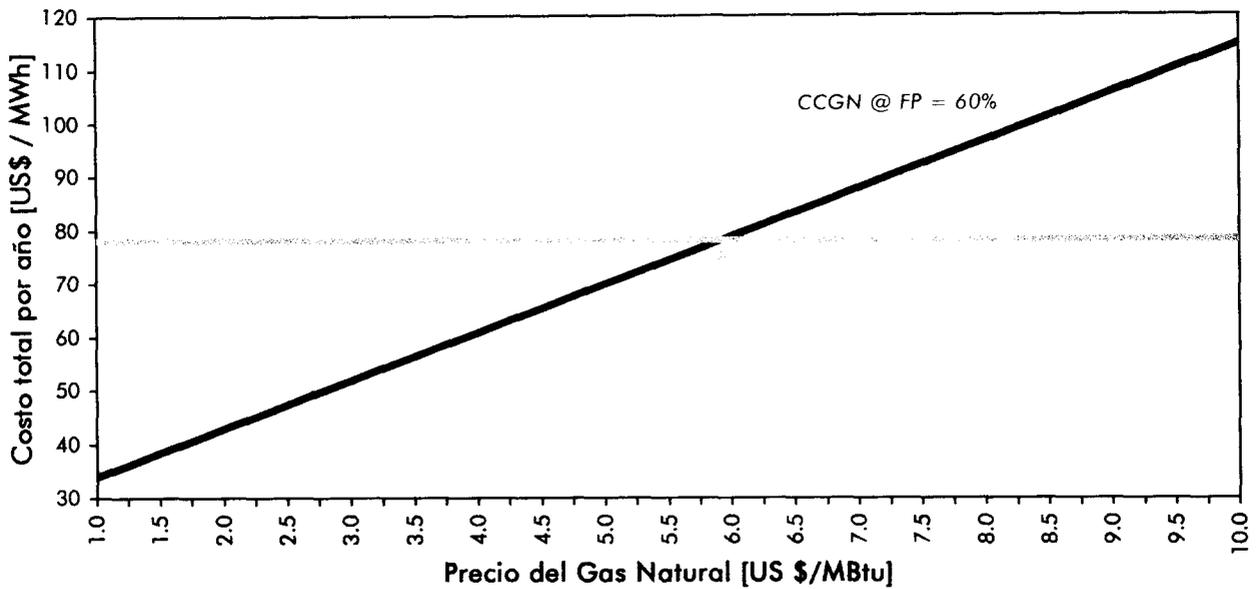


Figura 26. Competencia de la GICC vs CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, en demanda intermedia, con factor de planta igual a 60%.

Finalmente, para completar el estudio, incluiremos una unidad generadora con factor de planta igual a 50%. Esta se muestra en la figura 27.

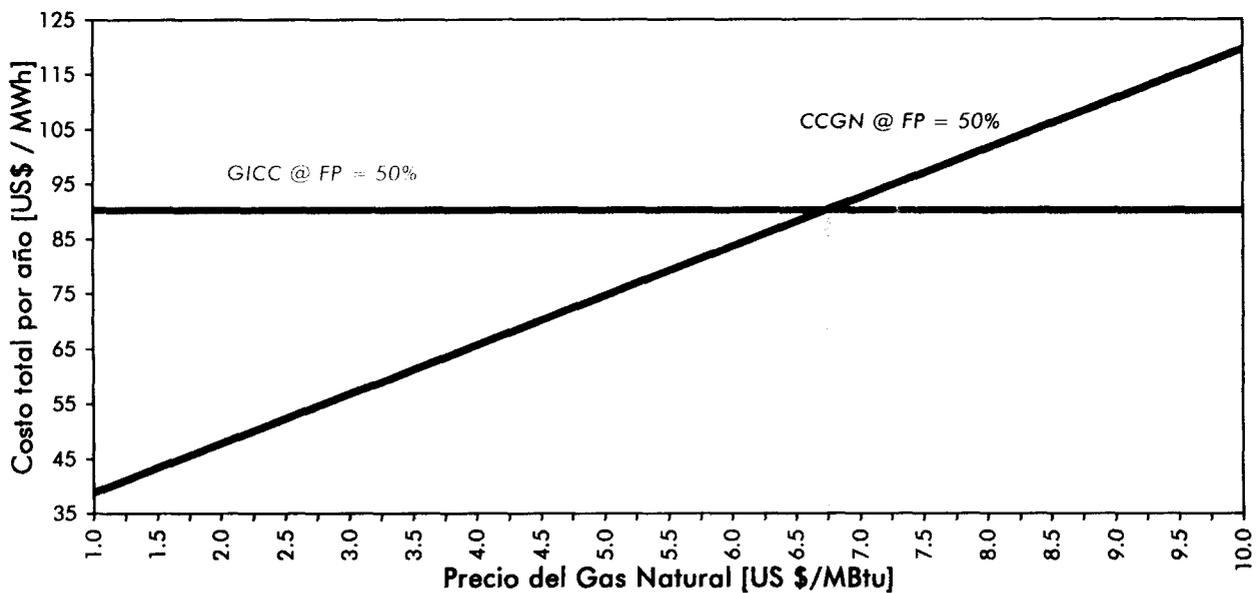


Figura 27. Competencia de la GICC vs CCGN, ante las variaciones de los precios de gas natural, en demanda intermedia, con factor de planta igual a 50%.

En este último caso la GICC será competitiva a partir de un precio de gas natural de 6.75 US\$/MBtu. Es importante mencionar que no solamente es poco competitiva operando a este factor de planta, sino que es difícil lograr un factor bajo con ambas centrales.

Factores de planta menores resultan totalmente inconvenientes, tanto por los altos precios finales de la energía producida, como por la incapacidad técnica de las mismas y los elevados costos de arranque.

De estos resultados podemos concluir que, la GICC es perfectamente aplicable en México. Si a esto agregamos la variedad de combustibles que pueden ser gasificados y utilizados como fuente primaria, resulta sumamente atractivo.

Los beneficios adicionales, resultado de su aplicación, son la disminución y control del riesgo de depender tan fuertemente del gas natural.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

- ◆ La tecnología de gasificación integrada al ciclo combinado es perfectamente aplicable. Resulta muy atractiva para cogeneración en refinerías de petróleo. La reconfiguración de las refinerías existentes, muestran un mercado creciente de coque de petróleo.
- ◆ El método de nivelación de costos de generación es una herramienta útil y poderosa, que de una manera muy sencilla realiza los cálculos necesarios para una comparación directa entre dos alternativas que ofrecen el mismo producto, en este caso, energía eléctrica.
- ◆ La seguridad del abastecimiento energético es un privilegio que no debemos descuidar, sino más bien promover. Una manera de hacerlo es diversificando las fuentes primarias, y a su vez aplicando diferentes tecnologías de generación, es un paso importante en este rubro. La GICC debe ser contemplada ya en los planes de expansión de la infraestructura energética en México, mediante planes de desarrollo en el corto, mediano y largo plazo.
- ◆ Como hemos visto, la aplicación de tecnologías limpias de carbón como la GICC, representan ventajas estratégicas importantes, que son resultado de las abundantes reservas, y deberán ser estudiadas y desarrolladas conjuntamente con los centros de investigación especializados en México y en el mundo. La barrera más importante que se presenta en es el elevado costo de inversión.
- ◆ Durante el desarrollo de este trabajo se ha visto la necesidad de estudiar más a fondo la situación del gas natural, su explotación, transporte y uso final destinado a la generación de electricidad. Los precios con comportamiento errático dificultan la planeación escenarios en el largo plazo, enviando señales equivocadas y que han conducido a políticas gubernamentales cuestionables. Esta es un área de oportunidad muy importante que se recomienda estudiar.

- ◆ Las variables económicas y financieras involucradas con proyectos de inversión en el sector eléctrico, son difíciles de discernir y requiere de un minucioso estudio que las evalúe, conjuntamente con los beneficios ambientales y sociales. Por lo que consideramos que ayudaría a una visualización más amplia del panorama energético nacional y realización de propuestas con mayor sustento.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] BANCO DE MÉXICO. "Informe sobre la inflación. Enero-Marzo 2004". Abril de 2004.
- [2] CERADELLI, Giuliano. "The role of imported coal in the development of the mexican power generation sector". 8° Seminario de ahorro de energía, cogeneración y energía renovable. Octubre de 2002.
- [3] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, "Generación". www.cfe.gob.mx
- [4] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. "Clientes y volumen de ventas". www.cfe.gob.mx
- [5] COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA. "Tabla general de permisos autorizados de generación, 1994 - al 15 de marzo de 2004", disponible en: www.cre.gob.mx
- [6] ELIASSON, Baldur; Yam Y. Lee. "Integrated Assessmet of sustainable energy systems in China". The China Energy Technology Program (CETP). Kluwer Academic Plublishers, 2001.
- [7] EMSPERGER, Werner. "Unnatural gas integrated gasification in powergeneration". IEE Review. November 1994.
- [8] FEDERAL ENERGY TECHNOLOGY CENTER. "Integrated Gasification Combined Cycle. IGCC: Clean, affordable energy for tomorrow's world". U. S. Department of Energy. Office of Fossil Energy. July 1999.
- [9] FERNÁNDEZ, Manuel F.; Agustín M. Alcaraz C. "Gasificación integrada a ciclos combinados". Boletín IIE, noviembre-diciembre del 2001. México.
- [10] FIGUEREDO, Reinaldo. "Energía y comercio internacional: hacia el desarrollo sustentable". Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). XXXII Reunión de Ministros de la OLADE. 2001. Quito, Ecuador.
- [11] MONTIEL Fernández, Manuel; José Miguel González Santaló, Ranulfo Gutiérrez Ramírez, Julio Milán Foressi y César Romo Millares. "Tendencias tecnológicas". Boletín IIE, mayo-junio 1998. México.

- [12] NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. "Major environmental aspects of gasification-based power generation technologies". U.S. Department of Energy. Office of Fossil Energy. december 2002. E.U.A.
- [13] OSKARSSON, Karin; Anders Berglund, Rolf Deling, Ulrika Snellman, Olle Stenback, and Jack J. Fritz "A Planner's Guide for Selecting Clean-Coal Technologies for Power Plants". World Bank Technical Paper No. 387. The World Bank 1997. Washington, D.C.
- [14] RUDNICK, Hugh. "La infraestructura energética y el sector eléctrico". Capítulo del libro: Diseño Estratégico e Infraestructura Básica. Instituto Latinoamericano y del Caribe de planificación Económica y Social, ILPES-CEPAL, Naciones Unidas. Dolmen Ediciones S.A., pp. 168-172.
- [15] SECRETARÍA DE ENERGÍA. Pagina electrónica: www.energia.gob.mx.
- [16] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Análisis y Perspectivas de Energía 2000".
- [17] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Balance de Carbón en el Corto, Mediano y Largo Plazo". IV Congreso Nacional, El Sector Energía en México de Cara al Siglo XXI: Tendencias, Política, Abastecimiento y Financiamiento. Asociación Mexicana Para La Economía Energética.
- [18] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Programa Sectorial de Energía 2001-2006". Plan Nacional de Desarrollo.
- [19] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2001-2011". Primera edición, 2002. México.
- [20] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Prospectiva Del Mercado De Gas Natural 2003-2012". México 2003.
- [21] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010". Dirección General de Formulación de Política Energética. Primera edición, México, 2001.
- [22] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011". Primera edición. Dirección General De Formulación De Política Energética. Secretaría de Energía. México, 2002.

- [23] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012". México, 2003. Dirección General de Formulación de Política Energética
- [24] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Prospectiva de petrolíferos 2002-2011". Subsecretaría De Política Energética Y Desarrollo Tecnológico Dirección General De Formulación De Política Energética. México, 2002.
- [25] SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Prospectiva de petrolíferos 2003-2012". Subsecretaría De Política Energética Y Desarrollo Tecnológico Dirección General De Formulación De Política Energética. México, 2003.
- [26] TREVIÑO Coca, Manuel. "Tecnología de gasificación integrada al ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano". Club Español de la Energía. España.
- [27] STOLL, Harry. "Least Cost Electric Utility Planning". Wiley. New York 1989.

ANEXO A. CANASTA DE COMBUSTIBLES Y PRECIOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La canasta de combustibles para generación de energía eléctrica, tienen un peso importante en los costos de generación. La CFE publica en su página de Internet, los costos de los mismos, tal como se muestran a continuación.

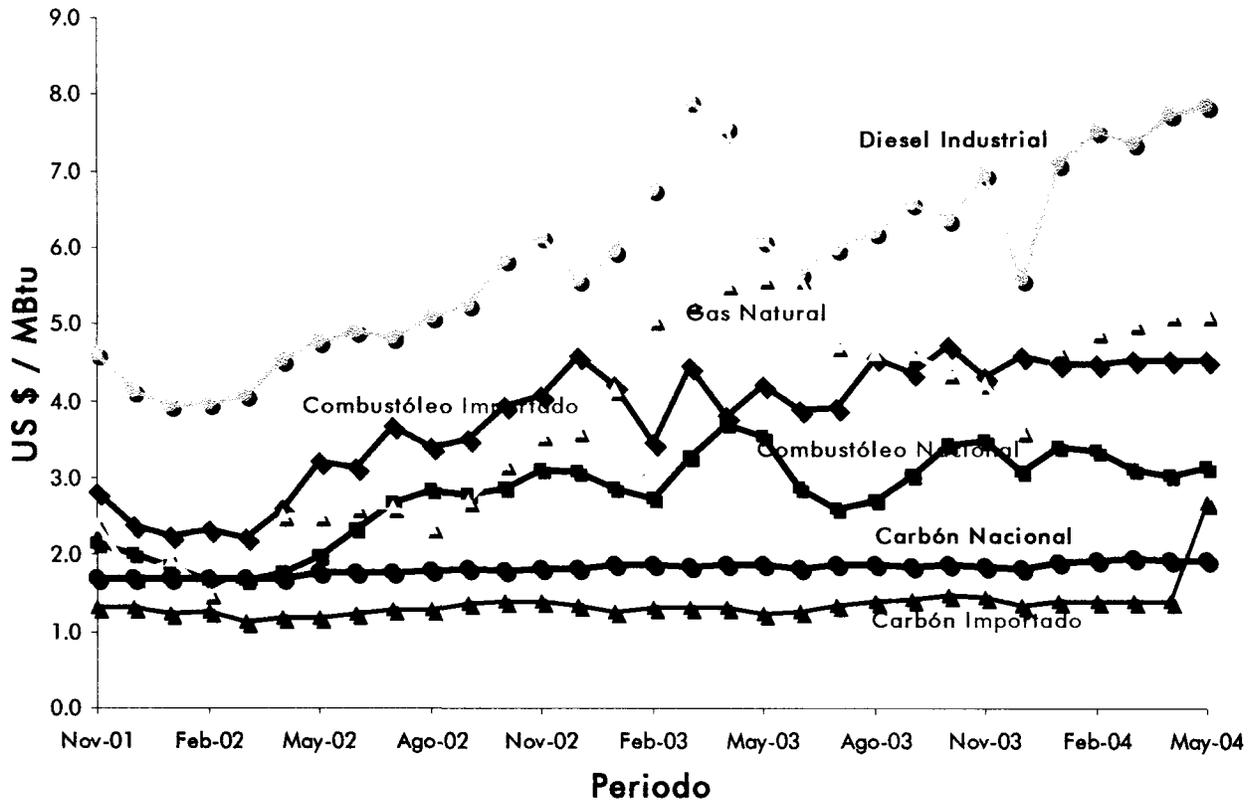
MES	Combustóleo Importado	Combustóleo Nal.	Gas Natural	Diesel Industrial	Carbón Imp.	Carbón Nal.
Nov-01	2.8217	2.1403	2.3897	4.6124	1.3076	1.6903
Dic-01	2.3715	2.0034	1.7135	4.1145	1.3022	1.6903
Ene-02	2.2514	1.8546	1.9407	3.9253	1.2371	1.6903
Feb-02	2.3223	1.6492	1.5033	3.9720	1.2576	1.7005
Mar-02	2.2291	1.6726	1.7490	4.0589	1.1137	1.7005
Abr-02	2.6055	1.7628	2.5284	4.5195	1.1771	1.6903
May-02	3.2186	1.9708	2.5302	4.7640	1.1902	1.7679
Jun-02	3.1356	2.3323	2.6126	4.8910	1.2258	1.7574
Jul-02	3.6802	2.6783	2.6130	4.8208	1.2869	1.7627
Ago-02	3.4005	2.8348	2.3591	5.0993	1.2850	1.8012
Sep-02	3.5013	2.7962	2.6991	5.2447	1.3574	1.8268
Oct-02	3.9353	2.8720	3.1966	5.8456	1.3826	1.8040
Nov-02	4.0718	3.1174	3.5719	6.1356	1.3943	1.8107
Dic-02	4.5867	3.0772	3.6223	5.5739	1.3422	1.8083
Ene-03	4.2079	2.8673	4.1413	5.9553	1.2458	1.8881
Feb-03	3.4685	2.7371	5.0725	6.7620	1.3059	1.8868
Mar-03	4.4378	3.2621	5.2758	7.9075	1.3178	1.8351
Abr-03	3.7960	3.7046	5.5113	7.5621	1.2998	1.8796
May-03	4.2064	3.5400	5.5972	6.0722	1.2385	1.8699
Jun-03	3.8780	2.8715	5.6087	5.6438	1.2572	1.8188
Jul-03	3.9002	2.5883	4.7110	5.9692	1.3465	1.8640
Ago-03	4.5604	2.7072	4.5985	6.1834	1.3967	1.8829
Sep-03	4.3694	3.0321	4.6098	6.5684	1.4317	1.8533
Oct-03	4.7061	3.4317	4.3542	6.3578	1.4626	1.8740
Nov-03	4.3211	3.4915	4.2426	6.9378	1.4409	1.8590
Dic-03	4.5867	3.0772	3.6223	5.5739	1.3422	1.8083
Ene-04	4.4779	3.4030	4.6553	7.0624	1.3913	1.9051
Feb-04	4.4779	3.3447	4.9005	7.4944	1.3913	1.9205
Mar-04	4.5376	3.1201	5.0099	7.3498	1.3913	1.9429
Abr-04	4.5376	3.0315	5.1156	7.7224	1.3913	1.9257
May-04	4.5376	3.1463	5.1054	7.8134	2.6835	1.9310

Tipo de cambio

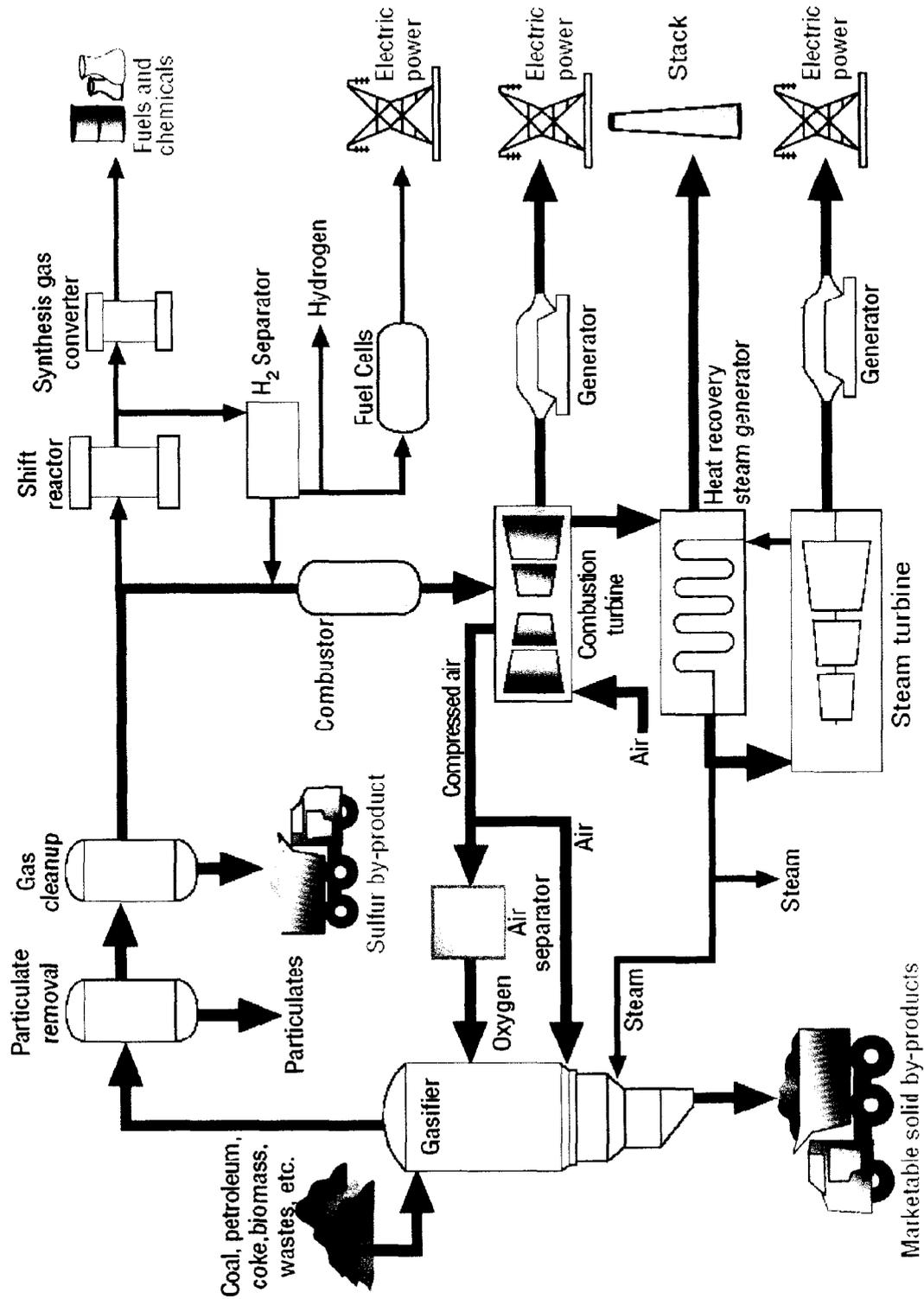
11.59

pesos/US\$

De la tabla anterior se deriva la siguiente gráfica, en donde destaca el diesel industrial como el más costoso de todos, seguido por el gas natural.



ANEXO B. ESQUEMA TÍPICO DE UNA CENTRAL DE GASIFICACIÓN INTEGRADA AL CICLO COMBINADO.



ANEXO C. CAPACIDAD Y TIPOS DE GENERACIÓN DE LAS EMPRESAS PARAESTATALES, HASTA EL 2003.

La comisión federal de electricidad reportó en diciembre de 2003 la capacidad instalada y la energía generada por cada tipo de centrales térmicas.

A continuación se muestra la aportación que hace cada tecnología al total de capacidad instalada y energía a la fracción térmica.

TIPO	Capacidad (MW)	Aportación Capacidad	Generación (GWh)	Aportación Generación	Factor de Planta
Vapor	14,058.50	40.93%	73,075	40.16%	59.34%
Dual	2,100.00	6.11%	13,859	7.62%	75.34%
Carboeléctrica	2,600.00	7.57%	16,681	9.17%	73.24%
Ciclo Combinado *	10,603.65	30.87%	54,060	29.71%	58.20%
Geotermoeléctrica	959.5	2.79%	6,282	3.45%	74.74%
Turbogas	2,515.78	7.32%	6,728	3.70%	30.53%
Combustión interna	143.44	0.42%	755	0.41%	60.09%
Nucleoeléctrica	1,364.88	3.97%	10,502	5.77%	87.84%
Total	34,345.75	100.00%	181,942	100.00%	60.47%

* Incluye productores externos de energía (central ciclos combinados Mérida III, Hermosillo, Saltillo, Tuxpan II, Río Bravo II, Bajío (El Sauz), Monterrey III, Altamira II, Tuxpan III y IV, Campeche, Mexicali y Chihuahua III, Naco Nogales, Altamira III y IV).

ANEXO D. PODER CALORÍFICO DE COMBUSTIBLES FÓSILES.

Una variable muy importante en el campo de la generación de energía, es el poder calorífico de los combustibles empleados.

A continuación se presentan los valores correspondientes al poder calorífico de los combustibles utilizados para generación de energía eléctrica, publicados en la página electrónica de la Secretaría de Energía.

COMBUSTIBLE	Poder calorífico MJ/kg
Gas natural	52
Gas L.P.	48
Butano	49
Isobutano	45
Propano	50
Butileno	49
Propileno	49
Metano	55
Petróleo diáfano	46
Gasolina	47
Diesel	48
Gasóleo	42
Combustóleo pesado	42
Combustóleo ligero	43
Carbón mineral	variable
Coque de petróleo	31

